



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Estudios Superiores
Zaragoza

*“Evaluación técnico-económica para la
implementación de hidrógeno verde
en México”*

T E S I S

Que para obtener el título de:
Ingeniero Químico

P r e s e n t a
JOSÉ ENRIQUE MARTÍNEZ LÓPEZ

Director de tesis
DR. RAFAEL SÁNCHEZ DIRZO

Asesores:

M. EN I. FRANCISCO JAVIER ALMAZÁN RUIZ
M. EN I. MARIA ESTELA DE LA TORRE
GÓMEZ TAGLE





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos.

A la máxima casa de estudios del país, la Universidad Nacional Autónoma de México en la cual tuve la fortuna de formarme, aprender y conocer a grandes personas, las cuales me acompañaron de manera directa o indirecta durante este trayecto desde mi bachillerato en la ENP 1 hasta mi educación universitaria en FES Zaragoza.

Al Dr. Rafael Sánchez Dirzo, director de este trabajo, por su apoyo y motivación durante el todo este proceso y continuar despertando mi interés en temas energéticos y proyectos sustentables.

Al Mtro. Francisco Javier Almazán Ruiz, por sus pláticas y consejos durante la carrera, una persona comprometida con su labor y dispuesto a asesorar a quien lo solicite.

A mi jurado

- Mta. María Estela de la Torre Gómez Tagle
- Dr. Rodolfo
- Dr. Miguel Angel Arellano Gonzalez.

Por sus comentarios y observaciones en este trabajo.

Dedicatorias.

A mí madre y hermana, Ma. Del Carmen y Ana María, las mujeres que siempre me han acompañado y apoyado en mi camino y quienes son las primeras en emocionarse por cada paso que doy.

A mi hermano y mi cuñada, Guillermo y Jazmín, de igual manera por su apoyo y consejos que me han dado.

A mi padre, Enrique, por todo el apoyo y sacrificios que ha hecho.

A mis amigos, que formé durante la carrera y con quienes compartí grandes momentos de mi vida, Consti, Andrés, Rodrigo, Verónica, Alejandro, Reneé, Adriana, el team Colonche y todos aquellos que no pude mencionar.

A mis sobrinos, Vale y Mateo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
OBJETIVOS.....	3
OBJETIVO GENERAL.....	3
OBJETIVOS PARTICULARES.....	3
CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO.....	4
ENERGÍA.....	5
CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS.....	6
<i>Clasificación por sus propiedades.....</i>	6
<i>Clasificación por su tipo de fuente.....</i>	7
GENERACIÓN DE ENERGÍA NACIONAL E INTERNACIONAL.....	9
TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	12
<i>Compromisos de México.....</i>	13
<i>Energía limpia en México.....</i>	14
HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO.....	17
HIDRÓGENO.....	17
<i>Tipos de hidrógeno.....</i>	21
MÉTODOS DE GENERACIÓN.....	23
<i>Reformado de metano con vapor (SMR).....</i>	24
<i>Oxidación parcial.....</i>	25
<i>Gasificación.....</i>	25
<i>Procesos termoquímicos.....</i>	26
<i>Electrólisis.....</i>	27
ESQUEMA POWER TO X.....	30
<i>Power to Power (PtP).....</i>	31
<i>Power to Chemical (PtC).....</i>	33
<i>Power to fuel (PtF).....</i>	34
ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO.....	36
<i>Almacenamiento.....</i>	36
<i>Almacenamiento de gas a presión.....</i>	37
<i>Almacenamiento criogénico.....</i>	38
<i>Almacenamiento en hidrocarburos metálicos.....</i>	39
TRANSPORTE.....	39
<i>Transporte por tuberías.....</i>	40
<i>Transporte por contenedores.....</i>	41
PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE.....	41
CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE MERCADO Y ANÁLISIS TÉCNICO.....	46
ESTUDIO DE MERCADO.....	47
<i>Descripción del producto.....</i>	47
<i>Perfil de cliente.....</i>	47
<i>Selección del proceso.....</i>	48
<i>Mercado proveedor.....</i>	50
<i>Mercado competidor.....</i>	53
<i>Demanda del hidrógeno.....</i>	56
<i>Precios.....</i>	59
<i>Mercado del amoníaco.....</i>	60

ESTUDIO TÉCNICO	61
<i>Descripción del proceso</i>	61
<i>Industria química</i>	62
ANÁLISIS TÉCNICO.....	65
<i>Mercado meta</i>	65
<i>Tamaño de la empresa</i>	66
BALANCE DE MATERIA.	67
<i>Amoniaco</i> :.....	67
<i>Balance global</i>	67
<i>Electrolizador</i>	70
<i>Reducción de GEI</i>	74
LOCALIZACIÓN	75
CAMPO FOTOVOLTAICO (FV).....	76
<i>Determinación del campo fotovoltaico por equipo de electrólisis</i>	77
CONSUMO DE AGUA.....	78
CAPÍTULO III. ESTUDIO ECONÓMICO	79
INVERSIÓN.	80
COSTOS.....	83
COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO (LCOH).....	83
EVALUACIÓN.....	90
<i>Método de periodo de recuperación</i>	90
<i>Método de tasa de rendimiento contable</i>	91
<i>Método de Valor Presente Neto</i>	91
<i>Método de la tasa interna de retorno (TIR)</i>	92
FLUJO DE EFECTIVO.....	92
PUNTO DE EQUILIBRIO	95
CÁLCULO DEL VPN.	97
CÁLCULO DE LA TIR.....	98
CONCLUSIONES.....	100
REFERENCIAS	102
ANEXO.....	107
ANEXO A. TABLAS BALANZA COMERCIAL HIDRÓGENO Y AMONÍACO.....	107
ANEXO B. LOCALIZACIÓN	108
<i>Método cualitativo por puntos ponderados con modificaciones de Brown-Gibson</i>	108
<i>Macro localización</i>	109

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Obra "El anciano de los días" de William Blake	4
Ilustración 2. Clasificación de energías no renovables [Fuente propia]	8
Ilustración 3. Clasificación de energías renovables [Fuente propia]	8
Ilustración 4. Porcentaje de la generación mundial de energía [Elaboración propia con datos de IEA]	9
Ilustración 5. Porcentaje de generación nacional de energía [Elaboración propia con datos del IEA]	10
Ilustración 6. Comportamiento del Sector energético [SENER, 2021]	11
Ilustración 7. Emisiones mundiales de GEI por sector [Mengpin Ge, 2021]	13
Ilustración 8. Emisiones mundiales de GEI por tipo [ONU, 2020]	13
Ilustración 9. Capacidad Instalada por CFE y permisionarios [SENER & PROSEDEN, 2022]	15
Ilustración 10. Porcentaje de la capacidad instalada [SENER & CENACE, 2021]	16
Ilustración 11. Principales centrales eléctricas de la CFE, PIE y privados [SENER & CENACE, 2021]	16
Ilustración 12. Producción de Hidrógeno a partir de fuentes no renovables [Centro Nacional del Hidrógeno, 2019, Chile]	23
Ilustración 13. Producción de Hidrógeno a partir de fuentes renovables [Centro Nacional del Hidrógeno, 2019, Chile]	24
Ilustración 14. Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas (Centro nacional del hidrógeno, Chile)	31
Ilustración 15. Esquema Power to Power [Adaptación de Dirzo, 2004]	32
Ilustración 16. Auto Ecovía, (GacetaUNAM, 2008)	34
Ilustración 17. Auto Toyota Mirai, interior (DiarioMotor, 2021)	35
Ilustración 18. Proyecto de aviones de hidrógeno (National geographic, 2023)	36
Ilustración 19. Mapa estructural del sistema de transporte de GN y GNL mexicano [SENER, 2020]	40
Ilustración 20. Países con estrategias o en preparación a octubre de 2021 [IRENA, 2022]	42
Ilustración 21. Países en dónde el Hidrógeno verde puede llegar a ser más barato que el hidrógeno gris [IRENA, 2022].	42
Ilustración 22. Electrolizador más grande del mundo [Roca J.A., 2022]	43
Ilustración 23. Hidrógeno verde, extraído de https://www.aevae.net/hidrogeno-verde/	46
Ilustración 24. Actuales sectores a nivel mundial del hidrógeno [Elaboración propia a partir de datos de IEA, 2019]	47
Ilustración 25. Proyección de la demanda de hidrógeno (HINICIO, 2021, adaptación de Hydrogen council, 2017)	48
Ilustración 26. Potencial fotovoltaico de México [Solargis, 2022]	51
Ilustración 27. Distribución de plantas eólicas en México [AMDEE, 2022]	52
Ilustración 28. Tarifas de agua [Conagua, 2020]	53
Ilustración 29. Capacidad de producción de Hidrógeno de PEMEX [HINICIO, 2021]	54
Ilustración 30. Producción privada de Hidrógeno [HINICIO, 2021]	54
Ilustración 31. Elaboración propia con datos de la SENER, balance nacional de gas natural.	56
Ilustración 32. Comportamiento en la demanda de Hidrógeno (IEA, 2020)	57
Ilustración 33. Demanda nacional del hidrógeno [Elaborado a partir de datos del ANIQ]	58
Ilustración 34. Balanza comercial del hidrógeno, ANIQ 2022	58
Ilustración 35. Costos de producción del hidrógeno por tipo de fuente [IEA, 2020]	60

Ilustración 36. Balanza comercial del amoníaco [ANIQ, 2023]	61
Ilustración 37. Proceso del amoniaco [UNAM FES Zaragoza, Termodinámica de procesos y operaciones unitarias en ingeniería química].....	64
Ilustración 38. Proceso de producción de amoniaco con hidrógeno verde [Elaboración propia]	64
Ilustración 39. Pronóstico de la producción de amoniaco [Elaboración propia en base con datos de la GIZ, 2021]	65
Ilustración 40. Esquema producción de amoniaco (Adaptación de Himmelblau D. Balance de materia y energía)	67
Ilustración 41. Electrolizador alcalino A3880 (NEL, 2022)	71
Ilustración 42. Relación de producción estimada y equipos.....	74
Ilustración 43. Emisiones de CO ₂ por medio del proceso SMR	75
Ilustración 44. Complejo petroquímico Cosoleacaque, Veracruz. Extraído de https://es.foursquare.com/v/complejo-petroquimico-cosoleacaque/526e9c9b11d2c1cc3c3cdd67	76
Ilustración 45. Consumo de agua	78
Ilustración 46. Planta de hidrógeno verde, Iberdrola, Extraído de https://www.lavozdepuertollano.es/web/contenido/comarca/la-planta-de-hidrogeno-verde-de-puertollano-estara-plenamente-operativa-en-marzo34598.html	79
Ilustración 47. Precio de módulos solares fotovoltaicos (OurWorlinData, 2022)	87
Ilustración 48. Flujo de efectivo	95
Ilustración 49. Punto de equilibrio	96
Ilustración 50. Inflación de México [INEGI, 2023]	97
Ilustración 51. Método gráfico de la estimación del TIR.....	99
Ilustración 52. Disponibilidad media anual de agua por región (SEMARNAT, 2018)	110

Lista de tablas

Tabla 1. Propiedades de combustibles [Gupta, 2008]	18
Tabla 2. características de combustibles [Gupta, 2008]	18
Tabla 3. Densidades de combustibles [Gupta, 2008]	19
Tabla 4. Propiedades del hidrógeno [Adaptación Sørense, 2018]	20
Tabla 5. Tipos de hidrógeno [adaptación de HINICO, 2021]	22
Tabla 6. Características de los tipos de electrólisis [Centro Nacional de Hidrógeno, 2019, Chile] ...	28
Tabla 7. Densidades del hidrógeno [Sorensen, 2018]	38
Tabla 8. Criterios de los procesos	49
Tabla 9. Selección del proceso	49
Tabla 10. Lista de empresas en el mercado de amoníaco [ANIQ, 2023]	66
Tabla 11. Mercado meta de amoníaco contemplado (miles ton/año)	66
Tabla 12. Ficha técnica de electrolizador A3880 (NEL, 2022)	71
Tabla 13. Producción y capacidad esperada	72
Tabla 14. Estimación de la inversión de maquinaria y equipo	81
Tabla 15. Estimación de la inversión fija	81
Tabla 16. Estimación de la inversión diferida	82
Tabla 17. Estimación del capital de trabajo	83
Tabla 18. Estimación de la inversión del campo FV.	88
Tabla 19. Estimación del OPEX.	88
Tabla 20. Comparativo del LCOH.	89
Tabla 21. Método de periodo de recuperación.	94
Tabla 22. Estimación de costos.	96
Tabla 23. Cálculo del VPN	97
Tabla 24. Balanza comercial del hidrógeno parte I [ANIQ, 2023]	107
Tabla 25. Balanza comercial del hidrógeno parte II [ANIQ, 2023]	107
Tabla 26. Balanza comercial del amoníaco parte I [ANIQ, 2023]	107
Tabla 27. Balanza comercial del amoníaco parte II [ANIQ, 2023]	107
Tabla 28. Disponibilidad de agua por región [CONAGUA, 2017]	109
Tabla 29. Estados propuestos	111
Tabla 30. Paso I, método Brown-Gibson para la localización.	111
Tabla 31. Paso II, método Brown-Gibson para la localización.	112
Tabla 32. Paso III, Ponderación de los factores subjetivos.	113
Tabla 33. Paso III, factores subjetivos	113
Tabla 34. Paso IV, método Brown Gibson para la localización.	114

Lista de Acrónimos

ALK. Electrólisis alcalina
ANIQ. Asociación Nacional de la Industria Química
CAPEX. *Costo de capital de equipos para la producción de hidrógeno.*
CCVC. Contaminantes climáticos de vida corta
CFE. *Comisión Federal de Electricidad*
CIP. *Copenhagen Infrastructure Partners*
CONAGUA. *Comisión Nacional del Agua*
FV. *Fotovoltaico*
GEI. Gases de efecto invernadero
GIZ. *Sociedad Alemana de Cooperación Internacional*
HTE. *Electrólisis de Alta Temperatura*
IEA. Agencia Internacional de Energía
IRENA. Agencia Internacional de las Energías Renovables
LCOH. Costo nivelado del hidrógeno
LPG. Gas licuado de petróleo
ONU. Organización de Naciones Unidas
OPEX. *costos de operación y mantenimiento*
PEM. Electrólisis de membrana de electrólito de polímero
PEMEX. *Petróleos mexicanos*
PIB. *Producto Interno Bruto*
PIE. *Productores Independientes de Energía*
PRODESEN. Programa de desarrollo del sistema eléctrico
SENER. Secretaría de Energía
SMR. Reformado de metano con vapor de agua
SOEC. Electrólisis por celda de óxido de sólidos
TIR. *Tasa Interna de Retorno*
VPN. *Valor Presente Neto*

Introducción.

Debido a la creciente emisión de gases de efecto invernadero (GEI) el mundo se encuentra adoptando e implementando medidas para reducir el acelerado calentamiento de la tierra. Por ello se ha propuesto como meta mundial el llegar a cero emisiones de GEI para 2050, por medio de la denominada “transición energética”, promoviendo el uso de energías renovables, métodos de producción menos contaminantes y la economía circular.

Dentro de esta transición, el hidrógeno juega un papel importante debido a sus características favorables en términos de carácter sustentable, su obtención, su uso y su alto contenido energético por unidad de masa (119.9 MJ/kg , más alto que en comparación de los combustibles conocidos, como la gasolina con 44.5 MJ/kg y el gas natural con 50 MJ/kg) (Gupta, 2008). Su implementación en conjunto con energías renovables y la electrólisis del agua permitirá cumplir con los compromisos de México en el acuerdo de París 2015, además de poderse usar en diferentes sectores como, la industria química, petroquímica, siderúrgica, transporte y con ello implementar su uso en las “denominadas ciudades de hidrógeno” (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022).

En este trabajo se presenta un análisis técnico-económico realizando estudios de prefactibilidad y factibilidad para la implementación de una planta generadora de hidrógeno a nivel industrial, considerando destinarlo para el sector químico para la elaboración de amoníaco, que representa cerca del 51.7% de la demanda mundial (IEA, 2019). Sin embargo, de acuerdo con datos del ANIQ y la SENER, la producción de amoníaco y de hidrógeno, en el país, ha ido en decrecimiento durante la última década en contraste con su demanda la cual se encuentra en crecimiento, lo que lleva al país a depender de las importaciones del hidrógeno para poder abastecer la demanda de estos gases.

Planteamiento del problema.

La alta emisión de gases de efecto invernadero durante los últimos siglos ha ocasionado a que el mundo se enfrente a un inminente cambio del sistema actual de energía basado principalmente en el uso de fuentes fósiles, hacia un nuevo sistema energético basado en energías renovables. En tales sistemas hay necesidades para almacenar energía, transportar energía a distancias medias y largas, y para, alimentar al sector de transportes (terrestre, aéreo y marino).

Una opción de almacenamiento de energía alternativa muy prometedora es el hidrógeno, caracterizado por ser eficiente, inagotable, almacenable, y económico de producir. Por lo que, el hidrógeno juega un papel importante dentro de este sector, pues es un combustible capaz de sustituir a los hidrocarburos para obtener, particularmente, energía eléctrica. El proceso para su obtención más simple y que se conoce desde hace más de 200 años se llama electrólisis del agua, el cual se lleva a cabo por un dispositivo denominado “electrolizador”, no obstante, no es el más implementado, ya que cerca del 90% del hidrógeno producido en el mundo se realiza por medio del reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés).

En México al igual que el resto del mundo, la mayor parte de energía proviene de fuentes fósiles, siendo el gas natural y el petróleo las principales fuentes de energía, dejando un pequeño porcentaje de generación de energía a las energías renovables, seguido de la energía nucleoelectrica. Mientras que la implementación del denominado “hidrógeno verde” en el país se deja de lado, considerando únicamente emplearlo en plantas piloto de ciclo combinado por parte de la comisión federal de electricidad, CFE, de acuerdo con el PROSEDEN 2020-2035, a diferencia de otros países como Australia, Alemania, Países Bajos, China, Arabia Saudita e incluso Chile; dónde cada vez se apuesta más por las energías alternas en las que incluyen al hidrógeno verde (IRENA, 2020).

Hoy en día la mayor demanda del hidrógeno se destina a la industria química, para la refinación del petróleo y la producción del amoníaco, en el caso de México

PEMEX domina el mercado, sin embargo, su producción es destinada para su autoconsumo, a pesar de ello los últimos años la producción ha ido en decrecimiento ocasionando que se dependan de las importaciones para poder abastecer la demanda.

Objetivos.

Objetivo general.

Evaluar la factibilidad técnica y económica para la implementación de una planta de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua asistida con fuentes de energía renovables, destinado para la producción de amoníaco en México.

Objetivos particulares.

- Analizar los principales métodos de producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno.
- Realizar un análisis de localización y estudio de mercado para la implementación del hidrógeno.
- Realizar evaluaciones económicas con el fin de determinar el tiempo de rentabilidad del proyecto y costo de producción.

Capítulo I. Marco Teórico.



Ilustración 1. Obra "El anciano de los días" de William Blake

Contenido.

- Energía.
- Clasificación de las energías.
- Generación de energía, nacional e internacionalmente.
- Transición energética.
- Hidrógeno como vector energético.
- Hidrógeno.
- Métodos de generación.
- Esquema Power To X.
- Almacenamiento y Transporte del hidrógeno.
- Proyectos de hidrógeno verde.

Energía.

El concepto de energía puede variar dependiendo del contexto en el que se encuentre, propiedades o fuentes de origen. En el sentido más esencial, la energía se refiere a la capacidad de hacer un trabajo. Éste puede ser:

- Trabajo mecánico: Desplazamiento de la masa.
- Trabajo térmico: Desplazamiento de átomos.
- Trabajo eléctrico: Desplazamiento de electrones.

La energía ha sido utilizada por la humanidad desde la antigüedad, por ejemplo: para cocinar o endurecer herramientas, al navegar por el mar, con el uso de los molinos de viento o agua, o para extraer agua de un pozo, siendo uno de los aspectos más importantes para el funcionamiento y desarrollo de las sociedades humanas. Durante los siglos XIX y XX, la humanidad aprendió el modo de aprovechar la energía contenida en los combustibles fósiles, principalmente carbón, petróleo, gas natural y energía nuclear, lo que condujo a la revolución industrial e incrementó la productividad de las personas alrededor del mundo.

Por lo tanto, los sistemas energéticos predominantes fueron construidos en torno a los combustibles fósiles, los cuales, se han concentrado, debido a procesos naturales, en ciertas zonas específicas del planeta, conllevando varias crisis y conflictos mundiales, tales como: la crisis del petróleo de los 70's, la guerra del Golfo 90's y la guerra de Irak. Otra consecuencia de la dependencia de los combustibles fósiles es su impacto al medio ambiente, ya que generan elevadas cantidades de dióxido de carbono (CO_2), principal gas causante del efecto invernadero y con ello el aumento de la temperatura de la Tierra. A finales del siglo XX y principios del siglo XXI, se incrementó la búsqueda e implementación del uso de energías menos agresivas al medioambiente (Gil Garcia, 2008). Por ende, cuando el suministro de energía es abundante las economías, los conocimientos y las aspiraciones de una nación aumentan (Odum, 1981).

Clasificación de las energías.

La energía se dispone de diferentes formas. En la mecánica se puede manifestar de dos maneras: energía cinética y energía potencial.

Energía cinética. Es la energía presente asociada al movimiento, un cuerpo en movimiento posee energía cinética (E_C) que depende de su masa (m) y su velocidad (v):

$$E_C = m * v$$

Energía potencial. Es la energía que adquiere un cuerpo cuando se lleva a una determinada posición en contra de una fuerza. Normalmente, esta fuerza es la atracción de la gravedad. Para elevar un cuerpo se debe realizar un trabajo; este trabajo se almacena en el cuerpo en forma de energía potencial. (Vega de Hyper, 2014).

Clasificación por sus propiedades.

Además de las formas anteriores, encontramos que la energía se puede manifestar con diferentes propiedades, teniendo así (Camacho, 2014):

Energía térmica. Es la energía asociada al movimiento de los átomos y moléculas. Cuando más intenso es el movimiento de átomos o moléculas, más mayor será la energía térmica.

Energía química. Es la energía que se almacena en el interior de las unidades estructurales (átomos, moléculas, iones) de la materia. Cuando la materia reacciona, la energía química se libera, se almacena o se convierte en otra forma de energía.

Energía bioquímica. Es la energía química que está presente en el desarrollo de los seres vivos.

Energía eléctrica. Es el movimiento de los electrones que constituye la corriente eléctrica, partículas que se mueven en un conductor por la fuerza ejercida sobre ellas por un campo eléctrico.

Energía radiante o solar. Viene del Sol y es la principal fuente de energía del planeta. Se refiere a la energía de la luz. Según Einstein, la luz es una corriente de partículas que hoy se conoce como “*fotones*”.

Energía del mar. Es la energía que contienen las olas, mareas, corrientes y gradientes de temperatura del agua.

Energía eólica. Es la energía del viento debido al movimiento del aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre.

Energía geotérmica. Es el calor contenido en los materiales que componen el núcleo y el manto de la Tierra que se transmite paulatinamente a la corteza, generando un flujo ascendente de calor.

Energía nuclear. Es la energía que une a los nucleones (neutrones y protones) en el núcleo de un átomo. Posee tres modalidades: Energía de fisión nuclear, se libera cuando un núcleo muy pesado se divide; Energía de fusión nuclear, se libera cuando dos núcleos muy ligeros se unen; Energía de decaimiento radiactivo, se libera cuando un núcleo atómico inestable emite partículas (alfa, beta o gamma) para convertirse en un núcleo atómico más estable.

Clasificación por su tipo de fuente.

En la clasificación por el tipo de fuente, tenemos a las energías renovables y las no renovables. Entendiendo como energías no renovables aquellas cuya fuente se encuentra limitada en el planeta. Mientras que las energías renovables son aquellas que se encuentran de manera ilimitada, natural y son capaces de regenerarse como en el caso de la energía solar, eólica, mareomotriz. En la Ilustración 2 y la Ilustración

3 se muestra dos mapas conceptuales de esta clasificación y el tipo de energías dentro de cada una.

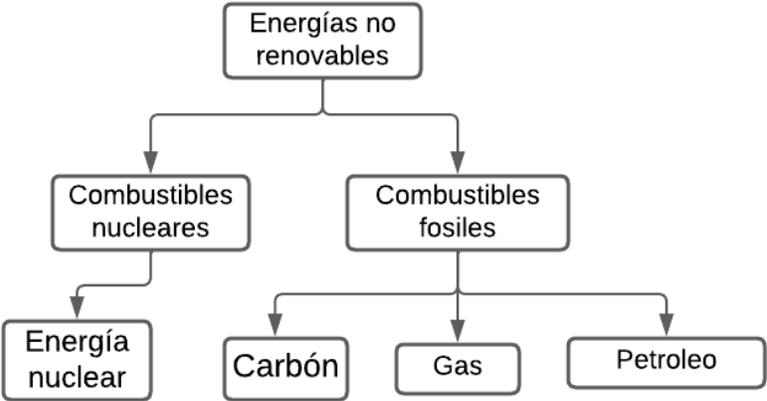


Ilustración 2. Clasificación de energías no renovables [Fuente propia]

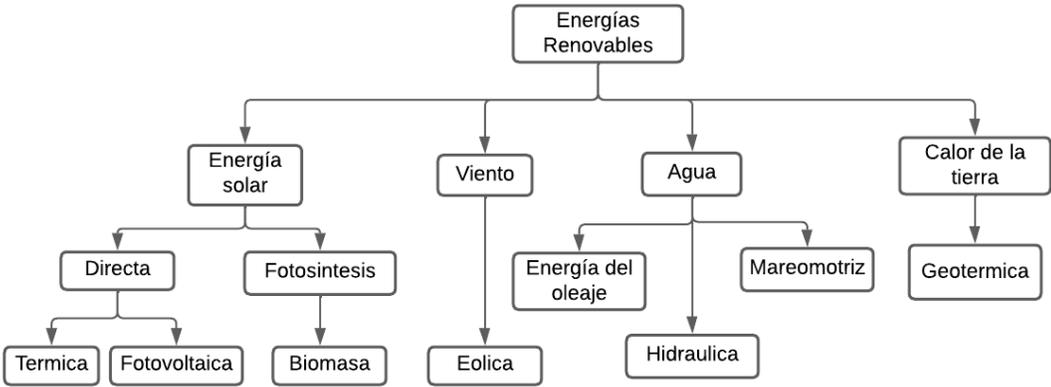


Ilustración 3. Clasificación de energías renovables [Fuente propia]

La cantidad de energía por fuentes renovables es mucho más diversa que las fuentes fósiles, sin embargo, su aprovechamiento es menor, debido a que en décadas anteriores tenían mayores costos de producción, baja eficiencia en comparación con las fuentes convencionales y escasa tecnología disponible, limitando el uso de las energías renovables. No obstante, cada vez se desarrollan mayores tecnologías para aumentar su aprovechamiento, ocasionando un mayor desarrollo, disminución de costos y menor.

Generación de energía nacional e internacional.

De acuerdo con cifras de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) las fuentes fósiles han sido la principal fuente de producción de energía mundial desde 1990 hasta la actualidad, teniendo una mayor presencia, el petróleo seguido del carbón y el gas natural, representando en conjunto un 86% durante el año 2019.

Durante los últimos 30 años, ha habido una disminución de cerca del 6% en el uso del petróleo, un aumento de aproximadamente del 1.3% con el uso del carbón y un 4% para el gas natural. En cuanto a las energías renovables se muestra una menor presencia y un crecimiento más acelerado a partir del 2010 partiendo de 0.86% hasta un 2.22% para 2019. (IEA, 2019). La Ilustración 4 muestra el comportamiento mundial en la generación de energía.

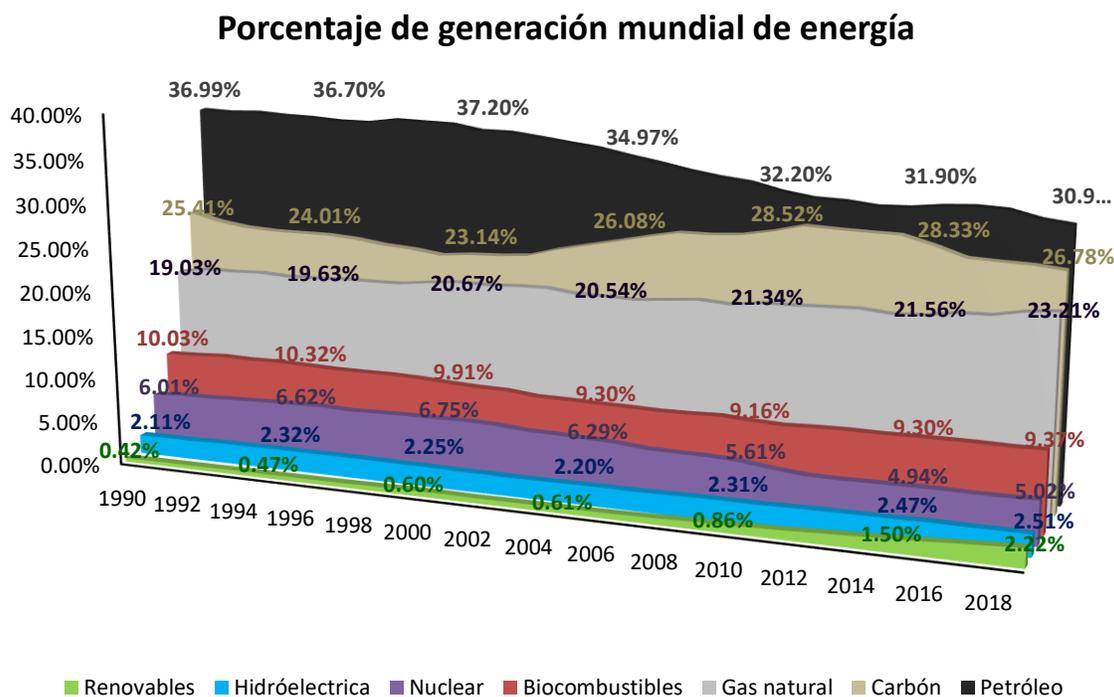


Ilustración 4. Porcentaje de la generación mundial de energía [Elaboración propia con datos de IEA]

En el caso de México las cifras son parecidas, pues de acuerdo con datos del mismo portal. La principal fuente de energía ha sido el petróleo desde 1990, teniendo de igual forma una disminución en su uso para el sector energético de un 26% durante un periodo de 30 años; seguido del gas natural presentando un incremento del 27% durante el mismo periodo. En cuanto al carbón, no hay un gran incremento, pues parte de un 3% en 1990, presentando un pico del 7% en 2010 y terminando nuevamente con un 3% en 2020. Mientras que, el porcentaje del uso de energías renovables se mantiene constante durante estos 30 años, lo que indica un lento crecimiento, de tal manera que aún se sigue manteniendo estable durante cada década.

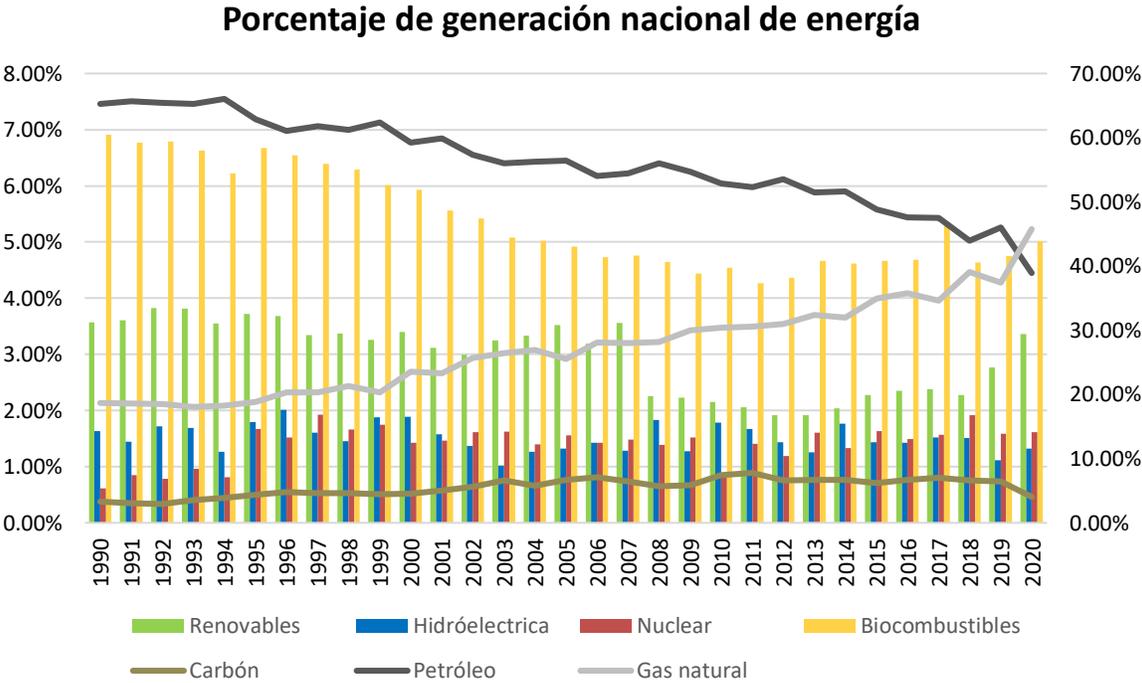


Ilustración 5. Porcentaje de generación nacional de energía [Elaboración propia con datos del IEA]

En comparación con las cifras publicadas por la secretaria de energía de México (SENER), no hay gran diferencia en los porcentajes de cada fuente con los datos presentados por la IEA, puesto que ambas coinciden que hay un mayor dominio en el uso del petróleo y el gas natural, como se muestra en la Ilustración 6.

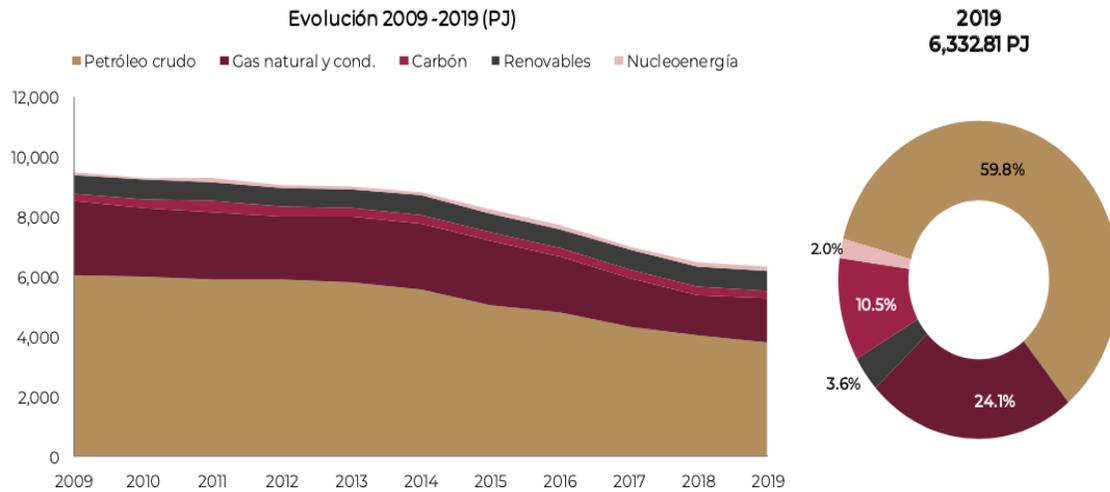


Ilustración 6. Comportamiento del Sector energético [SENER, 2021]

Como se mostró en las ilustraciones 4 a 6, la industria energética está basada en combustibles fósiles, generando una serie de efectos negativos sobre el medioambiente teniendo una ligera disminución a nivel mundial durante las últimas décadas, siendo el petróleo y carbón las fuentes con mayor disminución, en cambio el gas natural, aunque también proviene de fuentes fósiles ha crecido debido a su buena eficiencia energética y menor impacto ambiental, comparado con los anteriores.

El uso de las fuentes renovables se mantiene en un lento pero constante crecimiento. Previendo tener un mayor auge a partir de la implementación del acuerdo de París 2015. El cual es un acuerdo enfocado a combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono (París, 2022).

Este acuerdo consiste en 5 elementos clave:

- El objetivo central mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2°C por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1.5°C.
- A partir de 2020, cada 5 años los países revisarán y fortalecerán sus contribuciones nacionales.

- \$100,000*mdd* en financiamiento climático para los países en desarrollo, a partir del 2025.
- Establecer mecanismos para la rendición de cuentas para asegurar el cumplimiento de las metas hasta el 2020.

Sin embargo, esté acuerdo, considera el alcanzar un pico en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) durante el periodo de 2020 - 2030, para tomarlo de referencia y disminuir a partir de dicho punto.

Transición energética.

De acuerdo con el portal del Instituto de recursos mundiales México (Mengpin Ge, 2021) durante los últimos 30 años el sector energético es la principal fuente de emisiones de GEI, seguida en menor medida de la agricultura, como se muestra a continuación en la Ilustración 7. Lo que ha incentivado a desarrollar e implementar medidas para reducir estas emisiones, como lo fue el acuerdo de París, dónde se reunieron y acordaron alrededor de 195 países el compromiso de, encaminar a un mundo de cero emisiones de CO_2 (principal causante del efecto invernadero) para el año 2050, impulsando el uso de energías limpias con la denominada “Transición energética”.

El “Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020” del programa para el medio ambiente de la Organización de Naciones Unidas (ONU) (ONU, 2020), menciona que los principales gases responsables del efecto invernadero son principalmente el CO_2 y Metano, como se muestra en la Ilustración 8, los cuales en el 2019 volvieron a aumentar situándose en un máximo histórico de aproximadamente 48 *GtonCO₂e*.

Emisiones mundiales de GEI por sector

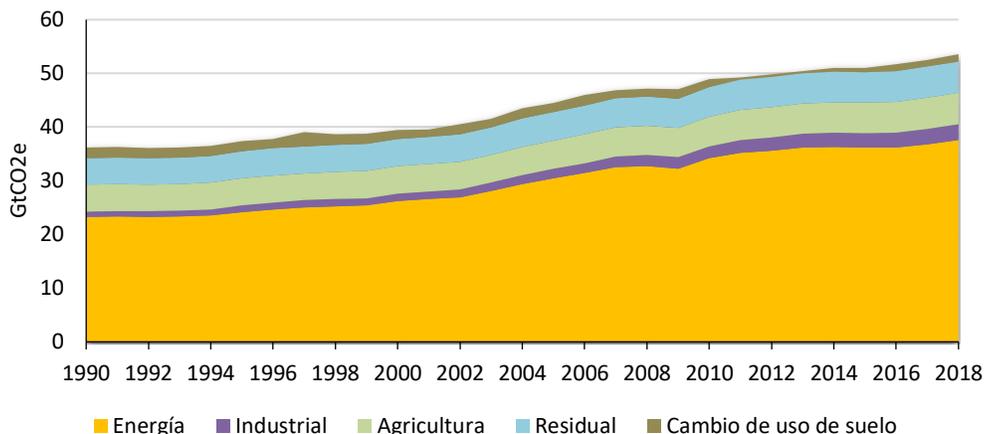


Ilustración 7. Emisiones mundiales de GEI por sector [Mengpin Ge, 2021]

Emisiones mundiales de GEI por tipo

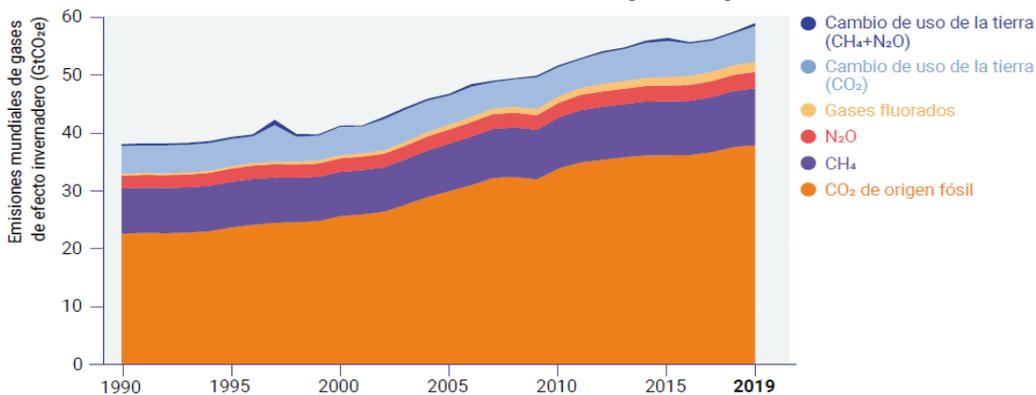


Ilustración 8. Emisiones mundiales de GEI por tipo [ONU, 2020]

Compromisos de México.

Dentro del acuerdo de París, México se comprometió en reducir el 25% de sus emisiones de GEI y de contaminantes climáticos de vida corta (CCVC), es decir, 22% de GEI y 51% de carbono negro; reducir sus emisiones del sector de industrial generando el 35% de energía limpia en el 2024 y el 43% al 2030. Contemplando tener un pico máximo de emisiones alrededor del año 2026 y lograr bajar la intensidad de carbono del PIB en 40% (Staff, 2016).

Para lograr lo anterior se modificaron las leyes energéticas en el país, a partir del gobierno de Enrique Peña Nieto (2015) para permitir a la industria privada el participar en la generación de energía, ocasionando que la mayoría de las empresas que entraron en este sector, se enfocarán en la generación de energías limpias dentro del país, al igual que comenzaron a trazar rutas estratégicas para futuros proyectos energéticos, como los estudios para la implementación del hidrógeno verde dentro del país realizados por la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ, por sus siglas en alemán).

Energía limpia en México.

De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico 2021-2035 (PRODESEN) de la SENER, en el año 2021, la capacidad instalada de las centrales eléctricas de energía limpia, tales como, hidroeléctricas, geotérmicas, Eólicas, fotovoltaicas y de bioenergía, en su conjunto fue de *28,714MW*.

En la Ilustración 9, se puede observar que la capacidad instalada por parte sector privado es en su mayoría por fuentes renovables y energía limpia, destacando las fuentes intermitentes (fotovoltaica y eólica). Mientras que, en el caso de las dependencias del gobierno, se centran más en fuentes convencionales, como lo son: ciclo combinado, cogeneración, térmica convencional y nucleoelectricas.

CAPACIDAD INSTALADA DE LA CFE Y EL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW). 1)

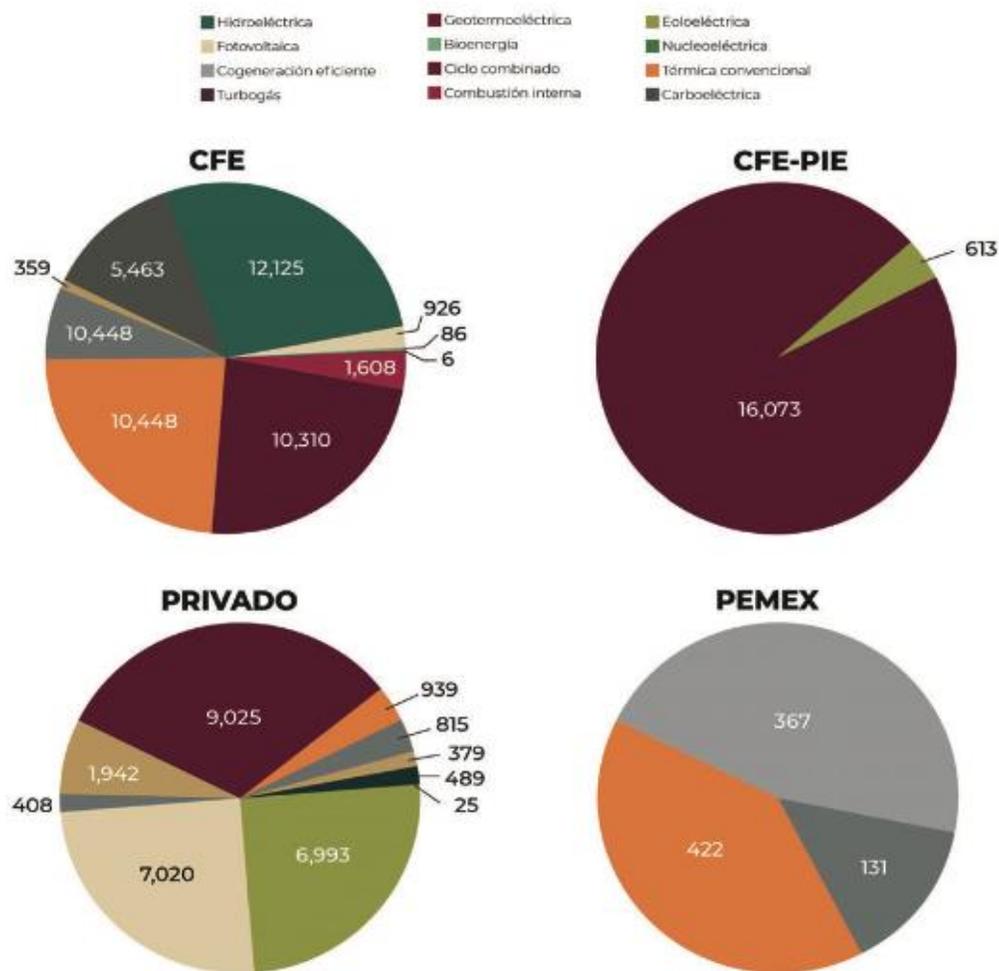


Ilustración 9. Capacidad Instalada por CFE y permisionarios [SENER & PROSEDEN, 2022]

Teniendo así, un mayor porcentaje de la capacidad instalada por parte del ciclo combinado con un 39.2%, seguido de la energía hidroeléctrica con un 14.1% y térmica convencional con un 13.2%, como se muestra en la Ilustración 10. Mientras las tecnologías intermitentes, Eólicas y fotovoltaicas tienen un 8.6% y 7.99% respectivamente.

PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA AL 30 DE ABRIL DE 2021 (INCLUYE UNIDADES EN PRUEBA).



Ilustración 10. Porcentaje de la capacidad instalada [SENER & CENACE, 2021]

En la Ilustración 11, se muestra la ubicación de las principales centrales eléctricas tanto por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Productores Independientes de Energía (PIE), como las del sector privado, teniendo un mayor predominio en el uso del ciclo combinado y energía hidroeléctrica por parte de la CFE y PIE, mientras que el sector privado tiene mayor presencia de energía fotovoltaica (en la parte occidente del país) y eólica (en la parte oriente del país), seguidas del ciclo combinado.

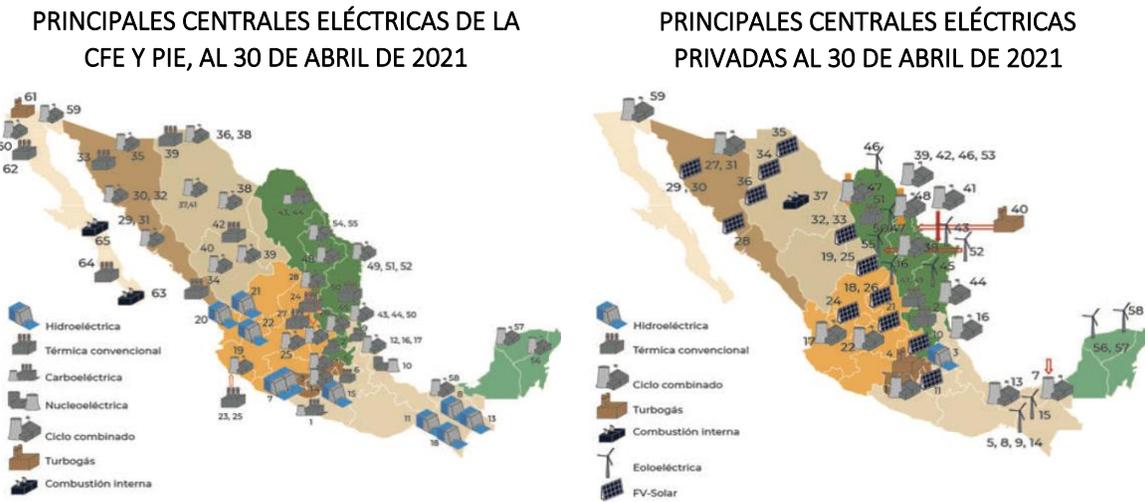


Ilustración 11. Principales centrales eléctricas de la CFE, PIE y privados [SENER & CENACE, 2021]

Hidrógeno como vector energético.

El cambio del sistema energético actual basado principalmente en fuentes fósiles, hacia nuevos sistemas de energía basado en fuentes renovables, posicionan al hidrógeno como una alternativa viable, considerándolo como prioridad en muchos países en su agenda energética debido a sus características favorables en términos de carácter sustentable, cualidades como su obtención, su uso y su alto contenido energético por unidad de masa (119.9 MJ/kg , más alto que en comparación de los combustibles conocidos como la gasolina con 44.5 MJ/kg y el gas natural con 50 MJ/kg), han hecho que reciba una gran atención en los últimos años para la denominada transición energética (Gupta, 2008).

Durante el siglo XX, la tecnología de producción de hidrógeno más extendida fue la el reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) debido a sus altas tasas de producción, bajos costos y disponibilidad de materia prima, convirtiendo a este método como líder en la producción de hidrógeno, representando hoy en día cerca del 95% de la participación global, sin embargo, el SMR es un proceso contaminante (9 kg de CO_2 por kg de H_2) (GIZ, 2021), por lo que se continúan desarrollando métodos más limpios como la pirólisis y la electrólisis.

Hidrógeno.

El hidrógeno es un elemento altamente inflamable en un amplio rango de temperaturas y concentraciones. Reacciona en presencia de oxígeno liberando una energía de forma explosiva en motores de combustión o silenciosamente en celdas de combustible al producir únicamente agua como subproducto. Tiene similitudes y diferencias en comparación con los combustibles fósiles como el metano, gas licuado de petróleo (LPG), y combustibles como la gasolina (Gupta, 2008). Contiene la más alta energía contenida por unidad de masa que ningún otro combustible. Por

ejemplo, en base al peso, el hidrógeno contiene cerca de tres veces la energía contenida de gasolina (119.9 MJ/kg vs 44.5 MJ/kg). Sin embargo, en base al volumen la situación es al revés: $8,491 \text{ MJ/m}^3$ para el hidrógeno líquido contra $31,150 \text{ MJ/m}^3$ para la gasolina. Por lo que, la baja densidad volumétrica del hidrógeno resulta un problema en su almacenamiento, en especial en aplicaciones de automoción (Gupta, 2008). Las propiedades energéticas relacionadas con el hidrógeno en comparación con otros combustibles son mostradas en la Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3.

Tabla 1. Propiedades de combustibles [Gupta, 2008]

Combustible	Poder calorífico inferior [MJ/kg]	Poder calorífico superior [MJ/kg]	Relación estequiométrica aire/combustible [kg]	Rango de combustible [%]	Temperatura de la flama [°C]	Energía de ignición mínima [MJ]	Temperatura de Autoignición [°C]
Metano	50	55.5	17.2	5.0 - 15.0	1914	0.3	540 - 630
Propano	45.6	50.3	15.6	2.1 - 9.5	1925	0.3	450
Octano	47.9	15.1	0.31	0.95 - 6.0	1980	0.26	415
Metanol	18	22.7	6.5	6.7 - 36.0	1870	0.14	460
Hidrógeno	119.9	141.6	34.4	4.0 - 75.0	2207	0.017	585
Gasolina	44.5	47.3	14.6	1.3 - 7.1	2307	0.29	260 - 460
Diesel	42.5	44.8	14.5	0.6 - 5.5	2327	-	180 - 320

Tabla 2. características de combustibles [Gupta, 2008]

Propiedades	Gasolina	Diesel	Metanol	Etanol	Propano	Gas natural	Hidrógeno
Formula química	C4 - C12	C9 - C25	CH3OH	C2H5OH	C3H8	CH4	H2
Estado físico	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Comprimido	Comprimido	Comprimido, gas o líquido
Masa molecular	100 - 105	200 - 300	32	46	44	16	2
Composición (% peso)							
Carbón	85 - 88	84 - 87	39.5	52.2	82	75	0
Hidrógeno	12.0 - 15.0	13.0 - 16.0	12.6	13.1	18	25	10
Oxígeno	0	0	49.9	34.7	NA	NA	0

Gravedad específica [15.5°C/15.5°C]	0.72 - 0.78	0.81 - 0.89	0.796	0.796	0.504	0.424	0.07
Temperatura de ebullición [°C]	27 - 225	190 - 345	68	78	-42	-161	-252
Temperatura de fusión [°C]	-40	34	-97.5	-114	187.5	-183	-260
Presión de vapor [psi]	8.0 - 15.0	0.2	4.6	2.3	208	2400	NA

Tabla 3. Densidades de combustibles [Gupta, 2008]

Combustible	Densidad energética [MJ/m ³] a 1 atm y 15°C	Densidad energética [MJ/m ³] a 200 atm y 15°C	Densidad energética [MJ/m ³] a 690 atm y 15 °C	Densidad [MJ/m ³] de líquido	Densidad energética gravimétrica [kJ/kg]
Hidrógeno	10	1,825	4,500	8,491	140
Metano	32.6	6,860	-	20,920	43.6
Propano	86.7	-	-	23,488	28.3
Gasolina	-	-	-	31,150	48.6
Diesel	-	-	-	31,435	33.8
Metanol	-	-	-	15,800	20.1

Su descubrimiento se remonta al siglo XVI, dónde el alquimista Paracelso obtuvo artificialmente hidrógeno al mezclar metales con ácidos fuertes, pero no fue consciente de que el gas generado estaba compuesto por un nuevo elemento químico. En 1671, Robert Boyle redescubrió y describió la reacción que se producía entre limaduras de hierro y ácidos diluidos, lo que resulta en la producción de gas de hidrógeno, en su publicación “*New experiments touching the betwixt flame and air*” dando lugar a lo que definió como “*inflammable solution of Mars*” (nombre alquímico del hierro), pero hasta 1766, Henry Cavendish aisló por primera vez al hidrógeno, mientras mezclaba metales con ácidos fuertes, identificando el gas producido en la reacción metal-ácido como “Aire inflamable”. En 1783, Antoine Lavoisier dio nombre al elemento como “Hidrógeno” (del griego hydro (υδρῶ), agua y genes (γένος-ου), generar, es decir, “generador de agua”) debido a una de sus

reacciones más características donde se produce agua cuando se quema hidrógeno (TextosCientíficos, 2006).

En condiciones normales de presión y temperatura, es un gas incoloro, inodoro no tóxico e inflamable, con un punto de ebullición de 20.3 K ($-252.85\text{ }^{\circ}\text{C}$) y un punto de fusión de 13.8 K ($-259.35\text{ }^{\circ}\text{C}$), como se muestra en la Tabla 4. Puede reaccionar como combustible en la presencia de oxígeno molecular (O_2) desprendiendo energía y formando agua (León, 2020).



Una de las ventajas del hidrógeno es que tiene múltiples aplicaciones, se puede usar, tanto para producir o almacenar energía, como para la creación de materias primas, productos químicos o mezclar con otros combustibles para hacer una combustión mixta. Empleándolo desde su descubrimiento, atribuido a Henry Cavendish, como materia prima para muchos procesos, especialmente para el sector petroquímico.

Tabla 4. Propiedades del hidrógeno [Adaptación Sørense, 2018]

Propiedades	Valor	Unidades
Número atómico	1	-
Masa molar	2.01594	E-03 kg/mol
Densidad a condiciones estándar	0.035	$m^2/mol\ \Omega$
Densidad del líquido a -253°C	278	kg /m ³
Punto de fusión	13.8	K
Punto de ebullición	20.3	K
Presión crítica	12.8	Atm
Temperatura crítica	-240	$^{\circ}\text{C}$
Densidad crítica	31.2	kg/m ³
Capacidad calorífica	14.3	kJ/K kg
Solubilidad en agua	0.019	m ³ /m ³

Tipos de hidrógeno.

Durante los últimos años, se han denominado diferentes etiquetas de color al hidrógeno asociadas a su forma de obtención, todo esto con el fin de identificar fácilmente la fuente de energía, la tecnología de producción y las fuentes de emisiones de GEI relacionadas con la producción del hidrógeno. Teniendo así, una gama de colores para identificar al hidrógeno en lo que se puede nombrar el “arcoíris del hidrógeno”, designando colores como los siguientes:

- **Hidrógeno gris.** Considera todos los métodos que dependen de combustibles fósiles, siendo el proceso SMR y la gasificación de carbón los principales. Es utilizado generalmente en la industria petroquímica y química. En general, alrededor del 6% del gas natural extraído en todo el mundo y el 2% del carbón se utiliza para la producción de hidrógeno gris por año. Su principal desventaja es la cantidad de emisiones de CO_2 generadas durante la producción de hidrógeno, que se estiman en alrededor de $830 \text{ MtCO}_2/\text{año}$ (A. Ajanovic, 2022).
- **Hidrógeno azul.** Se refiere al hidrógeno producido por fuentes fósiles con un esquema de captura de carbono. No se cuenta definida la cantidad determinada de carbono que debe capturarse. Sin embargo, se reportan tasas de captura de hasta 90% (A. Ajanovic, 2022) considerándolo como puente para llegar al hidrógeno verde.
- **Hidrógeno turquesa.** Consiste en la producción de hidrógeno a partir de la pirólisis de metano, cuyo subproducto es carbono sólido en forma de carbono filamentoso o nanotubos de carbono, que se pueden utilizar para el proceso de producción posterior o almacenarse más fácilmente. Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra en investigación, por lo que su producción se mantiene a nivel de laboratorio (A. Ajanovic, 2022).
- **Hidrógeno verde.** Es producido a partir del agua mediante la electrólisis, utilizando una corriente eléctrica proveniente de energías renovables. Actualmente existen tres tecnologías principales de electrólisis (con mayor desarrollo), la electrólisis de agua alcalina (ALK), la electrólisis de membrana

de electrólito de polímero (PEM) y la electrólisis por celda de electrolizador de óxido de sólidos (SOEC) (A. Ajanovic, 2022).

- **Hidrógeno rosa.** Consiste en la producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua a partir de electricidad nuclear, por lo que solo ciertos países pueden implementar este tipo de hidrógeno en sus estrategias energéticas (A. Ajanovic, 2022).

Tabla 5. Tipos de hidrógeno [adaptación de HINICO, 2021]

Color	Fuente de energía	Materia prima	Tecnología	Volúmenes de producción	Contribuciones a los objetivos de descarbonización
Gris 	Combustibles fósiles	Metano	Reformado de metano	100 a 600 tonH2/día	Altos volúmenes de hidrógeno barato para probar nuevas tecnologías de consumo.
		Carbón	Gasificación		
Azul 	Combustibles fósiles	Metano	Reformado de metano	100 a 600 tonH2/día	Reducción entre 80 y 90% de GEI.
		Carbón	Gasificación		
Turquesa 	Energías renovables	Metano	Pirólisis	Escala laboratorio	Se espera produzca grandes volúmenes de hidrógeno.
	Carbono neutral	Biometano			No hay emisión de GEI, pero hay carbono negro presente.
Rosa 	Energía nuclear	Agua	Electrólisis acoplada a los sistemas de refrigeración de reactores nucleares	0.1 a 2 tonH2/día	Se espera produzca grandes volúmenes de hidrógeno
					No hay emisión de GEI, pero hay residuos nucleares.
Verde 	Energía renovable	Agua	Electrólisis	0.1 a 2 tonH2/día	Se espera produzca grandes volúmenes de hidrógeno.
					No hay emisión de GEI o residuos.

Métodos de generación.

El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes o desarrolladas que otras, o a partir de fuentes renovables o no renovables como se muestra en la Ilustración 12 y la Ilustración 13. Un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con escasas o nulas emisiones de GEI. Entre los métodos de obtención del hidrógeno se encuentran:

- Reformado de metano por vapor.
- Descomposición catalítica de metano.
- Oxidación parcial de aceites pesados.
- Gasificación del carbón.
- Ciclos termoquímicos puros e híbridos.
- Electrólisis del agua.
- Procesos fotoquímicos, fotoelectroquímicos y fotobiológicos.

A partir de Fuentes No Renovables

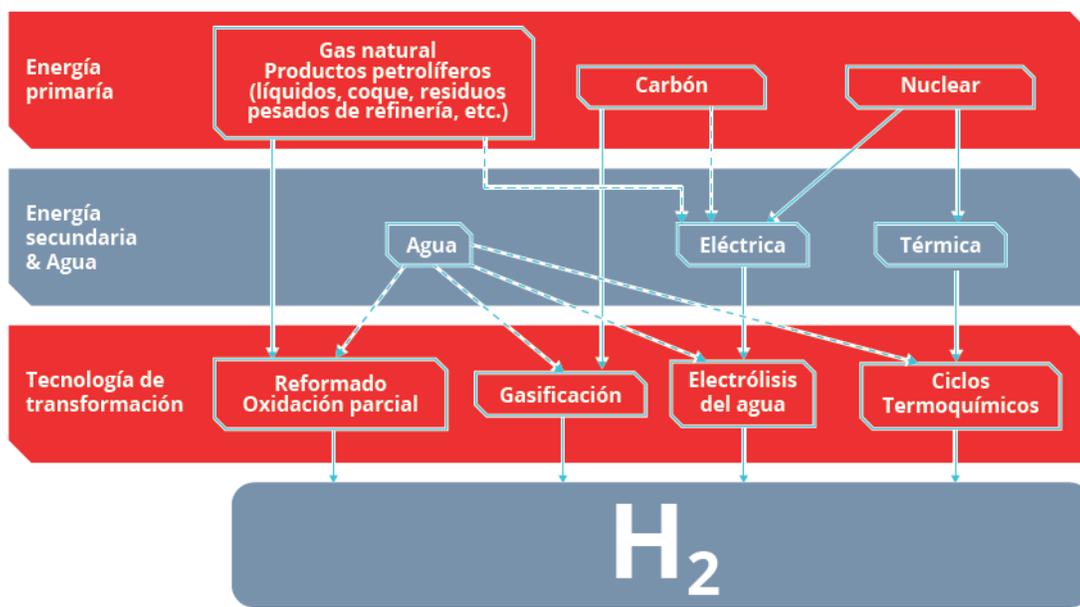


Ilustración 12. Producción de Hidrógeno a partir de fuentes no renovables [Centro Nacional del Hidrógeno, 2019, Chile]

A partir de Fuentes Renovables

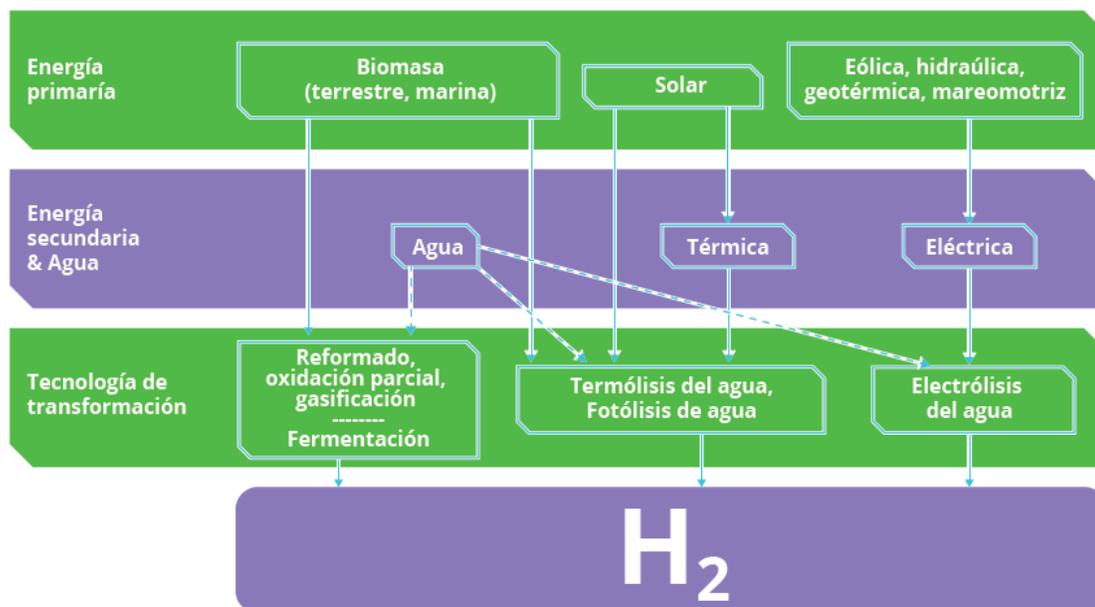
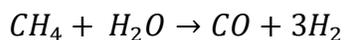


Ilustración 13. Producción de Hidrógeno a partir de fuentes renovables [Centro Nacional del Hidrógeno, 2019, Chile]

Reformado de metano con vapor (SMR).

La manera más común y desarrollada de producir hidrógeno es a través del metano, consta de dos etapas, en la primera etapa, el metano se hace pasar por una previa etapa de acondicionamiento, en la que se eliminan las impurezas de azufre y después es mezclado con una corriente de vapor de agua (generalmente sobrecalentado) para ser sometidos a elevadas temperaturas sufriendo una fuerte reacción endotérmica.



Donde el cambio de entalpia es igual a 252.3 kJ/mol a condiciones estándar y 206.2 kJ/mol , si la corriente de agua ya está en forma gaseosa. Los productos obtenidos de esta reacción (CO y H_2) son llamados "gas síntesis". En este paso se requiere un catalizador (níquel u otras mezclas de níquel en óxido de aluminio, cobalto o tierras raras) y típicamente es procesado a temperaturas de 850°C y presiones de alrededor de $2.5 \times 10^6 \text{ Pa}$ (Sørensen, 2018).

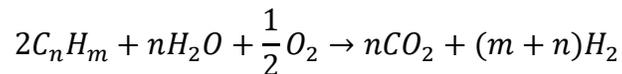
Una vez finalizada la reacción, el producto es enfriado hasta llegar a 400°C. En la segunda etapa se introduce el monóxido de carbono junto con vapor de agua en un reactor, obteniendo la siguiente reacción.



Este método presenta varios inconvenientes: es una reacción relativamente lenta que en su primera fase requiere de un gran suministro de energía, por lo que no es aplicable a hidrocarburos pesados o con presencia de impurezas, además de generar GEI. Sin embargo, debido a que permite la obtención de elevados caudales de hidrógeno por día y el bajo costo que representa, ha sido la tecnología líder en la producción de hidrógeno.

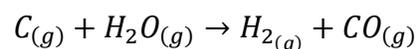
Oxidación parcial.

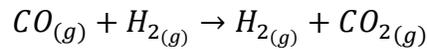
Este método es utilizado principalmente para obtener hidrógeno a partir de hidrocarburos pesados o que contengan elementos o impurezas que no puedan ser reformados con vapor. Consiste en incorporar oxígeno, vapor de agua y algún hidrocarburo en estado líquido o gaseoso a un reactor a presiones elevadas, de manera de que se genere una reacción exotérmica de oxidación. Este método tiene lugar a elevadas temperaturas (1,100 – 1,500°C) sin catalizador o a temperaturas más bajas (600 – 900°C) en caso de utilizar catalizador (Erice, 2009).



Gasificación.

Consiste en llevar carbón a temperaturas superiores a los 1,000°C en un ambiente controlado, evitando así la combustión, de manera que pase a estado gaseoso y mezclarlo con agua nuevamente en un segundo reactor a 400°C, generando así hidrógeno y dióxido de carbono. Las reacciones que describen este proceso son presentadas a continuación (Sáez, 2020).





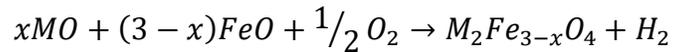
Al igual que los métodos anteriores, es evidente la generación de GEI, los cuales en ocasiones son captados y tratados adecuadamente, sin embargo, no son métodos deseados en el ciclo de hidrógeno limpio, por lo que deben buscarse métodos alternativos para la producción sustentable del hidrógeno y el desarrollo de su economía.

Procesos termoquímicos.

En estos procesos es utilizada la energía térmica para producir hidrógeno. Estos procesos no son catalíticos e incluyen la disociación termoquímica del agua usando el calor de una fuente energética a temperaturas elevadas, como por ejemplo reactores nucleares u hornos solares. Estas tecnologías de disociación de la molécula del agua mediante energía térmicas son prometedoras ya que las eficiencias teóricas del sistema se encuentran entre el 65% y 80% (DuFour, 2012). Sin embargo, cuentan con los inconvenientes de requerir grandes cantidades de energía y rápida extracción de los gases resultantes, debido a ser una reacción reversible, ocasionando que el oxígeno y el hidrógeno puedan recombinarse en agua liberando energía, llegando a ser una reacción explosiva.

Para lograr la termólisis del agua se requieren temperaturas sobre los $2,200^{\circ}C$, por lo que, se recurren a diversas técnicas con el objetivo de reducir la temperatura de este proceso. Entre ellas se encuentran los ciclos termoquímicos basados en la combinación de una serie de reacciones químicas operando en un ciclo cerrado en las que el hidrógeno es obtenido del agua y los reactivos son recuperados y reciclados. Como fuente de energía generalmente se utiliza energía nuclear o energía solar térmica de alta temperatura.

Entre las alternativas de la termólisis directa del agua, se encuentran las ferritas del tipo $M_2Fe_{3-x}O_4$ (donde M es generalmente Co , Ni , Mn , Zn o Fe) las cuales han mostrado la capacidad de disociar la molécula del agua empleando energía solar térmica según las siguientes reacciones (DuFour, 2012):



Durante este proceso, la ferrita es térmicamente reducida en una primera etapa a temperaturas elevadas (1,400 – 1,600°C) liberando oxígeno. En la segunda etapa, a una temperatura menor (900 – 1,100°C), la ferrita reducida reacciona con vapor de agua para generar hidrógeno y reoxidar la ferrita en su estado inicial. De esta forma, las entradas del sistema son agua y energía térmica, mientras que los productos son hidrógeno y oxígeno (DuFour, 2012). La implementación de este método representa ventajas sobre la termólisis directa ya que opera a temperaturas menores y la producción de los productos se realiza en etapas separadas reduciendo el riesgo de ocasionar una reacción explosiva.

Electrólisis.

El proceso de electrólisis del agua es uno de los métodos más básicos para la generación de hidrógeno puro (el hidrógeno generado por este proceso tiene una alta pureza de cerca del 99.9%), consiste en la separación de los compuestos de la molécula del agua mediante el uso de una corriente eléctrica. Se trata de un método que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes renovables.

Existen distintos tipos de electrólisis, siendo las tecnologías con mayor desarrollo: la electrólisis alcalina (ALK), el uso de membranas de intercambio protónico (PEM) y la electrólisis por óxidos sólidos (SOEC), con diferentes materiales y condiciones de operación para cada sistema, sin embargo, el principio de operación es el mismo, donde las reacciones obtenidas son las siguientes:

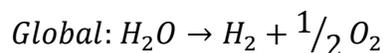
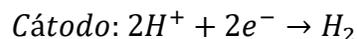
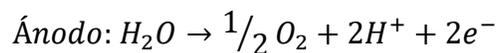


Tabla 6. Características de los tipos de electrólisis [Centro Nacional de Hidrógeno, 2019, Chile]

	Electrólisis Alcalina	Electrólisis PEM	Electrólisis SOEC
Temperatura [°C]	60 a 85	40 a 80	800 a 1,000
Presion [bar]	<30	<35	1a 5
Consumo energético [kWh/Nm ³ de H ₂]	4.3 a 5.0	2.4 a 4.7	3.2 3.7
Costo €/kW]	1,000 a 1,500	1,500 a 2,000	Prototipos
Eficiencia global	60% a 70%	70% a 80%	85 a 95%
Vida útil [h]	>100,000	10,000 a 50,000	En investigación
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el tipo de electrólisis de mayor durabilidad y menor costo	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Puede trabajar a elevadas densidades de corriente	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Bajo consumo de electricidad. Menor exigencia en la calidad del agua
Desventajas	Electrolito líquido corrosivo. Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación posterior de H ₂	Elevados costos de los catalizadores y de membranas. Con gran exigencia en el agua de alimentación	Limitada vida debido a los ciclos térmicos. Limitaciones en las aplicaciones debido a las temperaturas de operación.
Esquema			

Electrólisis alcalina (ALK).

La electrólisis alcalina opera a temperatura bajas (60 – 85°C), con una solución acuosa de KOH o $NaOH$ como electrolito y una concentración de aproximadamente 20% – 30%. El hidrógeno se produce en una celda que consta de un ánodo, un cátodo y una membrana, la cual generalmente es de asbesto y el níquel es utilizado

como material para los electrodos. La pureza del hidrógeno generado es de aproximadamente 99%, con una densidad de corriente máxima de operación por debajo de $400\text{mA}/\text{cm}^2$, un poder consumido de aproximadamente $4.5 - 5.5\text{kWh}/\text{Nm}^3$ con una eficiencia de aproximadamente 60% (Yu, 2018). Las celdas de electrólisis se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica una corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada celda, generando burbujas de hidrógeno en lado del cátodo del electrolizador y gas de oxígeno en el ánodo.

Electrólisis con membrana (PEM).

La electrólisis del tipo PEM está basada en la tecnología de las celdas de combustible. Donde utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Cuando se aplica una corriente eléctrica a la celda, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno, pasando los protones de hidrógeno a través de la membrana para formar gas de hidrógeno en el lado del cátodo.

Los electrolizadores del tipo PEM tienen una respuesta más rápida, alta eficiencia y diseño compacto que la hacen una tecnología prometedora para la producción de hidrógeno. Su densidad de corriente operativa es mucho mayor que la electrólisis alcalina ($10\text{A}/\text{cm}^2$ vs $400\text{mA}/\text{cm}^2$ del alcalino) (Yu, 2018). Sin embargo, el costo de los metales preciosos utilizados como electrocatalizadores para la elaboración de electrolizadores PEM representan un costo elevado en comparación con los electrolizadores alcalinos.

Electrólisis por óxidos sólidos (SOEC).

La electrólisis por óxidos sólidos (SOEC) funcionan a una temperatura más alta ($800 - 1000^\circ\text{C}$) y tienen el potencial de ser más eficientes que los PEM y ALK (Reyes-Bozo, 2019). A este tipo de proceso también se le conoce como electrólisis de alta temperatura (HTE) o de vapor y utilizan un material cerámico sólido como electrolito. Los electrones del circuito se combinan con el agua en el cátodo para

formar gas de hidrógeno y iones de carga negativa. El oxígeno pasa entonces a través de la membrana cerámica deslizante y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo. Esta tecnología tiene un gran potencial para su implementación acoplada en fuentes térmicas como en centrales geotérmicas o reactores nucleares, debido a que se requiere de una fuente térmica de elevada temperatura para poder llevar a cabo este proceso (Reyes-Bozo, 2019).

Esquema Power to X.

Dentro del aprovechamiento del hidrógeno, se encuentra un concepto denominado “Power to X”, cuyo término se refiere a la posibilidad de transformar energía eléctrica (renovable) en una molécula química que se puede transportar, utilizar para generar calor, energía o materias primas (GIZ, 2021). De esta manera se cuenta con tres categorías dependiendo su aplicación:

- **Power to Power.** Se refiere a la implementación del hidrógeno como almacenamiento de energía, generalmente acoplado a energía renovable. Teniendo así un proceso circular de división de agua, almacenamiento de los gases (oxígeno e hidrógeno) y posterior conversión de nuevo a electricidad o calor (GIZ, 2021).
- **Power to Chemical.** Se refiere al uso de hidrógeno como materia prima en procesos químicos, reduciendo así el número de procesos y costos de producción.
- **Power to fuel.** Se refiere a la implementación del hidrógeno como vector energético en el transporte, ya sea aéreo, terrestre o marítimo.

Power to Power (PtP).

Dentro del esquema Power to Power, diversos estudios han investigado el efecto del hidrógeno en este sistema, debido al potencial del hidrógeno para proporcionar almacenamiento energético por largo periodos, en la Ilustración 14 se muestra el comportamiento de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía situando al hidrógeno entre las regiones de 1 h a poco más de 1,000 h y con una capacidad de 5 GWh a 5 TWh, de acuerdo con un informe por parte del Centro Nacional de Chile (Reyes-Bozo, 2019). Heinisch Verena investigó la integración de este sistema en Dinamarca, mostrando que este sistema puede ser beneficioso en cuanto a costos de operación y reducción de energía eólica, (Heinisch, 2014).

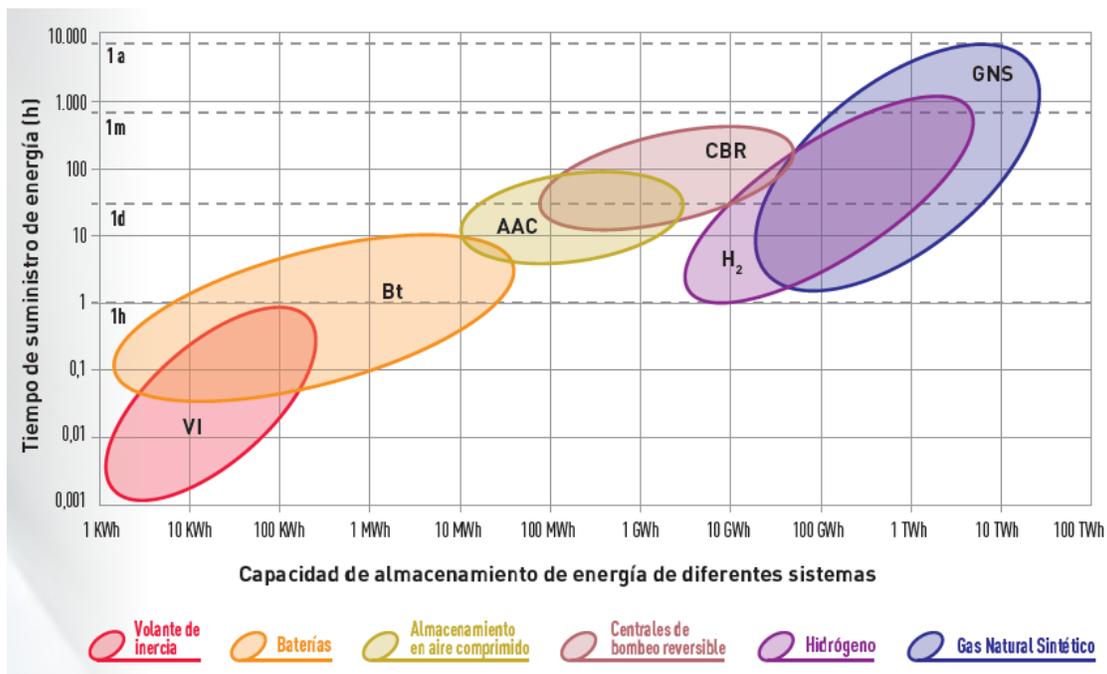


Ilustración 14. Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas (Centro nacional del hidrógeno, Chile)

La implementación de este sistema en la mayoría de las plantas se basa en electrolizadores ALK de baja temperatura y celdas de combustible PEM con almacenamiento del hidrógeno comprimido (Giulio Buffo, 2019). Sin embargo, también es posible integrar el sistema dentro del ciclo Rankine aprovechando la energía liberada con la reacción del hidrógeno y el oxígeno (Dirzo, 2004), como se

muestra en la Ilustración 15. Solucionando así el problema de intermitencia que presentan las energías renovables. El aprovechamiento energético del hidrógeno mediante el ciclo Rankine, permite la reducción de GEI en las plantas de generación de energía actuales, en donde comúnmente se utilizan fuentes fósiles como el carbón (centrales carboeléctricas), el gas natural (centrales termoeléctricas o de ciclo combinado), energía nuclear (centrales nucleares) o mediante la energía almacenada en presas (centrales hidroeléctricas) (Dirzo, 2004). Mientras que su aprovechamiento mediante una celda de combustible proporciona una reducción en los equipos y espacio necesario.

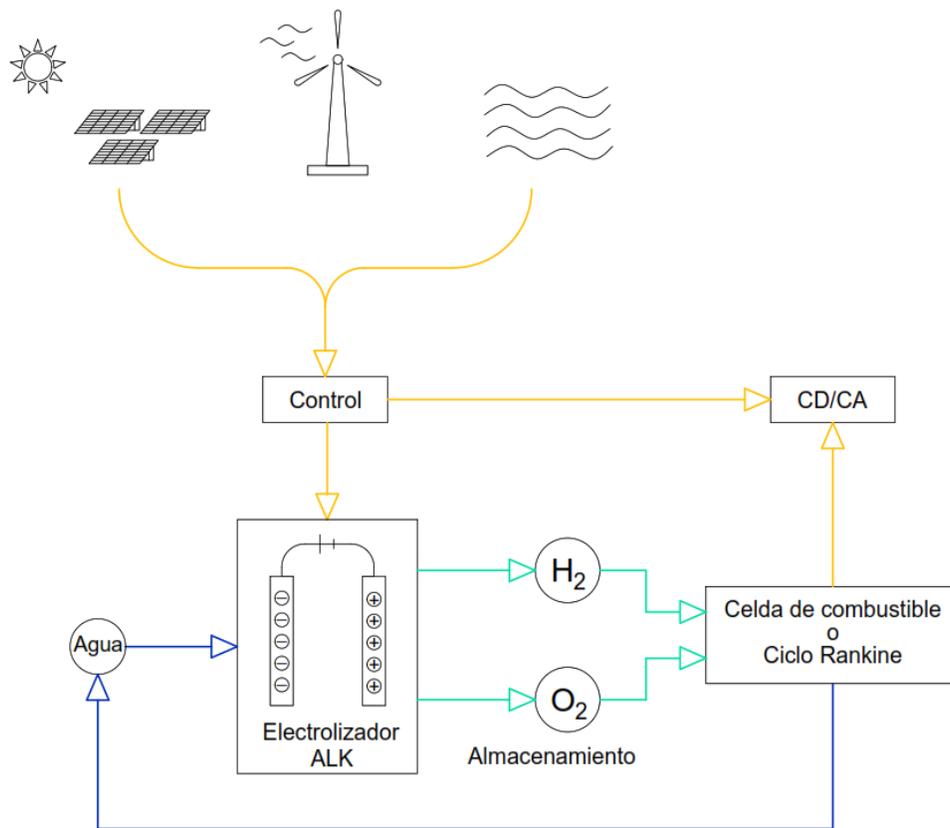


Ilustración 15. Esquema Power to Power [Adaptación de Dirzo, 2004]

En general el aprovechamiento energético del hidrógeno dentro de un esquema Power to Power se puede resumir en cuatro pasos:

- I. Utilizar la energía proveniente de energías renovables para separar la molécula del agua en sus componentes, oxígeno e hidrógeno.
- II. Almacenamiento de los gases obtenidos ya sea en forma de gas a presión o en fase líquida.
- III. Transporte e integración de estos gases a una celda de combustible o un sistema de ciclo Rankine.
- IV. Transmisión de la energía obtenida, mediante su integración a la red eléctrica.

Power to Chemical (PtC).

Hoy en día, la demanda total de hidrógeno aún se destina al sector químico principalmente para la refinación del petróleo y la producción del amoníaco. Por ejemplo, cerca de 10 millones de toneladas de hidrógeno se utilizan en la industria de la Unión Europea para la producción de amoníaco y en la refinación del petróleo, siendo el hidrógeno verde y azul las alternativas clave para la reducción de CO_2 (GobiernodeEspaña, 2020).

De acuerdo con un estudio realizado por Joydev Manna & Prakash Jha en 2021, sobre el uso del hidrógeno verde en la refinación del petróleo y la síntesis del amoníaco en la India. Para remplazar la capacidad de producción de hidrógeno de la india (6.31 Mton/año) se requiere de instalar electrolizadores ALK con una capacidad agregada de alrededor de $7.95 \text{ millones de Nm}^3/\text{h}$ (alrededor de 23.79 GW), requiriendo campos fotovoltaicos de aproximadamente 211 GWp . Lo que supondría una inversión de $136,410 \text{ mdd}$ con un costo de hidrógeno entre $2.2 - 8.64 \text{ USD/kg H}_2$ y evitando cerca de 56.3 Mton/año de emisiones de CO_2 (Manna, y otros, 2021).

Power to fuel (PtF).

El esquema “Power to Fuel” en conjunto con el hidrógeno se enfoca en la implementación del hidrógeno dentro del sector del transporte, pronosticando así el reducir las emisiones de GEI de este sector. La implementación del hidrógeno dentro de este esquema se materializa con el uso de pilas de combustible de hidrógeno, las cuales suelen instalarse en conjunto con baterías eléctricas que se auto recargan durante el funcionamiento del vehículo, permitiendo reducir los tiempos de recarga e incrementando las distancias recorridas por el vehículo antes del repostaje, además de que se reduce el peso del vehículo al disminuir el tamaño de baterías (GobiernodeEspaña, 2020).

Entre los proyectos que destacan en esta implementación se encuentran:

- **Auto “Ecovía”, UNAM.** En 2008, la UNAM creó el primer auto híbrido mexicano denominado “Ecovía”, cuyo funcionamiento se basa en el hidrógeno mediante una celda de combustible y energía eléctrica. Destinando su uso para algunos servicios que ofrece la universidad a su comunidad y visitantes, como vigilancia, auxilio vial y médico, transporte y distribución. Con una capacidad de hasta 80 km/h y una autonomía de 300 km con los dos tanques de hidrógeno y 70 km con la batería cargada (GacetaUNAM, 2008).



Ilustración 16. Auto Ecovía, (GacetaUNAM, 2008)

- **Toyota Mirai.** Actualmente el auto de hidrógeno que predomina el mercado. Toyota Mirai es un auto eléctrico propulsado por una pila de hidrógeno, fabricado por Toyota desde 2014 y con una segunda generación en comercialización desde 2021. Se caracteriza por lograr cero emisiones

contaminantes debido a su tecnología, así como ofrecer una amplia autonomía de 650 km. Cuenta con tres depósitos de hidrógeno de alta presión, además de una potencia total de 182 CV y 300 Nm de par motor, consiguiendo una aceleración de 0 a 100 km/h en 9 s. Los coches alimentados por hidrógeno que aspiran a rivalizar con el Toyota Mirai prácticamente son inexistentes, puesto que sólo el Hyundai Nexo es el único rival que se comercializa. Siendo Hyundai, Toyota y Honda las únicas empresas que cuentan con programas serios de apuesta por el hidrógeno (DiarioMotor, 2021).



Ilustración 17. Auto Toyota Mirai, interior (DiarioMotor, 2021)

- **Aviones de hidrógeno.** La compañía aeronáutica de origen europeo Airbus ha sido la primera en dar el paso en la implementación del hidrógeno en este sector, presentando los primeros prototipos de aviones propulsados por hidrógeno “ZeroE”. La empresa reveló tres propuestas para alcanzar su objetivo de cero emisiones dentro de tan sólo 15 años (2035), cada uno de los proyectos representa un enfoque diferente en función a la tecnología aplicada. Dos de los tres aviones se basan en modelos existentes: reactores y turbohélices, y un tercero denominado “cuerpo de ala mixta”, en el que las alas se fusionan con el cuerpo. Basándose los tres en el hidrógeno como fuente de energía primaria. El principal reto por vencer es el almacenamiento del hidrógeno, pues requiere de un mayor volumen que el combustible convencional, reduciendo el espacio disponible. Además, el hidrógeno líquido se obtiene a condiciones de cerca de $-200^{\circ}C$ y presiones elevadas, requiriendo el desarrollo de tanques criogénicos en lugares específicos de la aeronave (Nationalgeographic, 2023).



Ilustración 18. Proyecto de aviones de hidrógeno (National geographic, 2023)

Almacenamiento y transporte de hidrógeno.

El almacenamiento y transporte del hidrógeno constituye una pieza clave para la economía del hidrógeno. El uso a escala del hidrógeno y su versatilidad como vector energético precisa métodos para almacenar el exceso de producción para un posterior uso o transporte del hidrógeno almacenado desde el punto de producción hasta el consumo o distribución.

Almacenamiento.

Dependiendo el uso final del hidrógeno, los sistemas de almacenamiento y sus condiciones varían. Por un lado, los sistemas estacionarios se pueden emplear en la generación de energía eléctrica y térmica, en donde los sistemas de almacenamiento de hidrógeno tienen menos limitaciones en cuanto a superficie ocupada, peso y volumen, necesidad de servicios auxiliares, etc. Mientras en el almacenamiento de hidrógeno para su uso en automoción y transportes presentan fuertes restricciones en cuanto el peso y volumen, existiendo límites mínimos de cantidad de hidrógeno almacenado que deben alcanzarse para que los vehículos alcancen autonomías equivalentes a los vehículos convencionales (Sørensen, 2018).

Actualmente se cuentan con distintas formas de almacenar hidrógeno que cumplen, en mayor o menor medida, los requisitos para poder trabajar en diferentes situaciones. Estos sistemas son:

- Gas a presión
- Forma líquida (almacenamiento criogénico)
- Almacenamiento por absorción.
 - Hidruros metálicos
 - Sistemas porosos
 - Materiales base de carbono
 - Orgánicos, polímeros, zeolitas, sílice
 - Otros medios (Microesferas de vidrio, mezcla de hidruros, nanotubos de nitruro de boro, Bulk Amorphous Materials, (BAM), Almacenamiento Químico, Híbridos).

De las opciones anteriores, únicamente las tres primeras presentan la suficiente fiabilidad como para estar presentes en el mercado ya que el resto se encuentra en investigación.

Almacenamiento de gas a presión.

Es la forma de almacenamiento más desarrollada y con mayor experiencia. En ella el hidrógeno se puede almacenar de forma gaseosa en diferentes tipos de depósitos, como recipientes de acero o en fibra de carbono que han probado su capacidad para operar a presiones de 350 *bar*, e inclusive en cavernas subterráneas.

Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso se requieren tanques de gran volumen para su almacenamiento, pudiéndose almacenar una menor cantidad de masa en comparación a gases más densos, por lo que es deseable comprimir el gas de modo de poder almacenar mayor cantidad de hidrógeno en el mismo volumen, Tabla 7.

Tabla 7. Densidades del hidrógeno [Sorensen, 2018]

Tipo de almacenamiento	Densidad energética		Densidad
	kJ kg ⁻¹	MJ m ⁻³	kg m ⁻³
Hidrógeno, gaseosos (0.1MPa)	120 000	10	0.09
Hidrógeno, gaseosos (20MPa)	120 000	1900	15.9
Hidrógeno, gaseoso (30 MPa)	120 000	2700	22.5
Hidrógeno líquido	120 000	8700	71.9
Hidrógeno en metales híbridos	2000 - 9000	5000 - 15000	-
Hidrógeno en metales híbridos típicos	2100	11 450	5,480
Metano	56000	37.4	0.668
Metanol	21000	17000	0.79
Etanol	28000	22000	0.79

Almacenamiento criogénico.

El almacenamiento criogénico de un gas consiste en su licuefacción a bajas temperaturas logrando un cambio de estado, pasando del estado gaseoso al líquido. Los recipientes criogénicos se utilizan generalmente para almacenar y transportar hidrógeno para aplicaciones médicas e industriales.

Debido a que el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo (20.3 K, como se indica en la Tabla 1), resulta muy difícil el retirar calor de cualquier muestra, por ello se utiliza el método de licuefacción, que consiste en extraer el calor al gas en múltiples etapas acompañadas de etapas de compresión, alcanzado de este modo el cambio de estado. Para llevar a cabo este tipo de almacenamiento, el hidrógeno se enfría hasta llevarlo a su punto de licuefacción a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y se mantiene en tanques o cilindros criogénicos especiales a 1,500 kPa, en este punto su masa y volumen molecular son mucho menores que en el caso de almacenamiento en su estado gaseoso.

Sin embargo, en este almacenamiento se consideran pérdidas del 30% *al* 40% respecto a la energía de la sustancia, a las que tendríamos que sumar las derivadas del aporte energético que hay que efectuar para conservar su estado líquido.

Almacenamiento en hidrocarburos metálicos.

Otra forma de almacenar hidrógeno es con aleaciones de elementos que los contengan para que esto sea un método útil es necesario que las aleaciones sean fáciles de crear y que no representen excesiva complejidad o gasto energético para recuperar el hidrógeno.

Una familia de materiales que cumplen con las características necesarias son los hidruros metálicos, aleaciones formadas a partir de hidrógeno y uno o más elementos metálicos, al exponer el metal al gas estos elementos reaccionan de forma natural generando aleaciones compactas y sólidas, generalmente de un color blanquecino, formando una estructura densa y estable, sin embargo con un enlace químico débil, de manera que al exponer estas aleaciones a ciertas condiciones de temperatura o presión la reacción es revertida liberando el hidrógeno nuevamente.

A pesar de tener la gran capacidad de almacenar hidrógeno, estos compuestos presentan algunas desventajas como una inadecuada carga de hidrógeno (debido a la cinética lenta de absorción y desorción), altos costos de aleaciones, alta sensibilidad a impurezas gaseosas y que el peso está asociado al material absorbente, por ejemplo, un equivalente de 30 *L* de gasolina sería un total de 640 *kg* de hidruros cargados con hidrógeno.

Transporte.

Existen diferentes métodos de transporte para combustibles utilizados ampliamente en la sociedad: tuberías de gas, camiones pipa y trenes con estanques para líquidos y gases, vascos, etcétera. Sin embargo, debido a la baja densidad del hidrógeno es necesario perfeccionar algunos mecanismos de transporte y combinarlo con métodos de almacenamiento anteriormente descritos.

Transporte por tuberías.

Entre las posibles soluciones en el transporte de hidrógeno se encuentra el aprovechar las redes de transporte natural e inyectar en ellas cierto portaje de hidrógeno, en la Ilustración 19 se muestra un mapa de la actual infraestructura de distribución de gas natural en México. Este método de transporte ya se ha revisado e incluso aplicado alrededor del mundo y se realiza sin mayores modificaciones a la red, excepto en los puntos de inyección y retiro donde se deben separar los gases. A pesar de que inyectar hidrógeno en las tuberías disminuye la cantidad de gas natural transportado, usar bajos porcentajes de hidrógeno (10% a 20%) no perjudica demasiado el transporte de gas natural ya que aún se logra transportar lo requerido por la demanda, sin embargo, no se puede transmitir mucho más hidrógeno pues dada la baja densidad de éste, se desabastecería la demanda de gas natural sin ofrecer suficiente hidrógeno como para compensarlo.



Ilustración 19. Mapa estructural del sistema de transporte de GN y GNL mexicano [SENER, 2020]

Para utilizar este método es necesario revisar y modificar el material de los gasoductos actuales, con el fin de evitar fugas producidas por el fenómeno conocido como “*fragilización*” el cual consiste en la fuga de hidrógeno a través de acero o aleaciones de éste, ya que las moléculas del gas son más pequeñas que el espacio entre las moléculas del metal, lo que no sólo conlleva a una fuga del gas, sino que con el tiempo ocurre un agrietamiento y posterior ruptura en el metal.

Transporte por contenedores.

El transporte por contenedores actualmente está bien establecido y se realiza a través de transporte rodado, ferrocarriles y transporte marítimo. Generalmente este transporte se realiza con hidrógeno líquido, sin embargo, es posible combinar otro método de almacenamiento siendo el menos idóneo el almacenamiento de hidrógeno a presión debido a su baja densidad y en el caso de los hidruros metálicos el peso es un factor importante que no permite su transporte por contenedores por medio marítimo. Este método de transportar el hidrógeno generalmente se toma por cuestiones económicas, ya que un camión cisterna puede transportar en hidrógeno líquido el equivalente de 15 a 30 camiones de hidrógeno gaseosos a presión.

Proyectos de Hidrógeno Verde.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables en su informe “*Geopolitics of the Energy Transformations the hydrogen factor*”. Mientras que, en 2017, solo Japón tenía una estrategia nacional del hidrógeno, hoy en día más de 30 países han desarrollado o están preparado estrategias de hidrógeno, lo que indica un interés creciente en desarrollar cadenas de valor de hidrógeno.



Ilustración 20. Países con estrategias o en preparación a octubre de 2021 [IRENA, 2022]

Entre los países con podrían convertirse en los primeros mercados líderes para el hidrógeno debido a su tamaño de mercado y/o planes de hidrógeno ambiciosos, se encuentran: China en el 2023; Brasil en el 2024; Chile, Argentina, España en el 2026; México, EUA, Inglaterra, Alemania, Francia en 2028; Japón y Corea del sur en 2030.

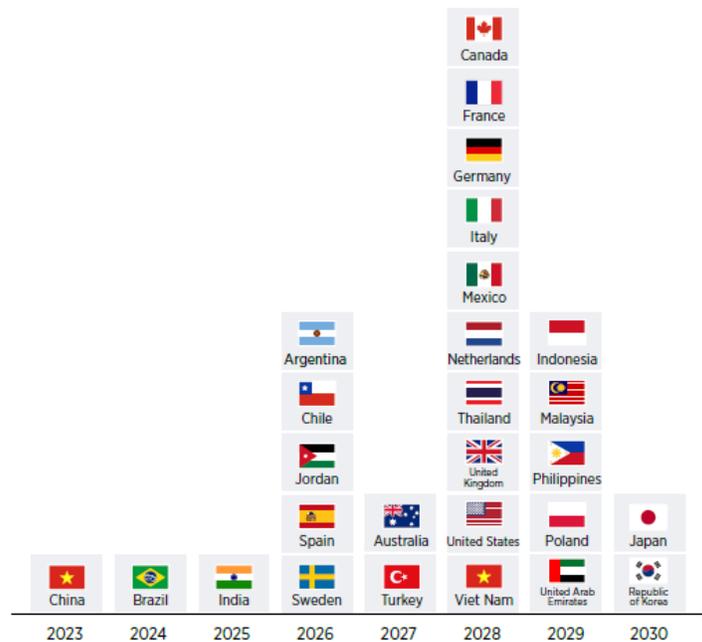


Ilustración 21. Países en dónde el Hidrógeno verde puede llegar a ser más barato que el hidrógeno gris [IRENA,2022].

Entre los proyectos más ambiciosos referentes al hidrógeno verde a nivel mundial se encuentran proyectos como el de:

- **Norwegian HydrogenPro.** Una empresa de origen noruego que recientemente obtuvo el electrolizador más grande del mundo en sus instalaciones de prueba en Herøya. Dicho equipo es de origen chino por la misma compañía (HydrogenPro), con una producción estimada de $1,100 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de hidrógeno a una densidad de corriente normal, lo que equivale a $100 \text{ kgH}_2/\text{h}$, afirma la compañía (Roca, 2022).
- **HyDeal Ambition.** Proyecto con gran ambición de productor 3.6 Mton de hidrógeno verde en 2030 mediante 95 GW de energía solar y 67 GW de capacidad de electrolizadores, en un sistema que extiende desde España hasta Francia y Alemania. Se encuentra integrado por alrededor de 30 empresas que conforman la cadena de valor completa del hidrógeno verde, considerada como el proyecto más grande del mundo, de acuerdo con el informe de enero de 2022 por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) (hydeal, 2022).
- **Ningxia Baofeng Energy Group.** Empresa de origen chino enfocada a la fabricación de productos químicos, quien ha puesto en marcha el proyecto de hidrógeno verde más grande del mundo en diciembre del 2021. Con un electrolizador alcalino de 150 MW alimentado por una matriz solar de 200 MW . Diversas empresas se encuentran desarrollando proyectos capaces de superar esta capacidad (Roca, 2022).



Ilustración 22. Electrolizador más grande del mundo [Roca J.A., 2022]

Además de diversos proyectos en América Latina, en dónde, si bien en 2019 sólo se contaban con tres proyectos piloto en Argentina, Chile y Costa Rica, para 2021 se contaba con más de 25 proyectos, de acuerdo con la IEA (Group, 2022). Destacando países como:

- **Chile**, quién fue el primer país en publicar su estrategia de hidrógeno verde a finales de 2020 y cuya política tienen como horizonte lograr producir 25 *GW* de hidrógeno para 2030, a un precio de \$1.5 *USD/kg* y actualmente se encuentra posicionado como uno de los grandes referentes de la región (Tuchin, 2022).
- **Colombia**, quien a partir de la publicación de su ruta estratégica en 2021 ha avanzado, contando actualmente con dos pruebas piloto de hidrógeno verde en la ciudad de Cartagena, utilizando electrolizadores alimentados por energía solar (Tuchin, 2022).

En el caso de México, aún no se cuenta con un plan o estrategia específica para hidrógeno verde en el país, a pesar de que diferentes instituciones contemplan un panorama prometedor para México dentro de este sector, pues el país cuenta con diversas ventajas que lo posicionan como un gran jugador a nivel mundial de hidrógeno verde, tanto en cuestión de producción como de exportación. Entre algunas de sus ventajas están: su posición geográfica, el gran potencial de energía renovable que alberga México y la extensión del territorio nacional (que no solo con lleva a una mayor extensión en la generación de hidrógeno sino a que pueda tener costos más bajos de producción en comparación con otros países).

De acuerdo con el portal de la Asociación Mexicana del Hidrógeno, *h2mex.org*, se cuenta con alrededor de 228 proyectos relacionados con la producción, distribución y productos del hidrógeno verde. Dentro de los proyectos para la producción de hidrógeno verde, se encuentran estados como Baja California, Coahuila, Guanajuato, Durango y Sonora, con una inversión aproximada de \$1,500 *mdd*. Dónde en el caso de Guanajuato se contempla inyectar el hidrógeno a un gasoducto para mezclarlo con gas natural y comenzar con la descarbonización del sector

industrial; en Durango se contempla producir hidrógeno y amoníaco verdes, para destinarlo en la industria de los fertilizantes; mientras que en Sonora se trata de un proyecto piloto por parte de la CFE para producir energía eléctrica en el parque fotovoltaico Puerto Peñasco, destinando el hidrógeno a una planta de ciclo combinado a fin de reducir la dependencia de gas natural y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Mientras que el sureste del país cuenta con dos proyectos que cuentan con el apoyo por parte de la cooperación México Alemana y el gobierno de México, siendo el primero una propuesta para construir una planta de hidrógeno verde, con una inversión de la compañía danesa Copenhagen Infraestructure Partnes (CIP), con el fin de suministrar combustible limpio a los barcos que navegaran por el futuro corredor interoceánico del Istmo de Tehuantepec, y un proyecto para el estado de Campeche el cual se encuentra en su etapa de planeación para la construcción de una planta de hidrógeno y amoníaco verde para 2027-2028, el cual tendrá una inversión de 1,100 mdd, esperando producir 170,000 toneladas de amoníaco verde con el fin de ser exportado a Europa y teniendo una completa autonomía energética con una parque eólico de 415 MW y un parque solar de 230 MW.

Capítulo II. Análisis de mercado y análisis técnico.



Ilustración 23. Hidrógeno verde, extraído de <https://www.aevae.net/hidrogeno-verde/>

Contenido.

- **Estudio de mercado.**
 - Descripción del producto.
 - Perfil del cliente.
 - Selección del proceso.
 - Mercado proveedor.
 - Mercado competidor.
 - Demanda.
 - Precio.
- **Estudio técnico.**
 - Descripción del proceso.
 - Industria química.
 - Mercado del amoníaco.
- **Análisis técnico.**
 - Mercado meta.
 - Electrolizador.
 - Reducción de GEI.
- **Localización.**
- **Campo fotovoltaico.**
- **Consumo de agua.**

Estudio de mercado

Descripción del producto

El hidrógeno es utilizado a nivel mundial en diversas aplicaciones, siendo la industria química su principal sector, donde se utiliza para la producción de insumos o materias primas como el amoníaco, metanol, peróxido de hidrógeno, polímeros y disolventes. Además de utilizarse en la industria petroquímica durante la refinación de combustibles, como se muestra en la Ilustración 24.

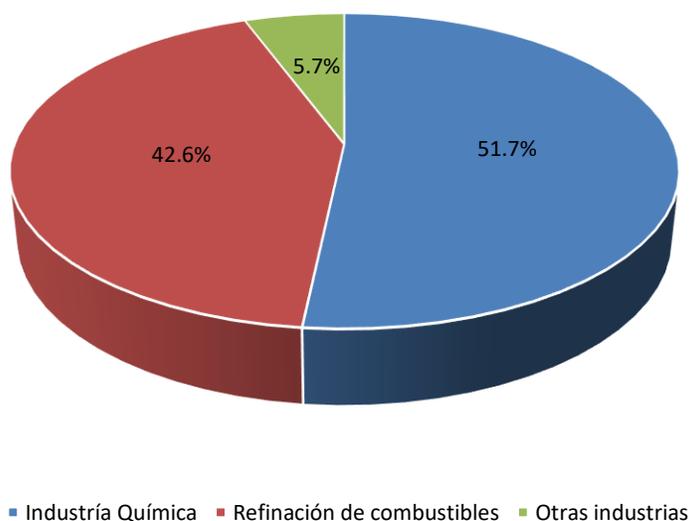


Ilustración 24. Actuales sectores a nivel mundial del hidrógeno [Elaboración propia a partir de datos de IEA, 2019]

Perfil de cliente.

Ya que el fin de este trabajo es el estudio técnico-económico de la implementación del hidrógeno verde en México, se considerará su implementación en el sector químico, siendo el sector con mayor demanda del hidrógeno como se muestra en la Ilustración 25, de acuerdo con el pronóstico del futuro crecimiento de este mercado por la consultora de movilidad y energía sustentable, HINICIO.

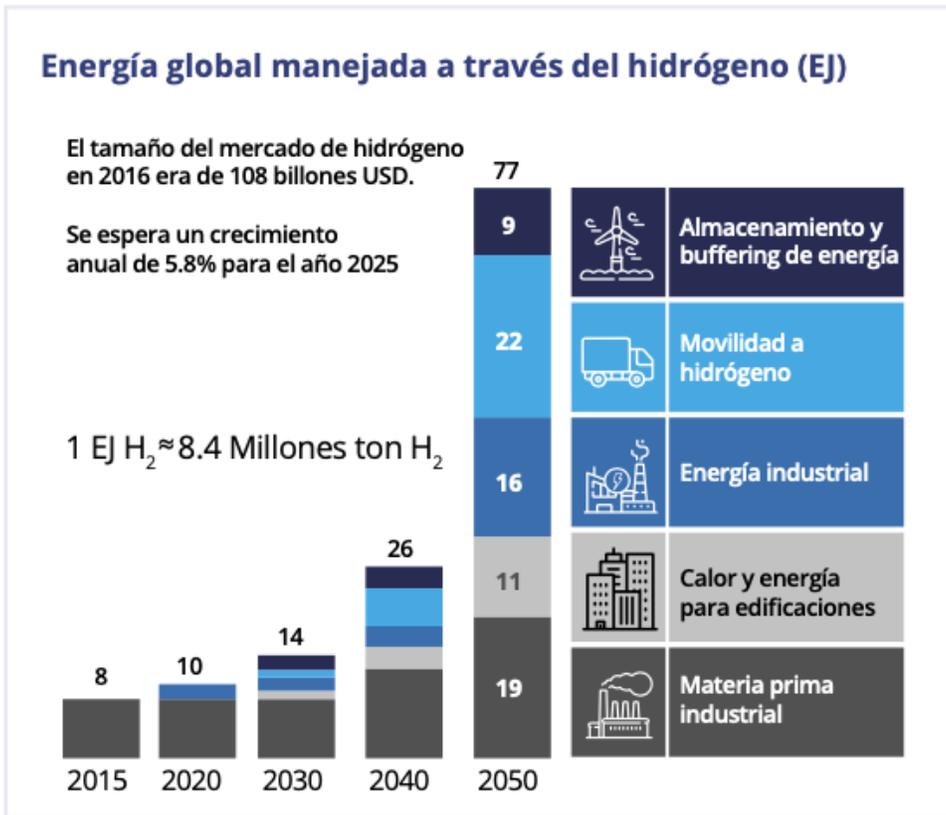


Ilustración 25. Proyección de la demanda de hidrógeno (HINICIO, 2021, adaptación de Hydrogen council, 2017)

Selección del proceso.

Considerando los métodos de generación del hidrógeno mencionados en el capítulo I, se descartarán todos aquellos procesos en los que se encuentren como subproductos GEI, por lo que los métodos de producción de hidrógeno clasificado como negro/gris/marrón e hidrógeno azul no serán considerados.

Realizando una selección del proceso utilizado a partir de criterios como el nivel de desarrollo, la disponibilidad de los recursos y si se considera como un proceso limpio (si tiene como subproductos o desechos contaminantes).

Tabla 8. Criterios de los procesos

Tipo de fuente	Proceso	Proceso limpio	Disponibilidad de recursos	Nivel de desarrollo
Nuclear	Termólisis Electrólisis	No	Media	Medio
Biomasa	Termólisis Fotólisis Oxidación parcial Fermentación	No	Alta	Mayormente Investigación
Solar	Termólisis Fotólisis Electrólisis	Si	Alta	Alto
Eólica	Electrólisis	Si	Alta	Alto
Hidráulica	Electrólisis	Si	Alta	Alto
Geotérmica	Termólisis Electrólisis	No	Alta	Alto
Mareomotriz	Electrólisis	Si	Alta	Alto

Con base a los criterios mostrados en la Tabla 8, se asignará un puntaje a cada aspecto para seleccionar una tecnología, utilizando un esquema de selección de puntos ponderados.

Tabla 9. Selección del proceso

	Valor	Nuclear		Biomasa		Solar		Eólica		Hidráulica		Geotérmica		Mareomotriz	
Proceso	10	100%	10	90%	9	100%	10	100%	10	100%	10	100%	10	100%	10
Proceso limpio	30	60%	18	40%	12	100%	30	100%	30	100%	30	30%	9	100%	30
Disponibilidad de recursos	15	60%	9	100%	15	100%	15	100%	15	90%	14	70%	10.5	90%	13.5
Nivel de desarrollo	20	60%	12	50%	10	100%	20	100%	20	100%	20	80%	16	100%	20
Adaptabilidad	25	70%	17.5	20%	5	100%	25	90%	22.5	70%	18	60%	15	70%	17.5
Total	100	66.5		51		100		97.5		91		60.5		91	

De acuerdo con la Tabla 9, la tecnología solar y eólica son las convenientes para implementar, seleccionando la energía solar debido a que se dispone de manera gratuita y abundante en todo el territorio nacional, mientras que la tecnología eólica se encuentra en abundancia solo en ciertas regiones del país.

Una vez seleccionada el tipo de fuente solo queda elegir el proceso para la producción de hidrógeno y debido a que hoy en día la tecnología más desarrollada y con más versatilidad para implementarse es la electrólisis, será esta la elegida, ya que cuenta con la ventaja de poder implementarse industrialmente, residencial o para movilidad y no genera GEI.

Mercado proveedor.

Ya que el proceso seleccionado consiste en la electrólisis del agua acoplada a un sistema fotovoltaico, las materias primas y recursos necesarios son los siguientes.

- Agua
- Electrolito (KOH)
- Fuente de energía (renovable)

Debido a la gran extensión del país y su posición geográfica, se cuenta con una amplia gama de recursos renovables para explotar. En cuestión de energía solar, existe una mayor presencia de radiación en los estados de la región de noreste y la región del norte de país, siendo los estados de Sonora, Chihuahua, la península de Baja California, Durango y Zacatecas, con un promedio de $> 5.4 \text{ kWh/kWp}$. Sin embargo, la gran parte del territorio del país cuenta con el potencial suficiente para implementar sistemas fotovoltaicos, siendo el caso de los estados de Veracruz y Tabasco las regiones con menor potencial con promedio de $3.8 - 4.6 \text{ kWh/kWp}$, como se muestra en la Ilustración 26.

**POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO
MÉXICO**

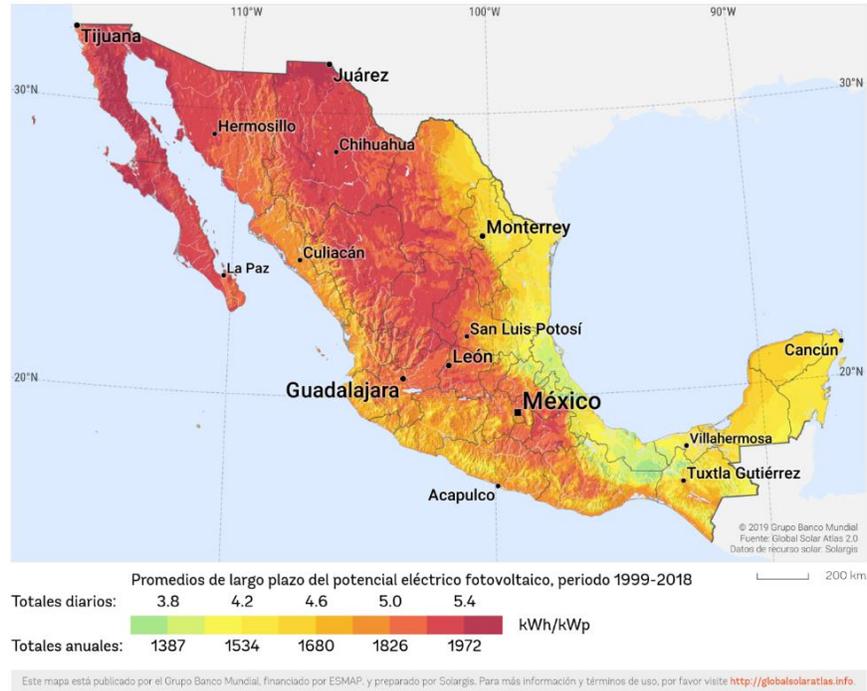


Ilustración 26. Potencial fotovoltaico de México [Solargis, 2022]

En cuanto a los recursos eólicos con los que cuenta el país las regiones del noreste y sureste son dónde mayor presencia de granjas eólicas hay, siendo los estados de Oaxaca y Tamaulipas los estados con mayor energía producida por este medio con 2,758 MW y 1,725 MW generados respectivamente.

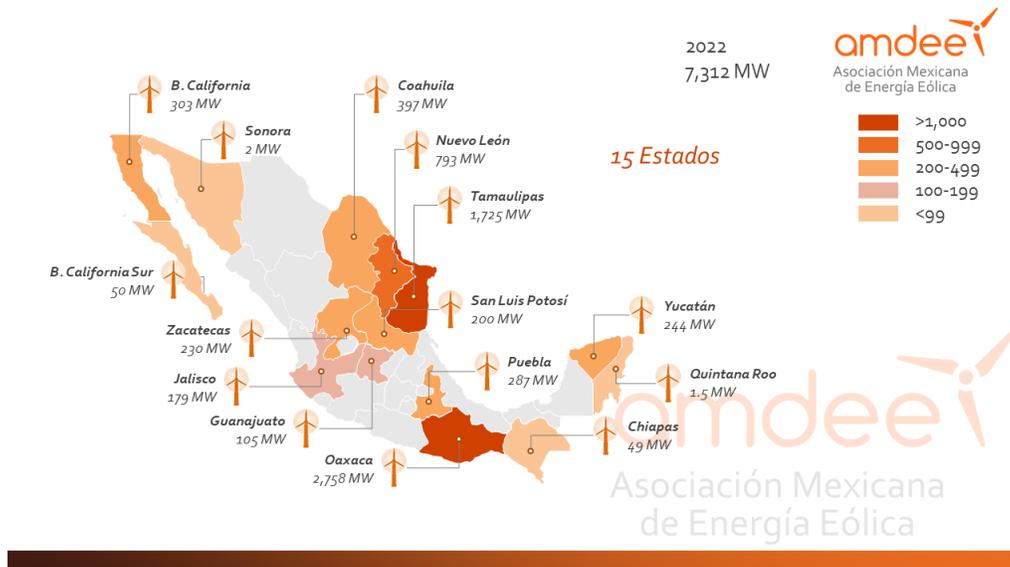


Ilustración 27. Distribución de plantas eólicas en México [AMDEE, 2022]

De acuerdo con datos de la CFE los costos de la energía van desde \$0.845MXN/kWh a \$2.99 MXN/kWh, para el sector doméstico. Mientras que la tarifa del agua varía de acuerdo con el estado y tipo de sector, siendo el sector doméstico en Villahermosa la tarifa más baja con \$1.53 MXN/m³ y Cancún la región con mayor tarifa con \$60.92 MXN/m³, mientras que en el sector industrial Oaxaca cuenta con la tarifa más baja con \$9.10 MXN/m³ y Tijuana la zona con la tarifa más alta con \$79.05 MXN/m³, Ilustración 28 . Sin embargo, el utilizar agua de la red de agua potable de México requerida de un sistema de purificación para evitar posibles contaminantes que acorten el tiempo de vida útil del electrolizador y su eficiencia, por lo que en este trabajo se considera destinar un monto para esta etapa, pero no se detallara en cuanto al sistema.

Tarifas de agua para los tres usos en algunas ciudades, 2020

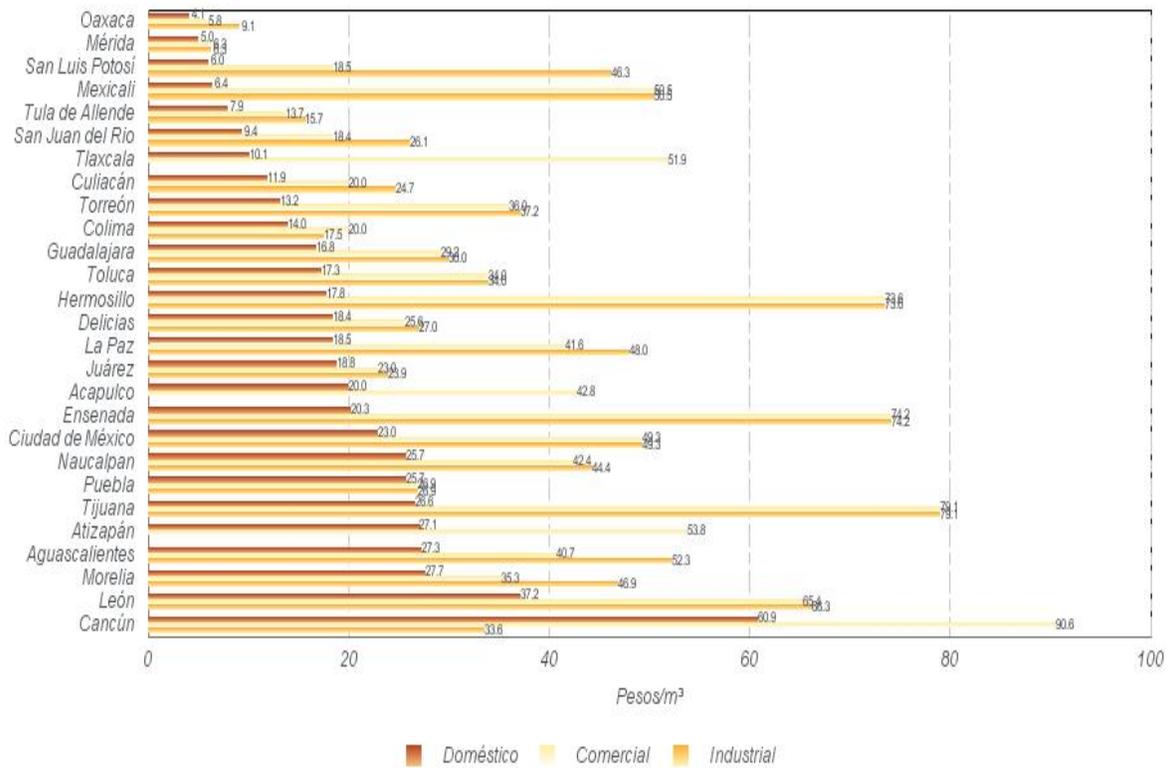


Ilustración 28. Tarifas de agua [Conagua, 2020]

Mercado competidor.

Hidrógeno.

Dentro del mercado del hidrógeno en México, éste se encuentra impulsado por la industria petroquímica. A nivel mundial el 86% del hidrógeno está cautivo y el 14% es comercial, sucediendo lo mismo en México donde el 98.6% del hidrógeno es cautivo y solo el 1.4% es comercial. Siendo PEMEX el mayor productor de hidrógeno para su auto consumo, con una producción de cerca de 248 MMSFC (millones de pies cúbicos por día) o 218 mil tonH₂/año (HINICIO, 2021)

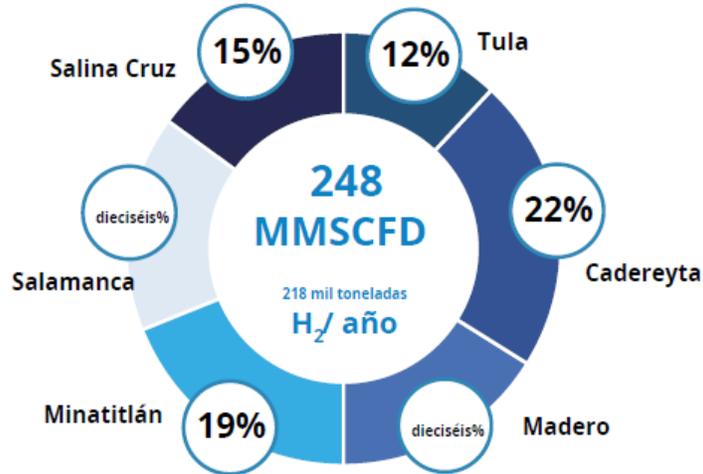


Ilustración 29. Capacidad de producción de Hidrógeno de PEMEX [HINICIO, 2021]

En cuanto al sector comercial, este se cuenta dominado por tres empresas: Air liquide, Linde y Cryo-infra (HINICIO, 2019). Quienes se dedicaban exclusivamente a la importación y distribución de este gas, hasta 2018, año que adquirieron cerca de tres plantas productoras de hidrogeno que pertenecían con anterioridad a PEMEX (El Financiero, 2021), presentando una producción e 2650 $tonH_2/año$ en conjunto.

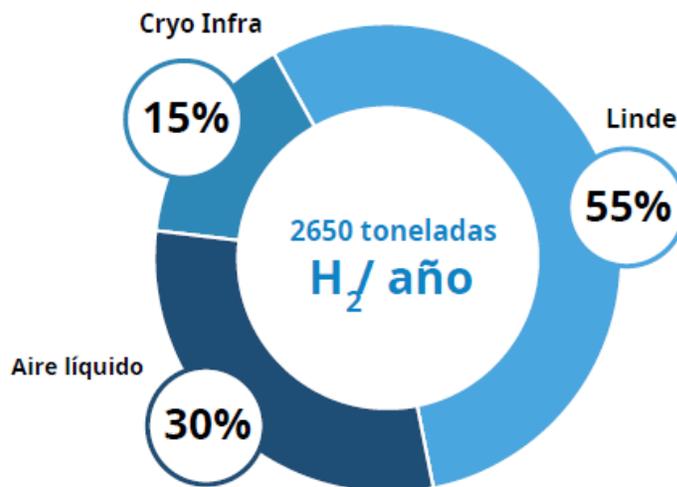


Ilustración 30. Producción privada de Hidrógeno [HINICIO, 2021]

Gas natural.

El gas natural es un combustible fósil compuesto por una mezcla de hidrocarburos gaseosos (principalmente metano) y es considerado como una pieza clave para la transición energética, al ser un combustible fósil más eficiente, menos contaminante y más asequible (IMCO, 2022), convirtiéndolo como el principal competidor del hidrógeno debido a su versatilidad energética cercana.

Hoy en día el gas natural es uno de los combustibles más importantes a nivel mundial, por lo que, su escasez afecta tanto a las industrias dependientes del gas para sus procesos, como al sector energético, transporte y calefacción. Un ejemplo de lo anterior es lo ocurrido en la actual invasión rusa al territorio de Ucrania, cerrando el suministro de Gas a Europa o lo ocurrido a inicios del 2021 con la falta de suministro de Gas natural a México afectando principalmente a los estados del Norte del país (Forbes, 2021).

En México existen diferentes empresas dedicadas a la distribución y venta de gas natural, de acuerdo con la Asociación Mexicana de Gas Natural, hoy en día se cuenta con seis compañías dedicadas a la distribución para uso doméstico en diferentes zonas del país (tarifas de luz), con un costo promedio comercial entre \$10 *MXN/kgGN* a \$15 *MXN/kgGN*, dependiendo de la cantidad (gasnaturalix.com, 2022). Algunas de las principales empresas dentro del mercado del gas natural son:

- Naturgy
- Gas Natural del norte
- Ecogas
- Engie
- Mexicana de gas
- Gas natural del noreste

A pesar de lo anterior, su producción en el país ha ido en decrecimiento durante la última década contrastando con su demanda la cual va en aumento ocasionando una dependencia en las importaciones provenientes de Estados Unidos, cuyos bajos precios se deben principalmente a su desarrollo en el proceso de extracción, de acuerdo con datos mostrados por la SENER en su prospectiva del gas natural,

en el año 2015 las importaciones alcanzaron el mismo nivel que su producción y a partir de entonces se ha presentado una dependencia de estas, siendo los principales sectores para su aplicación el sector energético con cerca del 65% en 2021, la industria del petróleo con 22% en 2021, el sector industrial con el 12% en 2021 (SENER, 2021).

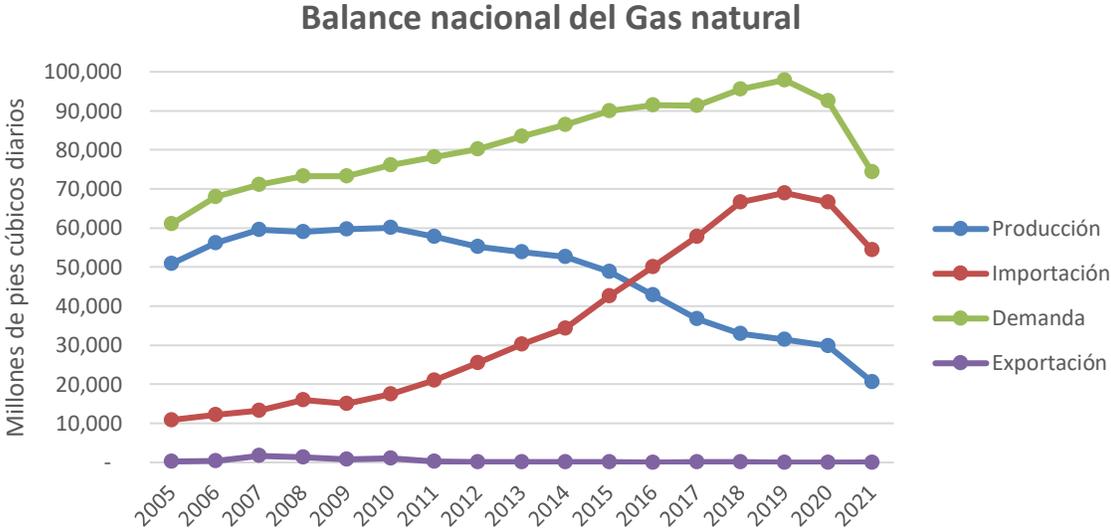
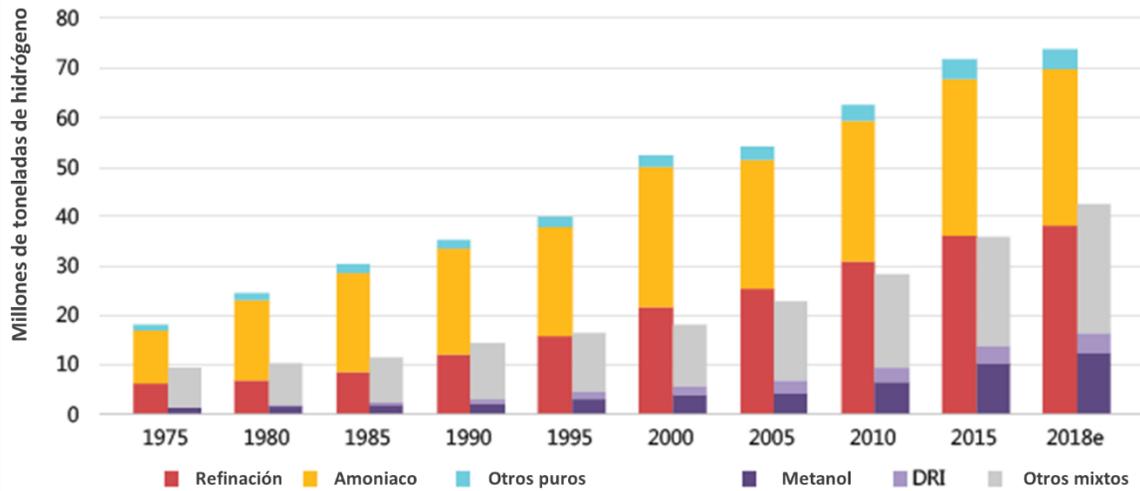


Ilustración 31. Elaboración propia con datos de la SENER, balance nacional de gas natural.

Demanda del hidrógeno.

De acuerdo con la IEA, la demanda mundial del hidrógeno ha crecido tres veces más de lo registrado en los años 70's de 18 millones de toneladas, siendo el sector petroquímico y la producción de amoníaco su principal destino, a cerca de 70 millones $tonH_2/año$ para 2018. Para abastecer tal demanda es necesario el uso de procesos a gran escala eficientes y con menor costo, por lo que su producción desde entonces ha sido en torno a combustibles fósiles, teniendo como consecuencia emisiones de cerca de 830 millones $tonCO_2/año$, emisiones equivalentes a las emisiones de Indonesia y el Reino Unido juntos (IEA, 2019).



Nota. DRI = Producción de acero de hierro reducido directo (direct reduced iron Steel production). La refinación, el amoníaco y "otros puros" representan la demanda de aplicaciones específicas que requieren hidrógeno con niveles pequeños de aditivos o contaminantes tolerados. El metanol, DRI y "otros mixtos" representan la demanda de aplicaciones que utilizan hidrógeno como parte de una mezcla de gases, como el gas de síntesis, como combustible o materia prima

Ilustración 32. Comportamiento en la demanda de Hidrógeno (IEA, 2020)

En México, de igual manera es el sector petroquímico el principal destino del hidrógeno, sin embargo, la paraestatal PEMEX está a cargo de abastecer la demanda de este sector, que representa cerca del 98% de la demanda nacional. Dejando un pequeño porcentaje al sector comercial. De acuerdo con el portal de la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), la demanda del hidrógeno se encuentra en crecimiento los últimos años, presentando su pico más alto en el 2021 con 8,682 $tonH_2$ y el nivel más bajo durante el 2017 con una demanda de 926 $tonH_2$, como se puede ver en la Ilustración 33.

DEMANDA NACIONAL DE HIDRÓGENO

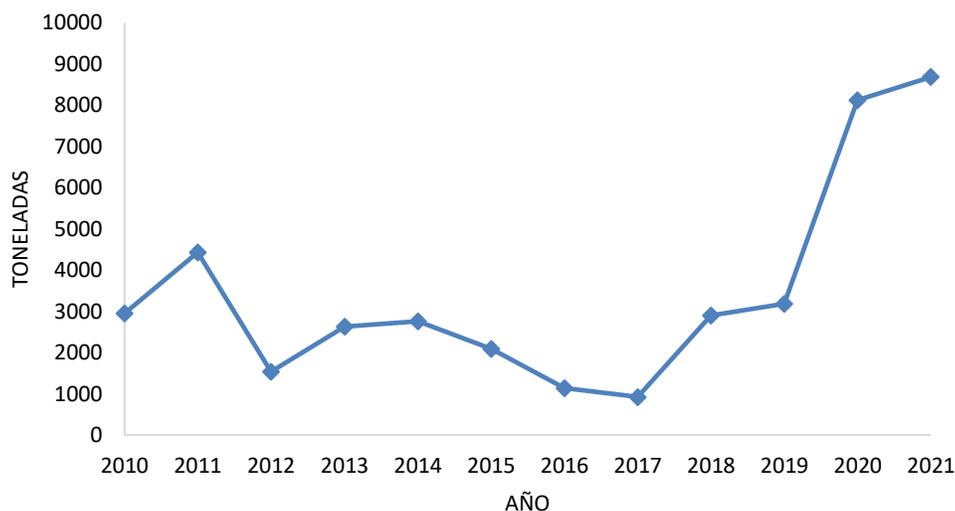


Ilustración 33. Demanda nacional del hidrógeno [Elaborado a partir de datos del ANIQ]

No obstante, el mercado nacional del hidrógeno ha necesitado de importaciones para abastecerse como lo muestra la balanza comercial del hidrógeno, Ilustración 34, siendo a partir del 2018 el año en que la demanda del hidrógeno depende enteramente de las importaciones que se tienen.

Balanza comercial del Hidrógeno

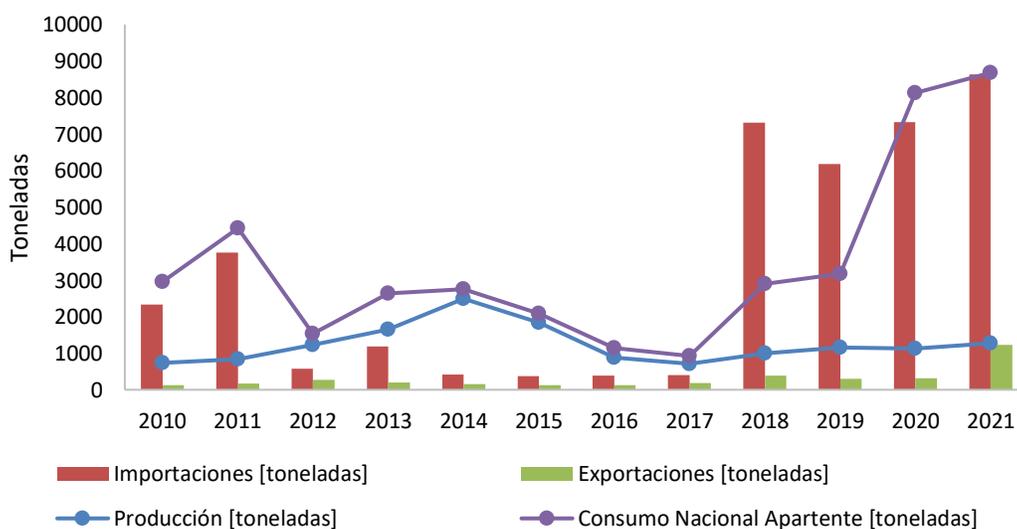


Ilustración 34. Balanza comercial del hidrógeno, ANIQ 2022

Por lo anterior, se puede concluir que la demanda actual del hidrógeno en México se encuentra insatisfecha ya que se requiere de importaciones para poderla abastecer, adicional a que no se cuentan con infraestructura para su producción para el sector comercial y la tendencia mundial sumado a los compromisos de descarbonización son una buena oportunidad para implementar el hidrógeno en el país.

Precios.

El precio del hidrógeno verde, hoy en día se encuentra muy por encima comparado con el precio del hidrógeno denominado gris o azul, esto debido a que a nivel mundial es una tecnología que recién comienza a implementarse a diferencia que con el hidrógeno producido por SMR. Pero diferentes instituciones concuerdan que, debido a la denominada transición energética y los cambios de políticas energéticas en diferentes países, su impulso será mayor ocasionando una reducción en los costos de producción llegando a ser competitivo frente al hidrógeno gris y el gas natural hasta estar por debajo del precio de estos, con un escenario no mayor de 30 años (IEA, 2019).

De acuerdo con el IEA, el costo por la producción de hidrógeno verde en el 2019 va desde $3 USD$ a $7.5 USD$, mientras que el hidrógeno gris va desde $0.9 USD$ a $3.2 USD$ en el mismo año, como se puede observar en la Ilustración 35.

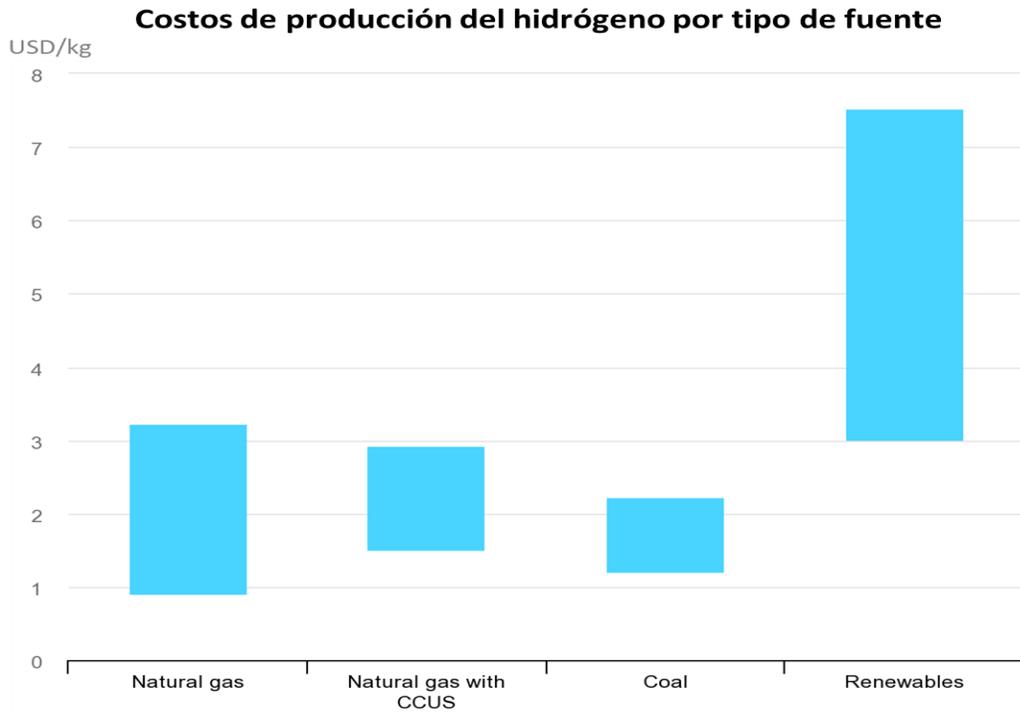


Ilustración 35. Costos de producción del hidrógeno por tipo de fuente [IEA, 2020]

Entre los puntos clave para la reducción en los costos de producción del hidrógeno mediante energías renovables están:

- Aumento en la eficiencia en las tecnologías actuales o más desarrolladas
- Avance de la tecnología y nuevos métodos de producción
- Reducción en los costos en el uso de energía renovable
- Establecer políticas y estrategias que permitan la implementación del hidrógeno verde con precios competitivos.

Mercado del amoníaco.

Dentro del mercado nacional del amoníaco, PEMEX es el único productor en el país, mientras que se cuentan con alrededor de seis distribuidores de acuerdo con el portal ANIQ. La producción nacional de amoníaco se encuentra en declive llegando a mostrar tasas nulas en 2019, como se muestra en la Ilustración 36. Ocasionando que la cantidad de amoníaco importado supere a la producción a partir del 2018 y

actualmente siendo México completamente dependiente de su importación para poder abastecer la demanda. Tal comportamiento se debe en gran medida a la falta de suministro de gas natural y posiblemente a la venta de refinerías en las que se produce el hidrógeno por parte de PEMEX.

Balanza comercial del amoníaco [ANIQ, 2023]

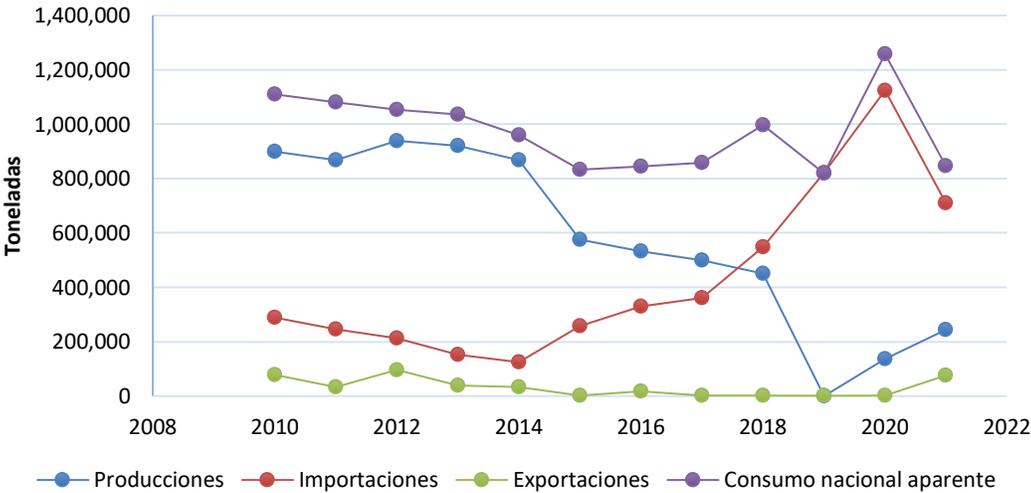


Ilustración 36. Balanza comercial del amoníaco [ANIQ, 2023]

Estudio técnico

Descripción del proceso.

Por consiguiente, se establece como caso de estudio, la implementación del hidrógeno verde considerando emplear el hidrógeno producido para el sector químico, con la producción de amoníaco. Debido a que a pesar de ser el principal destino del hidrógeno después de su uso en la refinación del petróleo, es un mercado que se encuentra insatisfecho.

Industria química.

A nivel mundial la producción de amoníaco es una de las principales aplicaciones del hidrógeno, donde la principal materia prima suele ser gas natural para la obtención del hidrógeno gris, siguiendo así el proceso Haber-Bosh, el cual consiste en la reacción directa entre el nitrógeno y el hidrógeno gaseoso (obteniendo el nitrógeno del aire ya que este se compone de un 71% de N_2), Ilustración 37.

La reacción de síntesis del amoníaco a partir de sus elementos es exotérmica como se muestra a continuación:



Las condiciones de operaciones de la reacción se encuentran a partir de 200 atm y por debajo de los 400 °C, además del uso de catalizadores de hierro-aluminio-potasio.

En consecuencia, del uso hidrocarburos para la obtención del hidrógeno, se producen como subproductos monóxido de carbono y dióxido de carbono, durante este proceso. Teniendo en total alrededor de cuatro etapas:

- Acondicionamiento de materias primas.
 - Aire, compresión del aire y acondicionamiento
 - Metano, desulfuración y acondicionamiento
- Reacción
 - Reformado I
 - Reformado II
- Purificación
 - Purificación inicial, remoción de CO
 - Purificación secundaria, remoción de CO y CO₂
- Acondicionamiento de productos y subproductos

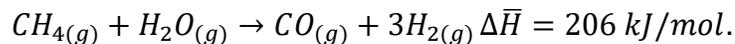
La ruta de la producción de amoníaco a partir de gas natural o GLP incluye cuatro pasos químicos principales (Himmelblau, 1988):



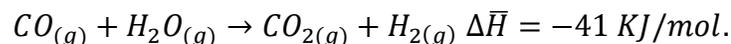
- Desplazamiento: $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
- Metanación: $CO + 3H_2 \rightarrow H_2O + CH_4$
- Síntesis: $3H_2 + N_2 \rightarrow 2NH_3$

Descripción del proceso:

- Reformado primario. Las corrientes de metano y vapor de agua entran a la torre *DA – 01* donde llegan a 1,000 °C y 34 atm, obteniendo monóxido de carbono más hidrógeno:



- Reformado secundario. La solución monóxido de carbono-hidrógeno es mezclada con aire limpio para añadir el nitrógeno requerido en el *ML – 01*, para posteriormente introducirse a los reactores *DA – 02* y *RT – 1*, permitiendo completar la reacción de monóxido de carbono y bióxido de carbono y disminuir el contenido de metano:



- La mezcla se comprime en el compresor *GB – 01* y es enviada al absorbedor *DA – 03*, donde el bióxido de carbono es extraído junto con otros componentes mediante un proceso de absorción con monoetanolamina (MEA), metildietanolamina activada (aMDEA) o soluciones de carbonato potásico caliente, para poder extraer el dióxido y monóxido restantes que podrían envenenar los catalizadores.
- La mezcla de nitrógeno-hidrógeno se comprime hasta las 200 atm en el compresor *GB – 02* elevando su temperatura a 400 °C y enviándola al reactor *RT – 02* que usa catalizadores de hierro-aluminio-potasio. Debido a que sólo se convierte entre 20% y 30% en amoníaco, el nitrógeno e hidrógeno no reaccionantes se enfrían en el intercambiador *EA – 02* y el amoníaco se separa en el refrigerador *CD – 01*, donde los gases se recirculan para reiniciar el proceso.

Análisis técnico.

Ante lo anterior se propone disponer de una planta productora de hidrógeno con capacidad suficiente para abastecer un porcentaje del hidrógeno necesario para la producción de amoníaco, es decir, producir cerca del 5% de la demanda futura de H_2 para la producción del amoníaco. De acuerdo con el informe “Hidrógeno verde en México: hacia una descarbonización de la economía” elaborado por la consultora alemana GIZ, se pronostica que la producción de amoníaco aumentará al mismo ritmo que su disminución durante la última década hasta 2031, año en que se espera alcanzará una cifra cercana a la máxima producción de la última década y contemplando un estancamiento en ese punto (GIZ, 2021), lo cual indica un crecimiento del anual de 19% en la producción del amoníaco.

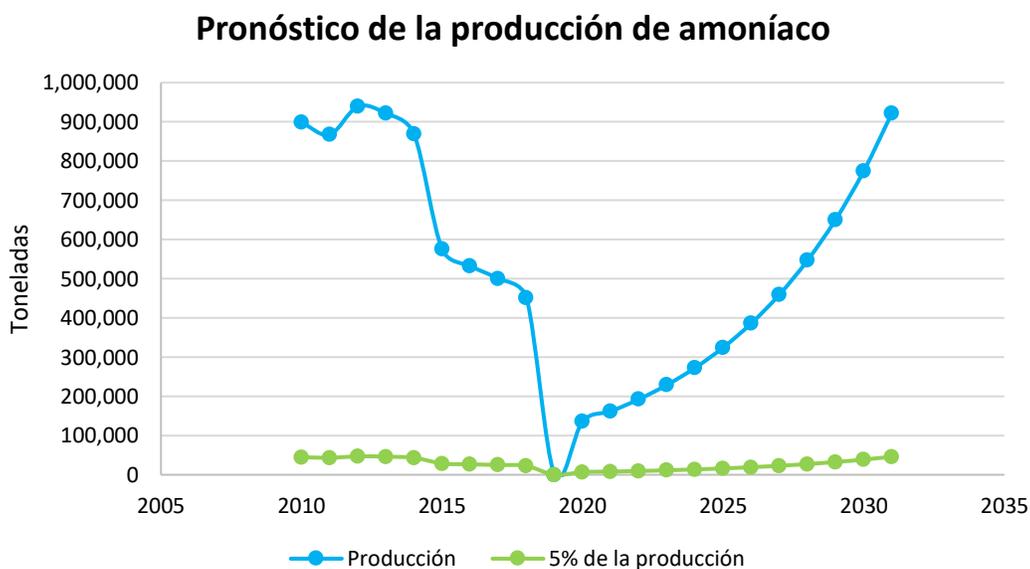


Ilustración 39. Pronóstico de la producción de amoníaco [Elaboración propia en base con datos de la GIZ, 2021]

Mercado meta.

De acuerdo con el portal ANIQ, se cuentan principalmente con cerca de 6 distribuidores de amoníaco en el país y únicamente un fabricante, como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Lista de empresas en el mercado de amoníaco [ANIQ, 2023]

Empresa	Distribuidor	Fabricante	Producto	Localización
PEMEX		•	Amoníaco / Amoníaco anhidro	Veracruz
Alveg Distribución Química	•		Amoníaco	Tlanepantla, Edo. De México
Química treza	•		Amoníaco	Tultitlán, Edo de México
Praxair México	•		Amoníaco anhidro	Cuautitlán, Edo. De México
Agrogen	•		Amoníaco anhidro	Querétaro
Infra	•		Amoníaco anhidro	+ 30 plantas en la república mexicana
Brenntag México	•		Amoníaco industrial	Querétaro

Por lo que, en este trabajo se propone instalar una planta de generación de hidrógeno por medio de electrólisis asistida con energías renovables para destinar su uso en la producción de amoníaco, con el fin de tener un mercado nacional más competitivo en cuanto a la fabricación y contribuir con la reducción de emisiones de GEI.

Tamaño de la empresa.

La cantidad de amoníaco necesario para cubrir el 5% de la demanda futura es de 46 mil ton para 2031, es decir, se requiere una producción promedio de 21 mil ton/año de amoníaco. Realizando un balance de materia, como se muestra a continuación, se obtiene que la cantidad de hidrógeno necesario para abastecer la demanda de amoníaco plateada es de 435.5 kgH₂/h o 3.693 mil tonH₂/año.

Tabla 11. Mercado meta de amoníaco contemplado (miles ton/año)

Mercado meta del amoníaco												
Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción	136.00	161.84	192.59	229.18	272.73	324.54	386.21	459.59	546.91	650.82	774.48	921.63

Balance de materia.

Amoniaco:

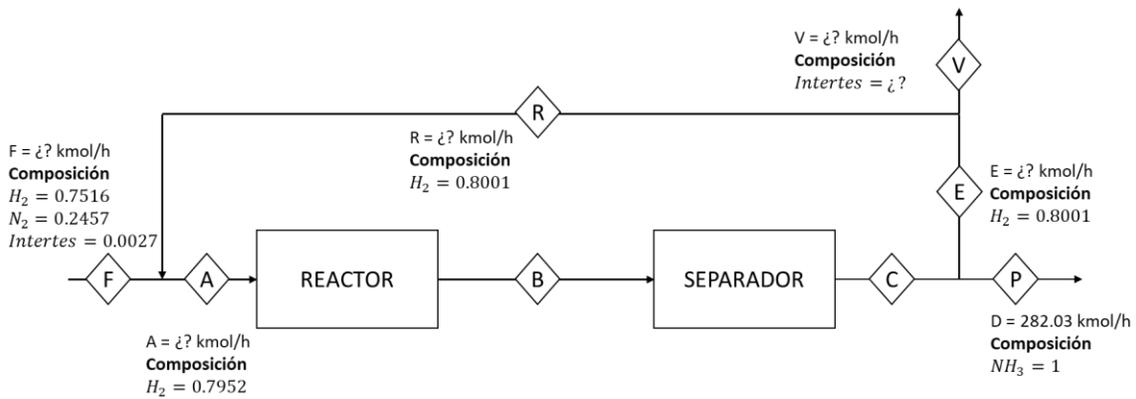
$$\text{Producción promedio} = \frac{\sum_{2020}^{2031} \text{Producción necesaria}}{\text{años cubiertos}} = 21,000 \text{ ton/año}$$

Flujo molar

$$21,000 \frac{\text{ton}}{\text{año}} * 1,000 \frac{\text{kg}}{\text{ton}} * \frac{1 \text{ kmol}}{17 \text{ kg}} * \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ día}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} = 141.02 \frac{\text{kmol}}{\text{h}}$$



Masa molecular	Kg/kmol
NH ₃	17
H ₂	2
N ₂	28



Adaptación de Himmelblau D.M Balance de materia y energía

Ilustración 40. Esquema producción de amoniaco (Adaptación de Himmelblau D. Balance de materia y energía)

Balance global

Inertes:

$$A = P + V$$

$$A(x_{Inert_A}) = P(x_{Inert_P}) + V(x_{Inert_V})$$

$$0.0027A = 141.02(0) + V(1 - x_{Inert_V})$$

$$0.0027A/V = X_{inert}$$

Nitrógeno:

$$2A = P + 2V$$

$$2A(x_{N_2_A}) = 1P + 2V(x_{N_2_V})$$

$$2A(0.2457) = 141.02 + 2V(x_{N_2_V})$$

$$0.4914A = 141.02 + 2V(x_{N_2_V})$$

Hidrógeno:

$$2A = 3P + 2V$$

$$2A(x_{H_2_A}) = 3P(x_{H_2_P}) + 2V(x_{H_2_V})$$

$$2A(0.75) = 141.02(3) + 2V(0.8001)$$

$$1.5A = 423.06 + 1.6002V$$

Corriente R

$$X_{H_2} + X_{N_2} + X_{inert} = 1$$

$$0.8 + X_{N_2} + X_{inert} = 1$$

$$X_{N_2} = 1 - 0.8 - X_{inert}$$

Sustituyendo X_{N_2}

$$0.4914A = 141.02 + 2V(0.2 - X_{inert})$$

Sustituyendo X_{inert}

$$0.4914A = 141.02 + 2V(0.2 - 0.0027A/V)$$

$$0.4914A = 141.02 + 0.4V - 0.0054A$$

$$0.4968A = 141.02 + 0.4V$$

$$0.4968A - 0.4V = 141.02$$

Ordenando ecuaciones:

$$1.5A - 1.6002V = 423.06$$

$$0.4968A - 0.4V = 141.02$$

$$F = 280.45 \text{ kmol/h}$$

$$V = 6.95 \text{ kmol/h}$$

Balance en el nodo de recirculación:

$$F + R = A$$

$$280.45 + R = A$$

Hidrógeno

$$2F + 2R = 2A$$

$$FX_{H_2} + RX_{H_2} = AX_{H_2}$$

$$280.45(0.7516) + R(0.8001) = A(0.7952)$$

$$421.57242 + 1.6002R = 1.5904A$$

Sustituyendo A:

$$421.57244 + 1.6002R = 1.5904(280.45 + R)$$

$$421.45 + 1.6002R = 446.02768 + 1.5904R$$

$$0.0098R = 24.45524$$

$$R = 2495.43265 \text{ kmol/h}$$

$$A = 2775.88265 \text{ kmol/h}$$

Hidrógeno necesario:

$$F(X_{H_2}) = 280.45 \frac{kmol}{h} (0.7514) = 210.78622 \text{ kmol/h}$$

$$F_{H_2} = 421.58 \frac{kg}{h} = 3,692,974.57 \frac{kg}{año} = 3,693 \frac{ton}{año}$$

Electrolizador.

Para la selección del electrolizador se recomienda utilizar un electrolizador alcalino, debido a que este tipo de electrolizadores actualmente tienen capacidad de abastecer grandes cantidades de hidrógeno en una planta industrial por largos periodos y menor costo. Considerando a la compañía “NEL” ya que es líder en estas tecnologías, el modelo A3880 de la serie A, cuenta con una tasa de producción nominal de 2400 – 3880 Nm³/h o 5,180 a 8374 kgH₂/día con un consumo máximo de 3.8 a 4.4 kWh/Nm³. Recordando que la comercialización de este electrolizador actualmente se encuentra en espera, ya que la compañía contempla comenzar su venta para 2024.

1	Celda de electrolisis
2	Tanque de hidrógeno
3	Tanque de oxígeno
4	Brida de hidrógeno
5	Brida de oxígeno
6	Bomba de circulación de hidróxido
7	Enfriador de gas
8	Enfriador de hidróxido

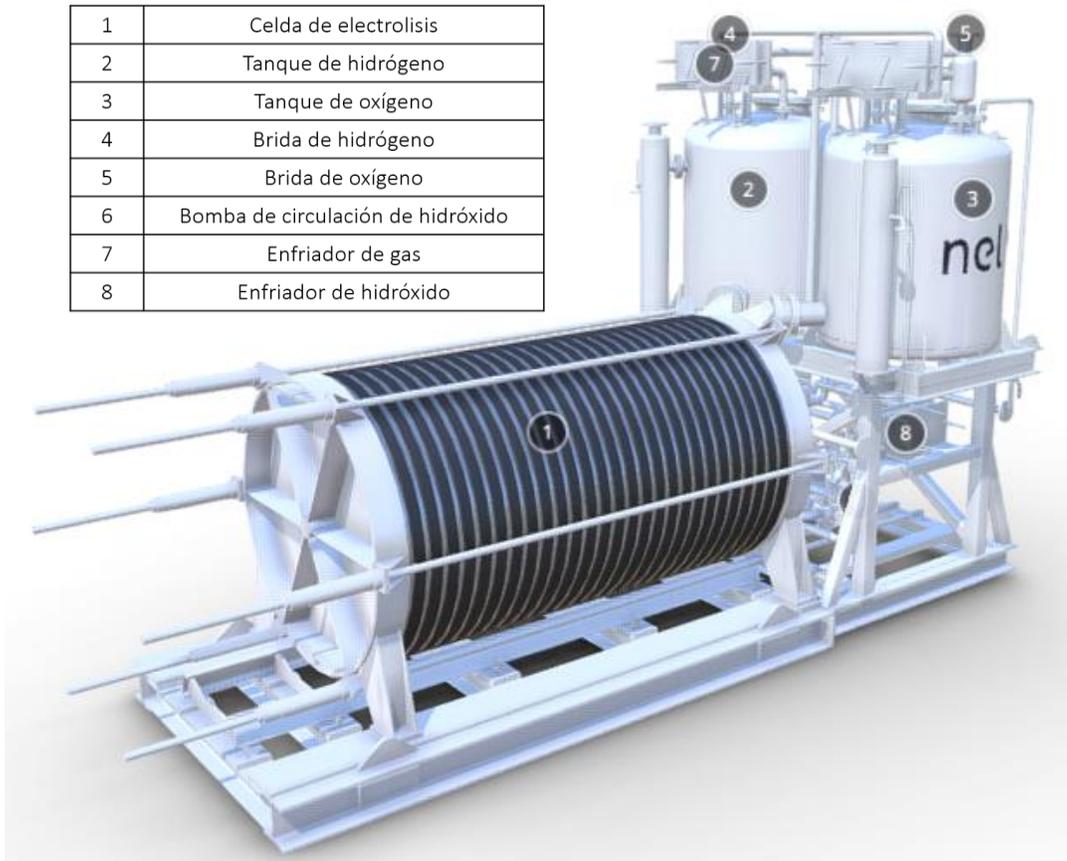


Ilustración 41. Electrolizador alcalino A3880 (NEL, 2022)

Tabla 12. Ficha técnica de electrolizador A3880 (NEL, 2022)

	Unidades	Valores
Producción nominal de hidrógeno	[Nm ³ /h kg/d]	2,400–3,880 5,180-8,374
Presión máxima de salida de hidrógeno	Barg	1 – 200
Consumo de agua	L/kg H ₂	9.5
Temperatura ambiente	°C	5-35
Dimensiones por modulo	m ²	770
Electrolito	Solución de KOH	25%
Consumo de energía	kWh/Nm ³ H ₂	3.8 - 4.4

Considerando la demanda promedio hidrógeno requerido para la producción del 5% de amoníaco a partir de los datos obtenidos anteriormente y tomando como referencia la tasa baja de producción de hidrógeno mostrada en la ficha técnica del equipo, se requiere un total de 2 equipos.

$$Módulos = \frac{3,693 \text{ ton/año}}{5,180 \frac{\text{kg}}{\text{d}} \left(365 \frac{\text{d}}{\text{año}}\right) \left(\frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ kg}}\right)} = 1.95$$

$$Módulos \text{ ajustado} = 2$$

Sin embargo, contemplando el crecimiento de la planta durante el tiempo de vida y con ello, el crecimiento estimado de la demanda se requeriría de un total de 3 equipos, teniendo una autonomía del primer electrolizador hasta el 6^{to} año empleando un crecimiento de producción conforme se requiera. Por lo que a partir del 6^{to} año se tendría que adquirir el segundo electrolizador y hasta el año 11 el tercero para poder seguir cubriendo la demanda requerida.

Tabla 13. Producción y capacidad esperada.

Año	Demanda H2	Producción H2	Equipos	Potencial de producción
1	1,235.33	1,235.33	1	3,056.51
2	1,470.05	1,470.05	1	3,056.51
3	1,749.36	1,749.36	1	3,056.51
4	2,081.73	2,081.73	1	3,056.51
5	2,477.26	2,477.26	1	3,056.51
6	2,947.94	2,947.94	1	3,056.51
7	3,508.05	3,508.05	2	6,113.02
8	4,174.58	4,174.58	2	6,113.02
9	4,967.75	4,967.75	2	6,113.02
10	5,911.62	5,911.62	2	6,113.02
11	7,034.83	7,034.83	3	9,169.53
12	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53

13	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
14	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
15	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
16	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
17	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
18	8,371.45	8,371.45	3	9,169.53
19	8,371.45	6,780.88	3	9,169.53
20	8,371.45	5,492.51	3	9,169.53
21	8,371.45	4,448.93	2	6,113.02
22	8,371.45	3,603.64	2	6,113.02
23	8,371.45	2,918.94	2	6,113.02
24	8,371.45	2,364.35	2	6,113.02
25	8,371.45	1,915.12	2	6,113.02
26	8,371.45	1,551.25	1	3,056.51
27	8,371.45	1,256.51	1	3,056.51
28	8,371.45	1,017.77	1	3,056.51
29	8,371.45	824.40	1	3,056.51
30	8,371.45	667.76	1	3,056.51

Contemplando que cada electrolizador tiene un tiempo de vida útil de 20 a 25 años, se contempla un tiempo de operación de la planta de 30 años, reduciendo así la producción a partir del 20^{vo} año conforme se disminuye el número de equipos y una bajada en la producción igual a la tasa de crecimiento (19%), manteniendo el potencial de producción por encima de la producción estimada, suficiente para considerar la compra de nuevos equipos o vender a nuevos clientes.

Estimación de la producción

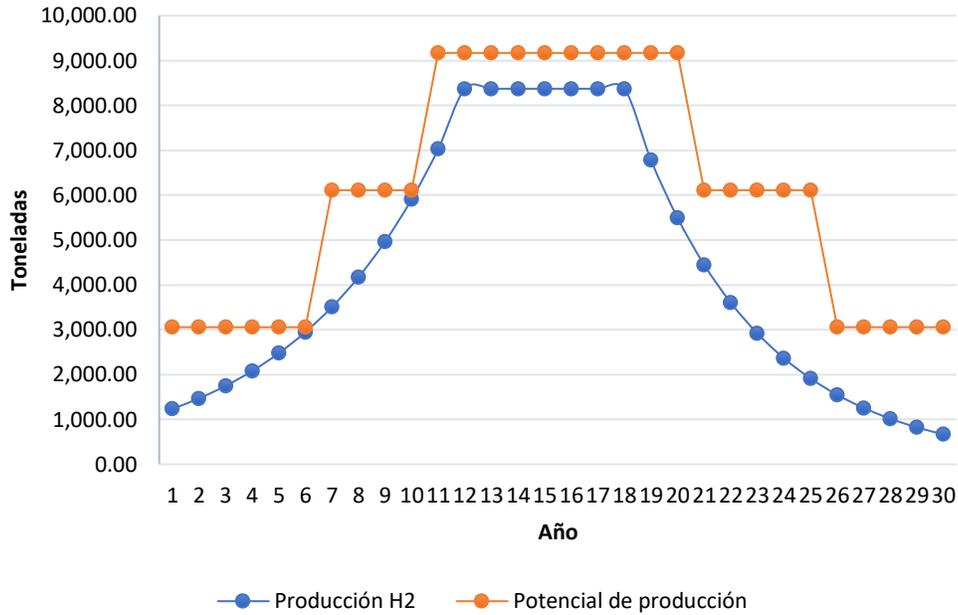


Ilustración 42. Relación de producción estimada y equipos

Reducción de GEI.

Ya que el actual proceso de producción del amoníaco requiere la reformación del metano para la obtención de hidrógeno y se estima que se producen 9 kgCO_2 por cada kgH_2 (GIZ, 2021), se tendría una reducción en las emisiones de CO_2 al instalar un sistema de electrólisis, partiendo de poco más de 10 mil toneladas de CO_2 en el primer año hasta un máximo de 75 mil toneladas para del año 12, como se muestra en la Ilustración 43.

Reducción de emisiones de CO2

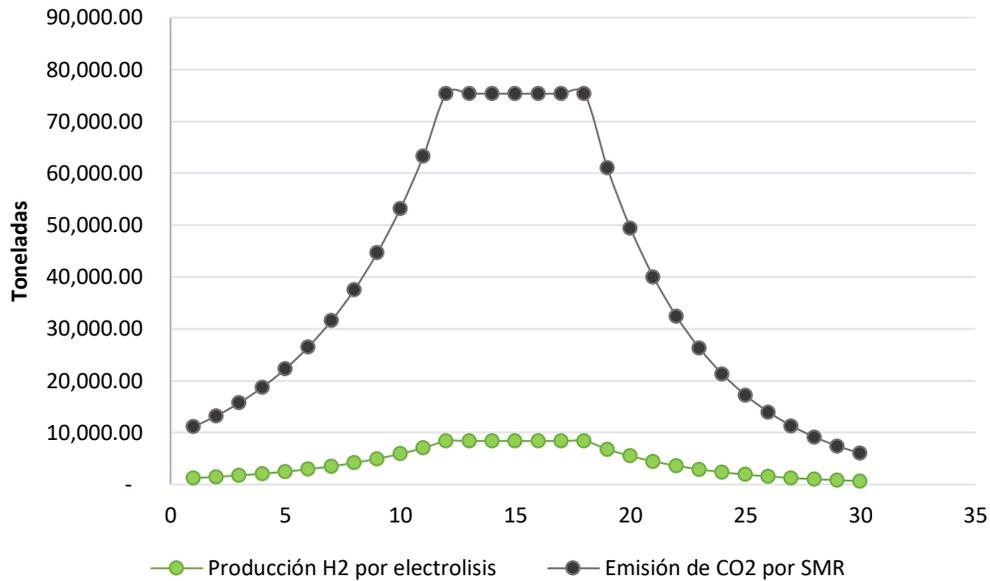


Ilustración 43. Emisiones de CO₂ por medio del proceso SMR

Localización

Dentro de la denominada economía del hidrógeno, se han establecido ciudades de hidrógeno, las cuáles son asentamientos urbanos con alto potencial para la implementación de hidrógeno verde, siendo el sector del transporte un factor crucial. Ante lo anterior, la CDMX es un estado con alta importancia con una capacidad de producción de 0.20 Mton/año (Juaréz-Casildo, Cervantes, & González-Huerta, 2022). Sin embargo, ya que este trabajo se enfoca a la implementación del hidrógeno para la producción de amoníaco, se considerada únicamente este sector.

Proponiendo la localización de la planta en el estado de Veracruz, cerca o en caso de ser posible, en el complejo petroquímico de Cosoleacaque, de acuerdo con un análisis de viabilidad, utilizando el método Brown-Gibson (**Anexo B. Localización**).



Ilustración 44. Complejo petroquímico Cosoleacaque, Veracruz. Extraído de <https://es.foursquare.com/v/complejo-petroquimico-cosoleacaque/526e9c9b11d2c1cc3c3cdd67>

Campo fotovoltaico (FV).

Para la determinación del campo fotovoltaico requerido se tomará como referencia el consumo máximo de energía del electrolizador ($4.4 \text{ kWh}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$), mostrado en su ficha técnica (Tabla 12), la densidad del hidrógeno a 1 bar ($0.0887 \text{ kg}/\text{m}^3$) (Morales-Velasco, 2021) y un promedio de 4.0 HSP en el estado de Veracruz (Solargis, 2019).

Requiriendo un campo fotovoltaico de 103 MW con alrededor de 230 mil módulos fotovoltaicos y 519 inversores, por cada equipo de electrólisis. Por lo que, el campo FV final será de 311MW con alrededor de 690 mil módulos fotovoltaicos y 1,560 inversores.

Determinación del campo fotovoltaico por equipo de electrólisis.

$$\text{Energía requerida} = (\text{Producción de } H_2)(\text{Consumo energético})(\text{Densidad } H_2)$$

$$\text{Energía requerida} = \left(8,374 \frac{kg}{d}\right) \left(4.4 \frac{kWh}{Nm^3}\right) \left(\frac{1 Nm^3}{0.0887 kg}\right)$$

$$\text{Energía requerida} = 415,395.72 \frac{kWh}{d}$$

$$\text{Tamaño FV} = \frac{\text{Energía requerida}}{HSP} = \frac{415.395.72 \frac{kWh}{d}}{4.0 \frac{h}{d}}$$

$$\text{Tamaño FV} = 103,848.93 kW$$

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos se seleccionó los módulos fotovoltaicos de la marca Greenlux modelo *et-m672b(h)390-405ww/wb*, con una potencia nominal de 450 W por modulo fotovoltaico.

$$\frac{103,848.93 kW}{0.45 kW} = 230,775 \text{ modulos FV}$$

Debido al tamaño de la instalación del campo fotovoltaico se requerida de un gran número de inversores solares que transformen la corriente continua en alterna para el electrolizador. Ante ello, se seleccionó el modelo Q2A-A4389-AAA de la marca OMRON, que tiene una capacidad de 200 kW de corriente de entrada.

$$\frac{130,848.93 kW}{200 kW} = 519 \text{ inversores}$$

Consumo de agua.

El consumo de agua necesaria para producir 1 kg de hidrógeno es de 9 kg de agua, por lo que, considerando la producción esperada se tiene que el consumo anual parte de aproximadamente 10,000 ton_{H_2O} en el año 1 y hasta 75,000 ton_{H_2O} a partir del año 12 durante 6 años.

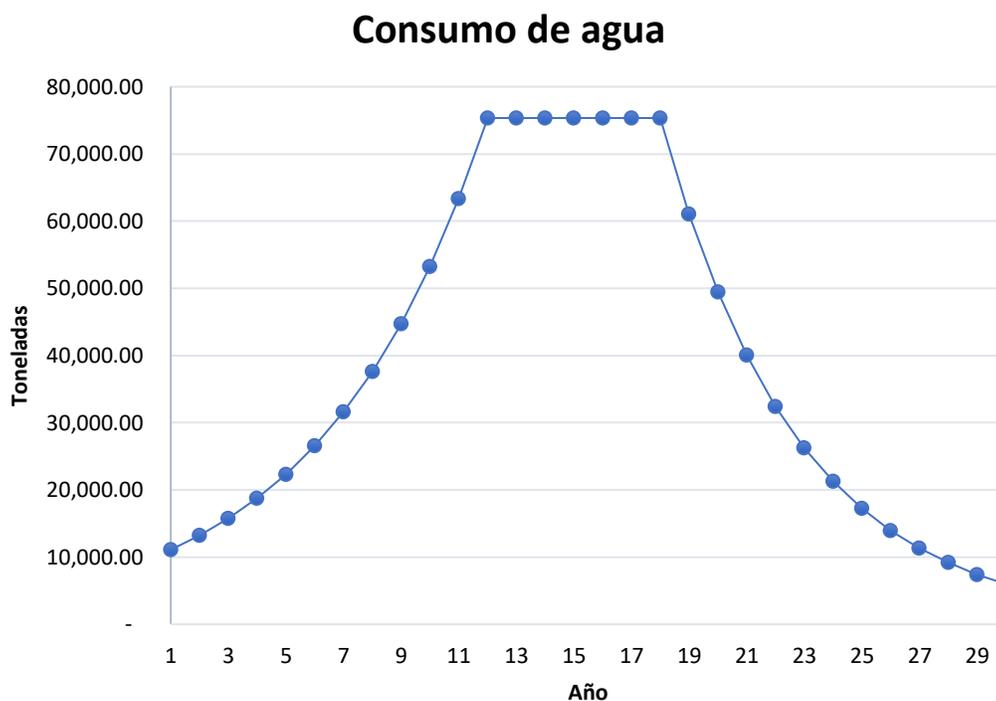


Ilustración 45. Consumo de agua

Capítulo III. Estudio económico



Ilustración 46. Planta de hidrógeno verde, Iberdrola, Extraído de <https://www.lavozdepuertollano.es/web/contenido/comarca/la-planta-de-hidrogeno-verde-de-puertollano-estara-plenamente-operativa-en-marzo34598.html>

Contenido.

- Inversión
- Costo nivelado del hidrógeno (LCOH).
- Punto de equilibrio.
- Flujo de Efectivo.
- Cálculo del VPN.
- Cálculo de la TIR.

Dentro de los estudios de factibilidad de cualquier proyecto, se encuentra un factor imprescindible, el cual es la cuestión económica. Por ello, en este capítulo se abordará este punto de cada uno de los casos, para poder determinar el tiempo de retorno de inversión, el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y poder tomar una decisión en la implementación de hidrógeno verde.

Inversión.

De acuerdo con Gitman, una inversión es esencialmente cualquier instrumento en el que se depositan fondos con la expectativa de que genere ingresos positivos y/o conserve o aumente su valor (Gitman, 2009). Sin embargo, el invertir generalmente se trata de apostar a que crecerá el valor del dinero o que se tendrán ganancias en el futuro al gastar dinero en el presente. Por tanto, en este trabajo se presenta el análisis para poder saber cuánto dinero se tendría que invertir en un proyecto de hidrógeno para la producción de amoníaco en México y finalmente cuantas ganancias genera para determinar si es o no es viable.

La determinación de la inversión inicial se realizó considerando, la inversión en activos fijos, la inversión diferida y el capital de trabajo.

Cabe mencionar que para el cálculo de la inversión en este trabajo se consideraron precios comerciales con distribuidores comerciales, por lo que se recomienda realizar un análisis más profundo directamente con los fabricantes con cada uno de los equipos y materiales requeridos para obtener un mejor resultado, o realizar una cotización con distribuidores al mayoreo.

Determinación inversión fija.

La inversión en activos fijos se refiere a todas aquellas que se realizan en los bienes tangibles que se utilizan en el proceso de transformación de los insumos o aquellos que sirvan de apoyo a la operación normal del proyecto, como lo son: terreno, obras físicas, equipamiento de la planta, oficinas, infraestructura, etc.

La inversión en activos fijos considera para este trabajo se muestra detalladamente en la Tabla 15, mostrando únicamente los equipos críticos del proyecto y dejando un monto destinado para otros gastos, entre los que se encuentra el sistema de purificación de agua para asegurar el correcto funcionamiento del electrolizador.

Tabla 14. Estimación de la inversión de maquinaria y equipo

Maquinaria y Equipo	Cantidad	Precio unitario estimado [USD]	Total
Inversor	1,560	\$19,500	\$30,420,000
Paneles FV	690,000	\$100	\$69,000,000
Electrolizador	1	\$5,000,000	\$5,000,000
Tanques	2	\$1,000,000	\$2,000,000
Otros	-	\$3,000,000	\$1,000,000
Total			\$109,420,000

Tabla 15. Estimación de la inversión fija

Concepto	Cantidad estimada [USD]
Terreno	\$20,000,000
Maquinaria y equipo	\$109,420,000
Equipo de oficina	\$500,000
vehículos	\$5,000,000
Equipos de seguridad	\$500,000
Total	\$135,420,000

Determinación de inversión diferida.

La inversión diferida se refiere a la inversión en activos intangibles, los cuales están constituidos por los servicios o derechos adquiridos y necesarios para la puesta en marcha del proyecto, en Tabla 16 se muestra la inversión diferida estimada.

Tabla 16. Estimación de la inversión diferida

Elemento	Cantidad estimada [USD]
Servicios (agua, luz, internet, etc)	\$24,000
Tramites y seguros	\$10,000
Patentes y marcas	\$100,000
Software	\$1,000,000
Total	\$1,134,000

Determinación del capital de trabajo.

El capital de trabajo se refiere a los recursos necesarios por una empresa para poder llevar a cabo sus operaciones, y constituye una parte de las inversiones de largo plazo ya que forma parte de los activos corrientes necesarios para asegurar la operación de proyecto. Su cálculo se realiza mediante la diferencia de los activos corrientes (efectivo, cuentas por cobrar, inventarios, materiales) y los pasivos corrientes (cuentas por pagar). Su estimación para este proyecto se muestra en la Tabla 17, contemplando un apartado para otros gastos imprevistos de operación e incluyendo un monto destinado para un área de innovación en el mismo apartado.

Tabla 17. Estimación del capital de trabajo

Materia prima		Año
Agua	\$0.02 USD/kgH2	\$73,860
KOH	\$1 USD/kgH2	\$738,600
Energía	\$0.0015 USD/kgH2	\$5,616
Otros	\$1.5 USD/kgH2	\$1,107,900
Total		\$1,925,976

Teniendo finalmente una inversión inicial de cerca de \$138 *mdd*, considerando los puntos anteriores, la cual para fines prácticos se redondeará a \$140 *mdd*, dejando el excedente para otros imprevistos que puedan surgir durante la planeación u operación.

$$\text{Inversión total} = \$135,420,000 + \$1,134,000 + \$1,925,976 \text{ USD}$$

$$\text{Inversión total} = \$138,479,976 \text{ USD}$$

$$\text{Inversión total} \approx \$140 \text{ mdd}$$

Costos.

El termino costo se puede expresar como el desembolso en efectivo o en especie hechos en el pasado (costos hundidos), en el presente (inversión), en el futuro (costos futuros) o en forma virtual (costos de oportunidad).

Costo nivelado de hidrógeno (LCOH).

El costo nivelado del hidrógeno (LCOH, o por sus siglas en inglés), se refiere al costo de producción de 1 *kg* de hidrógeno, contemplando tanto los costos estimados de inversión como los costos de explotación de los activos involucrados (Vectorrenewables, 2022). Este costo contempla la inversión inicial debido a la construcción de la planta y la gestión a lo largo de la vida útil y permite comparar el costo de producción de diferentes tecnologías, lo que lo hace un buen indicador

para inversores interesados en proyectos energéticos (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022).

Dentro de las variables que afectan la producción del hidrógeno, están (Vectorrenewables, 2022):

- **La curva de producción anual del recurso renovable.** Esta depende de diferentes factores como la localización geográfica, condiciones meteorológicas, disponibilidad del recurso y tecnología seleccionada. Por ello, la precisión del LCOH dependerá de la fiabilidad de la información de la curva de producción, ya que reportará cuánta energía renovable entra al sistema.
- **Costo de capital CAPEX.** Son los destinados a la compra de nuevos equipos o a la mejora del capital existente para producir hidrógeno. Dentro de costes se incluye en el coste de equipamiento requerido.
- **Coste OPEX.** es el que se contempla para operar y mantener la instalación productiva. Para realizar esta estimación se tienen en cuenta el consumo de agua, el coste del alquiler del terreno o el mantenimiento anual requerido para todos los activos, entre otros.

Una manera preliminar de calcular el costo del hidrógeno es mediante la división del todos los costos de producción entre la cantidad del hidrógeno producido a lo largo del tiempo de operación de la planta.

$$\text{Costo } H_2 = \frac{\text{Costo de producción}}{\text{Cantidad de } H_2 \text{ producido}}$$

Sin embargo, esta estimación no refleja el valor temporal del dinero, por lo que, para el cálculo del costo de producción del hidrógeno se realiza un método empleado para los costos de producción de energético, conocido como costo nivelado. Considerando para este trabajo la metodología mostrada en el trabajo de Valeria Juaréz (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022), como se muestra a continuación:

$$LCOH = \frac{\sum_{j=0}^N [(CAPEX + OPEX)(1 + i)^{-j}]}{\sum_{j=0}^N [(M_{H_2}(j)) (1 + i)^{-j}]}$$

Donde i es la tasa de interés del proyecto (considerando 10% para este trabajo (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022)); N es el tiempo de vida de planta (considerando 20 años, por el tiempo de vida del electrolizador); $CAPEX$ se refiere al capital necesario para adquirir la tecnología de electrolisis, y están dados por:

$$CAPEX = UCE \times \frac{M_{H_2} R_{en}}{t_{op}}$$

Donde UCE es el costo unitario del electrolizador, de acuerdo con la IEA el costo de electrolizadores es de 600 USD/kW para los electrolizadores alcalinos; R_{en} es la energía necesaria para producir 1 kg de hidrógeno (52.5 kWh/kg_{H₂}); t_{op} se refiere al tiempo de operación por año.

El $OPEX$ se refiere a los gastos operativos, los cuales fueron calculados de la siguiente forma, haciendo una modificación a la metodología consultada para considerar otros costos operativos:

$$OPEX = CIE + COM_{EL} + CORP + Otros$$

Donde, COM_{EL} son los costos de operación y mantenimiento, 2% del $CAPEX$; $CORP$ se refiere a los costos de reemplazo, 25% del $CAPEX$ (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022); CIE es el costo de inversión en electricidad, estimando \$35 mdd para el campo FV requerido, (la determinación de la inversión del campo FV se muestra más adelante); Para fines prácticos se consideraran a los otros costos como: costo de agua, costo de electricidad y seguros asociados a imprevistos (considerando 10% del $CAPEX$).

Determinación del CAPEX.

Tomando como referencia únicamente datos promedio de producción, se tiene que el CAPEX tiene un costo de \$10 *mdd* considerando un tiempo de operación de 4 horas, correspondientes al HSP de la localidad, lo que indica que, de tomar este dato, los equipos dependerían totalmente del funcionamiento del sistema fotovoltaico. Por lo que, se tomara como tiempo de operación un total de 8 horas, requiriendo un sistema híbrido para el tiempo que no se disponga del campo FV, teniendo así un CAPEX de \$5 *mdd* el cual es el considerado para este trabajo, con un tiempo de vida de 20 años teniendo una depreciación de \$250,000 *USD*.

$$CAPEX = (600USD/kW) \left(\frac{52.5 \frac{kWh}{kgH_2} * 470,000 \text{ kg}^2/\text{año}}{\frac{8h}{d} * \frac{365d}{\text{año}}} \right) = 5,000,000 \text{ USD}$$

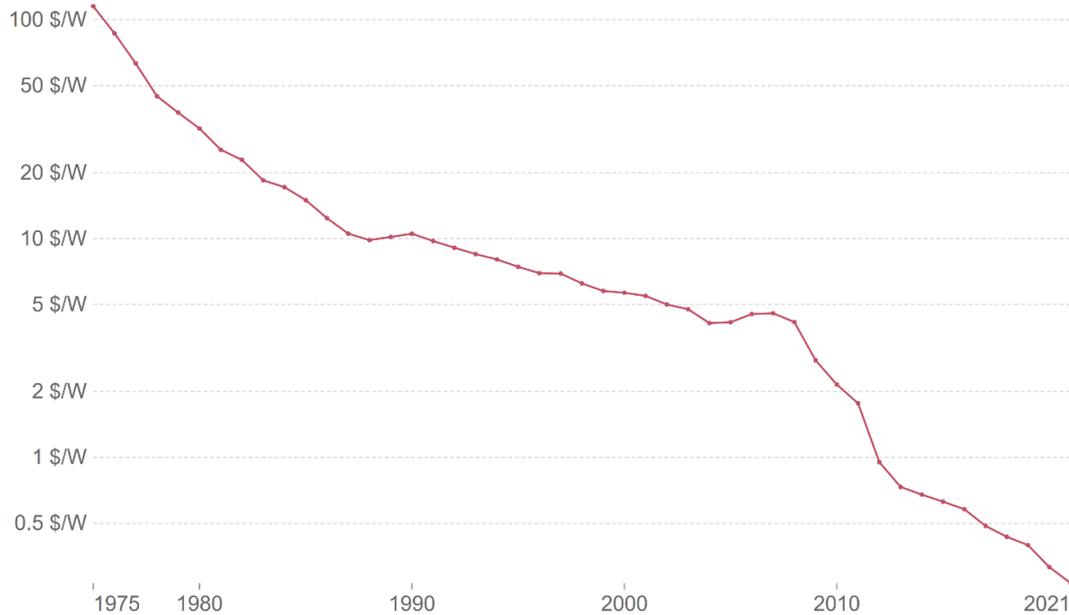
$$Depreciación = \frac{\$5 \text{ mdd}}{20 \text{ años}} = \$250,000 \text{ USD/año}$$

Determinación del Campo fotovoltaico.

De acuerdo con el portal “Our World in Data” el costo de los paneles fotovoltaicos por watt ha decaído durante las últimas décadas, partiendo de \$115 *USD* en 1975 hasta \$0.27 *USD* en 2021 (OurWorldinData, 2022). Lo que reduce el riesgo en invertir en estas tecnologías.

Solar photovoltaic (PV) module prices

Global average price of solar photovoltaic (PV) modules, measured in 2021 US\$ per Watt.



Source: Nemet (2009); Farmer & Lafond (2016); International Renewable Energy Agency (IRENA)

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Ilustración 47. Precio de módulos solares fotovoltaicos (OurWorldInData, 2022)

Empleando estos datos, se estima que la inversión por módulo fotovoltaico (contemplando una potencia de 405 W de cada módulo) es de \$109.35USD. Mientras que para determinar el costo del inversor se seleccionó un inversor comercial con capacidad de 220 kW con un costo de 19,568.49 USD (Wiatumation, 2023).

Para el cálculo de la inversión únicamente se tomarán en cuenta los módulos fotovoltaicos, inversores y los electrolizadores, ya que representan los equipos de mayor costo. Requiriendo una inversión de \$35 mdd, contemplando una depreciación por el tiempo de vida de los paneles solares de \$1.7 mdd/año.

Tabla 18. Estimación de la inversión del campo FV.

	Cantidad	Precio/unidad	Precio total	
Paneles solares	230,775.00	\$ 109.35	\$25,235,246.25	USD
Inversores	519.00	\$ 19,568.49	\$10,156,046.31	USD
Campo FV	\$		35,391,292.56	USD
Tiempo de vida útil	20		años	
Depreciación	\$	1,769,564.63	USD/año	

Determinación del OPEX.

Considerando la producción promedio de 3.693 ton_{H_2} se tiene que el OPEX es de $\$7.273 \text{ mdd}$. Contemplando un costo de energía de $\$54 \text{ USD}/\text{MWh}$ para la localidad elegida y se requiere de $2.82E - 05 \text{ MWh}/\text{kg}_{H_2}$ (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022) además de un costo de agua de $\$52 \text{ MXN}/\text{m}^3$ (Veracruz, 2018) y un consumo de $9.5 \text{ L}/\text{kg}_{H_2}$ de acuerdo con las especificaciones del electrolizador.

$$\text{Costo agua} = \$52 \frac{\text{MXN}}{\text{m}^3} * \left(\frac{1\text{USD}}{20\text{MXN}} \right) * \left(\frac{1\text{m}^3}{1000\text{l}} \right) * \left(9.5 \frac{\text{l}}{\text{kg}_{H_2}} \right) = 0.0247 \text{ USD}/\text{kg}_{H_2}$$

$$\text{Costo agua} = 0.0247 \frac{\text{USD}}{\text{kg}_{H_2}} * 3.693 \text{ ton}_{H_2} = 91,217.1 \text{ USD}$$

$$\text{Costo de electricidad} = 54 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} * 2.82E - 05 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}_{H_2}} = 0.001522 \frac{\text{USD}}{\text{kg}_{H_2}}$$

$$\text{Costo de electricidad} = 0.001522 \frac{\text{USD}}{\text{kg}_{H_2}} * 3.693 \text{ ton}_{H_2} = 5,616 \text{ USD}$$

Tabla 19. Estimación del OPEX.

OPEX	
CORP [USD]	\$ 1,267,551.37
COMEL [USD]	\$ 101,404.11
Costo agua [USD]	\$ 91,217.10
Costo Electricidad [USD]	\$ 5,616.00
Seguro [USD]	\$ 507,020.55
Campo FV [USD]	\$ 5,300,000.00
Total [USD]	\$ 7,272,809.13

Cálculo del LCOH

Finalmente se tiene que el LCOH para este trabajo es de $3.34 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ contemplando que el tiempo diario de operación sería de 8h diarias (2920 h/año), lo cual no es posible si sólo se depende del campo FV lo que haría necesario el establecer un sistema híbrido para el suministro de energía. Mientras que, si únicamente se dependiera del campo FV, el LCOH obtenido es de $5.22 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$, contemplando que la localidad elegida tiene un tiempo de luz solar de 4 h diarias (1460h/año).

$$LCOH = \frac{\sum_{j=0}^N [(5 \text{ mdd} + 7.273 \text{ mdd})(1+i)^{-j}]}{\sum_{j=0}^N [(3.692 \text{ ton}_{\text{H}_2})(1+i)^{-j}]} = 3.34 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$$

Teniendo ambos costos de LCOH por debajo de lo estimado para la misma localidad en el estudio “Producción de hidrogeno solar en áreas urbanas de México”, en donde muestran que, para el estado de Veracruz, se estima un LCOH de $6.18 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ para la electrolisis alcalina (Juaréz-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022), del mismo modo se tiene un costo dentro del intervalo estimado por la IEA de $3 \text{ a } 7 \text{ USD}/\text{kg}$ para el hidrógeno verde.

Tabla 20. Comparativo del LCOH.

LCOH [USD/kgH2]		
IEA	Valeria Juárez	Propio
\$ 3.00	\$ 6.18	\$ 3.34
\$ 7.00	\$ 6.18	\$ 5.22

Evaluación.

El estudio de la evaluación económica es la parte final de toda la secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto. Generalmente los proyectos de inversión se evalúan en su pronta recuperabilidad y también en cuanto a su rendimiento. En ocasiones se considera un tiempo mínimo para que se recupere una inversión. Si un proyecto supera dicho tiempo, se procederá a juzgar si es rentable o no, comparando su tasa de rendimiento con la tasa mínima de rendimiento requerida.

Existen dos tipos genéricos para evaluar proyectos de inversión: Los métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo y los métodos que sí consideran el valor del dinero en el tiempo.

- Métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo:
 - Método de periodo de recuperación.
 - Método de tasa de rendimiento contable.
- Métodos que sí consideran el valor del dinero en el tiempo:
 - Método de Valor Presente Neto.
 - Método de Tasa Interna de Rendimiento.

Método de periodo de recuperación.

Con el uso de este método se desea conocer en cuánto tiempo una inversión generará fondos suficientes para igualar al total de dicha inversión. La manera para calcular el periodo de recuperación puede adoptar dos variantes, dependiendo de si los flujos de ingresos netos anuales son uniformes o no lo son. En el primer caso, basta con dividir el valor de la inversión entre los flujos de ingresos anuales. En el segundo caso, será necesario sumar flujos que se espera sean generados a través de los años hasta que iguales la inversión.

Método de tasa de rendimiento contable.

Este método consiste en tomar como referencia las utilidades generadas por un proyecto, a fin de confrontarlas con la inversión. Considera utilidades y flujos, además de incluir ajustes por gastos, depreciaciones y amortizaciones. Su forma de calcularla se obtiene dividiendo las utilidades anuales netas, que se esperan en promedio durante toda la vida del proyecto, entre la diferencia del valor promedio de la inversión y el valor de rescate (el valor de rescate es lo que se espera obtener de la venta de los activos). El denominador de la razón se obtiene sumando a la inversión inicial el valor de rescate o desecho y dividiendo esta suma entre dos. En caso de no haber valor de rescate bastará con dividir la inversión inicial entre dos (CUAED, 2016).

Método de Valor Presente Neto.

Conforme al método del valor presente neto (VPN), los flujos generados por un proyecto habrán de descontarse a la tasa mínima requerida para los proyectos. Si el valor presente de los flujos supera al valor de la inversión se considerará el proyecto como bueno. En otras palabras, el valor presente significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. Cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se expresan cantidades del futuro al presente se utiliza una tasa de descuento; por ello, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama flujos descontados. El método para calcular el VPN consiste en trasladar los flujos de efectivo de los años futuros al tiempo presente y restarles la inversión inicial.

$$VPN = -P + \frac{FNE}{(1+i)^1} + \frac{FNE}{(1+i)^2} + \frac{FNE}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

El VPN, simplemente indica si el inversionista ha ganado aproximadamente el porcentaje de ganancias que él mismo fijó como un mínimo aceptable. Por tal razón, los criterios para tomar una decisión sobre el VPN son:

- Si $VPN > 0$, es conveniente aceptar la inversión, ya que se ganaría más del rendimiento solicitado.
- Si $VPN < 0$, se debe rechazar la inversión porque no se ganaría el rendimiento mínimo solicitado.

Método de la tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno es una medida que permite comprobar la viabilidad de una inversión, permitiendo compararla con ella diferentes inversiones entre ellas. Está muy relacionada con el Valor presente neto, por lo que también se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, proporcionando una medida relativa de la rentabilidad.

Graficando la variabilidad en la tasa de interés del VPN, se observa que conforme ésta aumenta el VPN se reduce, hasta que en un determinado punto se convierte en cero, y es justamente ese punto donde se encuentra la TIR. Es decir, la TIR es el punto donde que hace el VPN igual a cero.

$$VPN = 0 = -P + \frac{FNE}{(1+i)^1} + \frac{FNE}{(1+i)^2} + \frac{FNE}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

Cuando el $VPN = 0$, no significa que se gane o se pierda, si no la ganancia que se obtendrá la tasa mínima aceptable (TMAR), en donde únicamente se recupera el valor de la inversión inicial.

El criterio para tomar decisiones con la TIR es la siguiente:

- Si $TIR \geq TMAR$, es recomendable aceptar la inversión.
- Si $TIR < TMAR$, es preciso rechazar la inversión.

Flujo de efectivo.

De manera general, el flujo de efectivo se puede definir como el resultado de las entradas y salidas estimadas de dinero durante un periodo establecido, el cual puede ser estimaciones o valores observados.

Las entradas de efectivo (ingresos), pueden constar de los siguientes elementos, dependiendo de la naturaleza de la empresa:

- Ingresos
- Reducciones de costos de operación
- Prestamos
- Ahorros en impuestos
- Ventas de acciones y bonos
- Ahorros en costes de instalación y construcción

Las salidas de efectivo (desembolsos), pueden estar constituidas por los siguientes elementos, dependiendo nuevamente de la naturaleza de la empresa:

- Costos de adquisición de activos
- Costos de diseño de ingeniería
- Costos de operación
- Costos de mantenimiento y remodelación
- Pago del interés y de prestamos
- Impuestos

Una vez estimadas las entradas salidas de efectivo, es posible determinar el flujo de efectivo neto.

$$\text{Flujos de efectivo neto} = \text{entradas} - \text{salidas}$$

La estimación del flujo de efectivo se realizó contemplando un precio de venta \$7 USD/kg ajustado al precio actual del hidrógeno verde. Obteniendo un periodo de recuperación de 10 años, de acuerdo con el flujo de efectivo, Tabla 21. Sin embargo, ya que el dinero pierde su valor con el paso del tiempo, es preciso calcular el VPN para poder conocer cuánto dinero realmente se obtiene.

Tabla 21. Método de periodo de recuperación.

Año	Entradas	Salidas	Flujo de efectivo neto	FEN Acumulado
	USD	USD	USD	USD
0		-\$140,000,000.00	-\$140,000,000.00	0
1	\$ 8,647,333.33	-\$ 5,768,511.80	\$ 2,878,821.53	\$ 2,878,821.53
2	\$10,290,326.67	-\$ 5,770,395.67	\$ 4,519,931.00	\$ 7,398,752.53
3	\$12,245,488.73	-\$ 5,770,753.89	\$ 6,474,734.84	\$ 13,873,487.38
4	\$14,572,131.59	-\$ 5,771,180.18	\$ 8,800,951.42	\$ 22,674,438.79
5	\$17,340,836.60	-\$ 5,771,687.46	\$ 11,569,149.14	\$ 34,243,587.93
6	\$20,635,595.55	-\$ 10,842,496.60	\$ 9,793,098.95	\$ 44,036,686.88
7	\$24,556,358.70	-\$ 5,773,009.48	\$ 18,783,349.22	\$ 62,820,036.10
8	\$29,222,066.86	-\$ 5,773,864.33	\$ 23,448,202.52	\$ 86,268,238.62
9	\$34,774,259.56	-\$ 5,774,881.61	\$ 28,999,377.95	\$ 115,267,616.57
10	\$41,381,368.87	-\$ 5,776,092.16	\$ 35,605,276.72	\$ 150,872,893.29
11	\$49,243,828.96	-\$ 5,777,532.72	\$ 43,466,296.24	\$ 194,339,189.53
12	\$58,600,156.46	-\$ 10,849,452.46	\$ 47,750,704.00	\$ 242,089,893.53
13	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 294,908,763.04
14	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 347,727,632.55
15	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 400,546,502.06
16	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 453,365,371.56
17	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 506,184,241.07
18	\$58,600,156.46	-\$ 5,781,286.96	\$ 52,818,869.51	\$ 559,003,110.58
19	\$47,466,126.74	-\$ 5,781,286.96	\$ 41,684,839.78	\$ 600,687,950.36
20	\$38,447,562.66	-\$ 5,778,859.39	\$ 32,668,703.27	\$ 633,356,653.63
21	\$31,142,525.75	-\$ 5,776,893.05	\$ 25,365,632.70	\$ 658,722,286.33
22	\$25,225,445.86	-\$ 5,775,300.33	\$ 19,450,145.53	\$ 678,172,431.86
23	\$20,432,611.15	-\$ 5,774,010.22	\$ 14,658,600.93	\$ 692,831,032.79
24	\$16,550,415.03	-\$ 5,772,965.23	\$ 10,777,449.80	\$ 703,608,482.59
25	\$13,405,836.17	-\$ 5,772,118.79	\$ 7,633,717.39	\$ 711,242,199.97
26	\$10,858,727.30	-\$ 5,771,433.17	\$ 5,087,294.13	\$ 716,329,494.10
27	\$ 8,795,569.11	-\$ 5,770,877.82	\$ 3,024,691.29	\$ 719,354,185.40
28	\$ 7,124,410.98	-\$ 5,770,427.99	\$ 1,353,983.00	\$ 720,708,168.39
29	\$ 5,770,772.89	-\$ 5,770,063.62	\$ 709.27	\$ 720,708,877.67
30	\$ 4,674,326.04	-\$ 5,769,768.48	-\$ 1,095,442.44	\$ 719,613,435.23

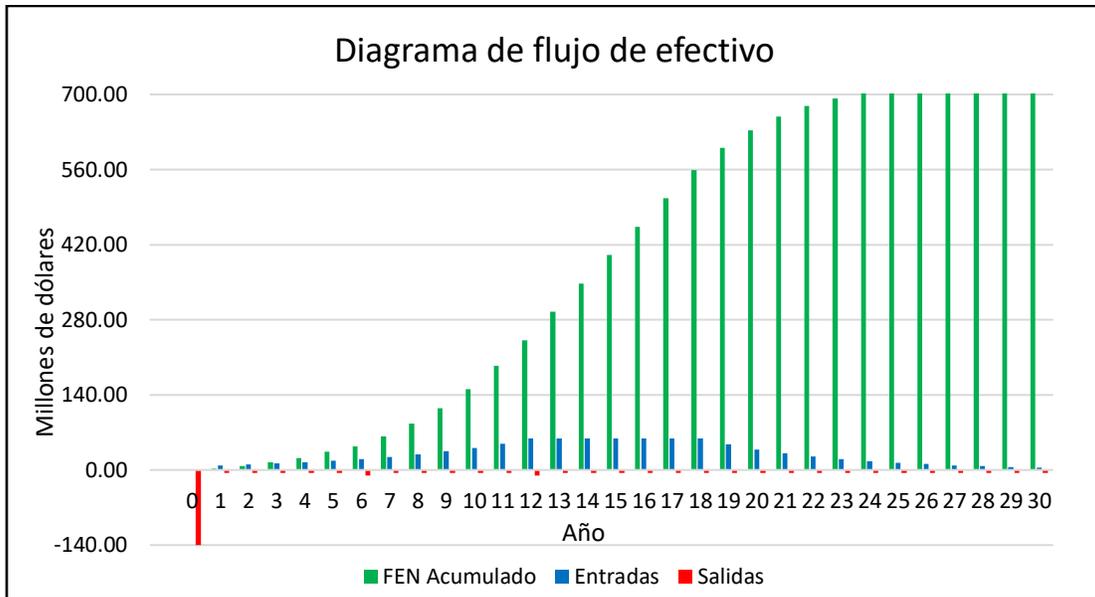


Ilustración 48. Flujo de efectivo

Punto de Equilibrio

El análisis del punto de equilibrio es una técnica útil para estudiar las relaciones entre los costos fijos, los costos variables y los ingresos, ya que muestra el nivel de producción en el que los ingresos por ventas son exactamente iguales a la suma de los costos fijos y los variables. Por lo que, no es una técnica de rentabilidad de una inversión, pero es útil para calcular el punto mínimo de producción al que se debe de operar una planta para no incurrir en pérdidas. También sirve para el caso de querer incluir un nuevo producto sin inversión inicial en una empresa ya establecida.

Contemplando que los costos fijos anuales del proyecto son de \$5.3 *mdd*, mientras que los costos variables rondan aproximadamente \$2.5 *USD/kg*. Adicional a un precio de venta de 7 *USD/kg*, considerando el rango mostrado por IEA de 3 a 7 *USD/kg*. Se tiene que punto de equilibrio es de cerca de 1,300 *kg_{H₂}*, el cual indica la producción requerida para que los ingresos igualen a los costos totales de cerca de 9*mdd*, Ilustración 49.

Tabla 22. Estimación de costos.

Costos fijos anuales		
Electrolizador	\$ 253,510.27	USD
Sistema FV	\$ 5,300,000.00	USD
Salarios	\$ 207,000.00	USD
Servicios	\$ 2,000.00	USD
Rentas	\$ 5,500.00	USD
Transporte y distribución	\$ 500.00	USD
Total	\$ 5,768,510.27	USD
Costos Variables por kg H2		
Materia prima	\$ 1.02	USD
Energía	\$ 0.0015	USD
Otros	\$ 1.50	USD
Total	\$ 2.53	USD
Precio de venta	\$ 7.00	USD

Punto de Equilibrio

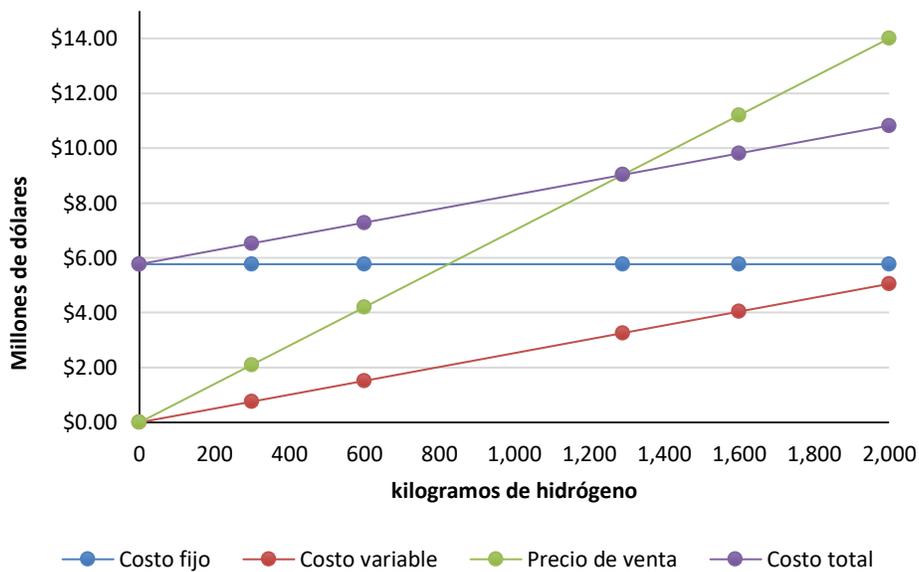


Ilustración 49. Punto de equilibrio

Cálculo del VPN.

Como ya se mencionó anteriormente, el valor presente neto (VPN) o también conocido como VAN es un método para poder estimar el valor futuro del dinero al presente, a partir de una tasa de interés. En este caso la tasa de interés contemplada es del 10%, tomando como referencia su punto más alto durante los últimos 20 años.

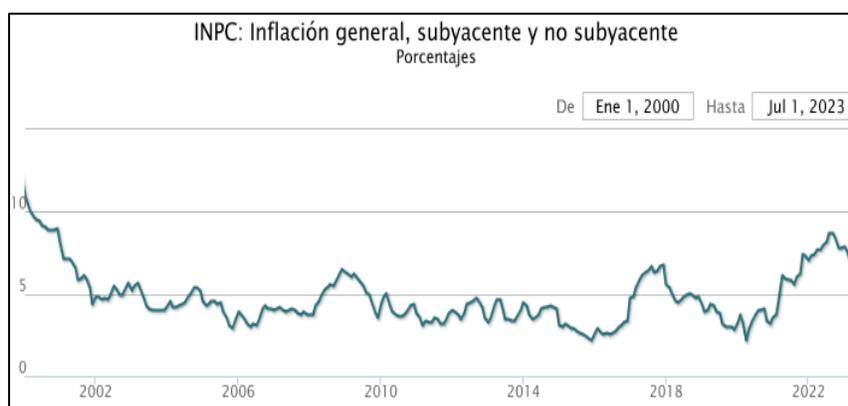


Ilustración 50. Inflación de México [INEGI, 2023]

Tabla 23. Cálculo del VPN

Año	Entradas USD	Salidas USD	Flujo de efectivo neto USD	Flujo de efectivo descontado USD
0	0	-\$ 140,000,000.00	-\$ 140,000,000.00	-\$140,000,000.00
1	\$ 8,647,333.33	-\$ 5,768,512.80	\$ 2,878,820.53	\$2,617,109.58
2	\$ 10,290,326.67	-\$ 5,771,631.00	\$ 4,518,695.67	\$3,734,459.23
3	\$ 12,245,488.73	-\$ 5,772,223.94	\$ 6,473,264.80	\$4,863,459.65
4	\$ 14,572,131.59	-\$ 5,772,929.53	\$ 8,799,202.06	\$6,009,973.40
5	\$ 17,340,836.60	-\$ 5,773,769.19	\$ 11,567,067.40	\$7,182,238.80
6	\$ 20,635,595.55	-\$ 10,844,973.86	\$ 9,790,621.68	\$5,526,550.70
7	\$ 24,556,358.70	-\$ 5,775,957.43	\$ 18,780,401.28	\$9,637,315.38
8	\$ 29,222,066.86	-\$ 5,777,372.39	\$ 23,444,694.47	\$10,937,123.00
9	\$ 34,774,259.56	-\$ 5,779,056.19	\$ 28,995,203.37	\$12,296,796.69
10	\$ 41,381,368.87	-\$ 5,781,059.91	\$ 35,600,308.96	\$13,725,460.22
11	\$ 49,243,828.96	-\$ 5,783,444.34	\$ 43,460,384.62	\$15,232,599.68
12	\$ 58,600,156.46	-\$ 10,856,487.29	\$ 47,743,669.17	\$15,212,604.35
13	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$15,297,320.16
14	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$13,906,654.69
15	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$12,642,413.36

16	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$11,493,103.05
17	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$10,448,275.50
18	\$ 58,600,156.46	-\$ 5,789,658.41	\$ 52,810,498.06	\$9,498,432.28
19	\$ 47,466,126.74	-\$ 5,789,658.41	\$ 41,676,468.33	\$6,814,435.60
20	\$ 38,447,562.66	-\$ 5,785,640.26	\$ 32,661,922.39	\$4,854,986.64
21	\$ 31,142,525.75	-\$ 5,782,385.56	\$ 25,360,140.19	\$3,426,930.22
22	\$ 25,225,445.86	-\$ 5,779,749.26	\$ 19,445,696.60	\$2,388,825.53
23	\$ 20,432,611.15	-\$ 5,777,613.85	\$ 14,654,997.29	\$1,636,643.10
24	\$ 16,550,415.03	-\$ 5,775,884.17	\$ 10,774,530.86	\$1,093,890.69
25	\$ 13,405,836.17	-\$ 5,774,483.13	\$ 7,631,353.04	\$704,343.35
26	\$ 10,858,727.30	-\$ 5,773,348.29	\$ 5,085,379.01	\$426,691.03
27	\$ 8,795,569.11	-\$ 5,772,429.07	\$ 3,023,140.05	\$230,598.12
28	\$ 7,124,410.98	-\$ 5,771,684.50	\$ 1,352,726.49	\$93,802.59
29	\$ 5,770,772.89	-\$ 5,771,081.39	-\$ 308.50	-\$19.45
30	\$ 4,674,326.04	-\$ 5,770,592.88	-\$ 1,096,266.84	-\$62,825.47
Total				\$61,870,191.68

Teniendo un finalmente un VPN al final de los años de \$61.8mdd, lo cual indica la rentabilidad del proyecto, ya que se logra superar la inversión inicial y se tienen ganancias al final del tiempo de vida del proyecto, contemplando una tasa inflacionaria del 10%, la ganancia final será del 44.19% de la inversión estimada.

Cálculo de la TIR.

A partir de los datos de la tabla anterior, y con ayuda de Excel es posible obtener la tasa de interés de retorno (TIR) por medio de la función TIR, teniendo finalmente un TIR del 13.51%. Mientras que, de manera gráfica, podemos hallar de igual manera un TIR cercano al 13.5%, variando la tasa de interés para el cálculo del VPN desde un 0% hasta el 40%.

TIR

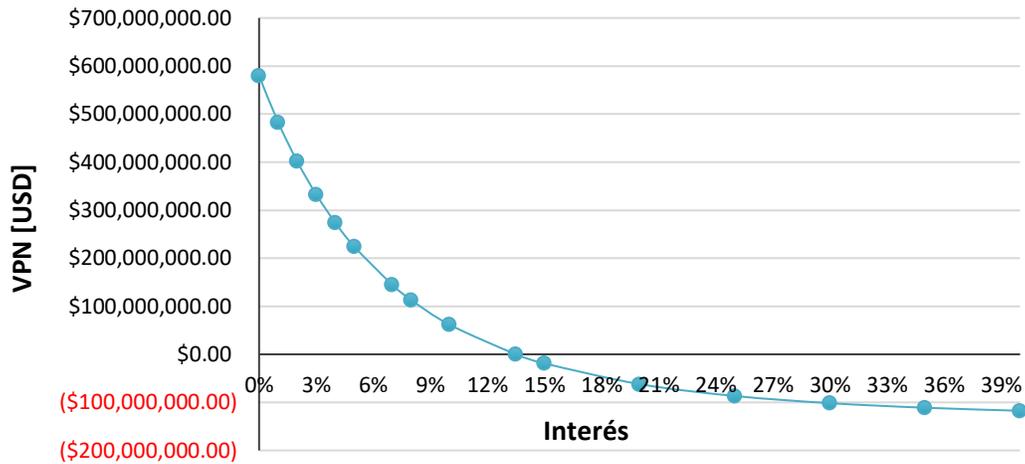


Ilustración 51. Método gráfico de la estimación del TIR

Debido se obtuvo un VPN y una TIR positiva, mayor a la tasa considerada, se puede concluir que el proyecto es económicamente viable para su implementación, contando con un margen de ganancias considerable, teniendo hasta una tasa máxima del 13.7% para que el proyecto sea rentable y no se obtengan pérdidas por la inversión, ganando ceca del 44.19% de la inversión inicial. Sin embargo, se recomienda de hacer un estudio multidisciplinario para una mayor exactitud.

Conclusiones

La implementación del hidrógeno verde en México destinando su uso para el sector químico, lograría contribuir a la solución de dos situaciones a las que se enfrenta el país, ya que actualmente la producción de amoníaco no es suficiente para abastecer la demanda nacional debido a la dependencia del gas natural y por ello depende de las importaciones, sumado a los compromisos de México en reducir un 25% sus emisiones de GEI, hecho durante el acuerdo de París de 2015.

Realizando un análisis para la implementación del hidrógeno verde para la producción del amoníaco, se determina que para poder cubrir el 5% del hidrógeno requerido en la demanda pronosticada de producción de amoníaco para 2030, se requiere de una planta de 311 *MW* utilizando energía fotovoltaica, teniendo un costo nivelado promedio inicial de 3.34 a 5.22 *USD/kgH₂*, logrando reducir 10 mil toneladas de GEI el primer año y hasta un máximo de 75 mil toneladas por año. Requiriendo de una inversión inicial aproximada de \$140 *mdd* con un retorno de 10 años, mostrando un valor presente neto y tasa interna de retorno favorables para el tiempo estimado (30 años), ganando cerca del 44% de la inversión inicial para el final de su tiempo de vida útil.

Presentando un mejor panorama que el mostrado en los estudios sobre el hidrógeno verde para zonas urbanas, realizados por las investigadoras Juárez, Cervantes y Gonzales del IPN (Juárez-Casildo, Cervantes, & Gonzáles-Huerta, 2022) que encontraron que el estado de Veracruz cuenta con un potencial de 24.74 *TWh/año* de energía solar consiguiendo producir 0.47 *MtonH₂/año* con un costo de 6.97 *USD/kgH₂* utilizando la electrólisis alcalina, enfocando su uso para el sector energético dentro de zonas urbanas; al igual que el estudio de Joydev Manna, el cual menciona que para cubrir la demanda de hidrógeno para la refinación del petróleo y la producción de amoníaco de la India (6.31 *Mton/año*) se requiere de una planta de 23.79 *GW*, capaz de producir 7.93 *Nm³/año* de hidrógeno por electrolisis alcalina, requiriendo una inversión de \$136.41 *billones de dólares*, teniendo un LCOH de \$2.2 – \$8.64 *USD/kgH₂* y logrando reducir 56.3 *Mton/año* de GEI (Manna, y otros, 2021).

Sin embargo, por parte del gobierno de México se cuenta únicamente un proyecto destinado a implementar este sistema para su integración en el ciclo combinado y no enfocarlo en la industria química donde se tiene su escasez. Mientras que la inversión extranjera apuesta a su implementación en distintos sectores, siendo aprobado recientemente el proyecto Marengo I, que estima la construcción de una planta de hidrógeno verde y amoníaco verde en el estado de Campeche, el proyecto con mayor similitud a este caso de estudio, dicho proyecto considera emplear el hidrógeno y amoníaco para su exportación a Europa, teniendo una mayor escala de producción y mayor inversión para llevarse a cabo, lo que ocasiona la promoción de implementar estas tecnologías y proyectos innovadores en el país, las cuales tendrán una fuerte demanda en el futuro cercano tanto en México como en el mundo.

Referencias

(s.f.).

- A. Ajanovic, M. S. (2022). The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *Hydrogen Energy*, 24136 - 24154.
- ANIQ. (2019). *Anuario, 2019. aniq.org.mx*. Obtenido de <https://aniq.org.mx/anuario/2019/Capitulo15/hidrogeno.html>
- Arfirma. (09 de Abril de 2021). *Afirma Financial Solution*. Obtenido de afs-service.com: <https://afs-services.com/hidrogeno-verde-2>
- Camacho, N. A. (30 de Mayo de 2014). Simulación de la operación de un generador de vapor con hidrógeno. *Tesis*. Iztapalapa, Distrito Federal, México.
- CUAED, U. (2016). *Unidad de apoyo para el aprendizaje*. Obtenido de Cordinación de Universidad Abierta y Educación a Distancia, UNAM: https://programas.cuaed.unam.mx/repositorio/moodle/pluginfile.php/923/mod_resource/content/1/contenido/index.html
- DiarioMotor. (2021). *Diario Motor*. Obtenido de <https://www.diarimotor.com/coche/toyota-mirai/#caracteristicas>
- Dirzo, R. S. (2004). Una propuesta de integración modular de las fuentes de energía renovables, via hidrógeno y el ciclo de potencia Rankine. *Tesis, Maestría*. D.F., México.
- DuFour, J. (12 de Marzo de 2012). *Madridmasd.org*. Obtenido de Actualidad/Energía/Energía solar/Hidrógeno: <https://www.madridmasd.org/blogs/energiasalternativas/2012/03/21/131502>
- ELCEO, M. M. (Febrero de 2022). *EL CEO*. (M. Moscosa, Editor) Obtenido de <https://elceo.com/negocios/hidrogeno-verde-mexico-independencia-de-la-factura-electrica/>
- ElFinanciero. (12 de 05 de 2021). Pemex vendió dos plantas de hidrógeno en refinerías en sexenio de Peña; gobierno de AMLO busca recomprarlas. *El Financiero*. Obtenido de <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/2021/05/12/pemex-vendio-dos-plantas-de-hidrogeno-en-refinerias-en-sexenio-de-pena-gobierno-de-amlo-busca-recomprarlas/>
- Erice, D. A. (Marzo de 2009). Evaluación Técnico Económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia. Santiago de Chile, Chile: Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas.
- F., J. S. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Chile. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175586>

- Forbes. (15 de Febrero de 2021). Por tormenta invernal, Texas deja a CFE sin gas para producir luz. *Forbes México*, pág. Online. Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/negocios-tormenta-invernal-texas-cfe-gas-luz/>
- GacetaUNAM, R. C. (21 de 08 de 2008). Ecovía, primer vehículo híbrido mexicano.
- García, K. (02 de Septiembre de 2019). Gobierno busca reactivar producción de fertilizantes. *El economista*. Obtenido de <https://www.economista.com.mx/empresas/Gobierno-busca-reactivar-produccion-de-fertilizantes-20190902-0158.html>
- Gil García, G. (2008). *Energías del siglo XXI: de las energías fósiles a las alternativas*. Madrid: Mundi-Prensa.
- Gitman, J. (2009). *Fundamentos de inversiones*. Mexico: Pearson.
- Giulio Buffo, P. M. (2019). Power-to-X and Power-to-power routes. *Solar Hydrogen Production*, 529-557. doi:10.1016/B978-0-12-814853-2.00015-1
- GIZ. (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación*. Ciudad de México: HINICIO.
- GIZ, S. A. (2022). *energypartnership*. Obtenido de <https://www.energypartnership.mx/es/elementos-multimedia/>
- Gobierno de España, M. d. (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno en España*. Madrid: Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Gobierno de México. (2021). *Tercer Informe de Gobierno de México*.
- Group, O. B. (06 de 08 de 2022). *Atalayar. Las claves del mundo en tus manos*. Obtenido de <https://atalayar.com/content/hidrogeno-verde-y-la-transicion-energetica-de-america-latina>
- Gupta, R. B. (2008). *Hydrogen Fuel: Production, transport and Storage*. New York: CRC Press.
- Heinisch, V. (2014). Modeling the grid integration of power to gas: a case study of Denmark. Göteborg, Suecia: Chamelrs.
- Himmelblau, D. M. (1988). *Balance de materia y energía*. México: Prentice-Hall Hispanoamericana.
- HomeDepot. (2022). *The Home Depot*. Recuperado el 22 de Octubre de 2022, de <https://www.homedepot.com.mx/electrico/paneles-solares/paneles/panel-solar-de-405-watts-2015-x-1002-x-4-cm-negro-147090>
- hydeal. (2022). *hydeal.com*. Obtenido de https://www-hydeal-com.translate.goog/hydeal-ambition?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es-419&_x_tr_pto=sc
- I, D. (2012). Green methods for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1954-1971. doi:10.1016/j.ijhydene.2011.03.173
- IEA. (2019). *Agencia Internacional de Energía*. Obtenido de <http://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

- IMCO. (2022). *Gas Natural Competitivo en Mexico*. Ciudad de México: IMCO.
- INECOL. (26 de 06 de 2017). *Instituto de Ecología*. Obtenido de <https://www.inecol.mx/inecol/index.php/es/2017-06-26-16-35-48/17-ciencia-hoy/1526-energias-renovables-en-mexico>
- IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Juaréz-Casildo, V., Cervantes, I., & Gonzáles-Huerta, R. d. (2022). Solar hydrogen production in urban areas of Mexico: towards hydrogen cities. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30012-30026. doi:10.1016/j.ijhydene.2022.06.137
- León, J. d. (2020). *Energía jcyL*. Obtenido de <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/combustible-hidrogeno.html>
- Manna, J., Jha, P., Sarkhel, R., Banerjee, C., Tripathi, A., & Nouni, M. (2021). Opportunities for green hydrogen production in petroleum refining and ammonia synthesis industries in India. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38212 - 38231. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.064>
- Mario Aguer Hortal, Á. L. (2012). *El Hidrógeno, Fundamento de un futuro equilibrado* (Vol. II). Madrid: DiazDeSantos.
- Masha Daraei, P. E. (23 de 07 de 2020). Power to hydrogen storage integrated with rooftop photovoltaic systems and combined heat and power plants. *Applied Energy*, 276. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115499>
- Mengpin Ge, J. F. (Septiembre de 2021). *WRI, México*. Obtenido de Cuatro gráficos que explican las emisiones de gases de efecto invernadero por país y por sector: <https://wrimexico.org/bloga/cuatro-gr%C3%A1ficos-que-explican-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pa%C3%ADs-y-por>
- Morales-Velasco, M. (2021). Evaluación técnica y económica de proyectos de hidrógeno verde en edificación, industria y transporte. Madrid, España.
- Moukhtar, I. (2021). *Solar Energy. Power Systems*. Switzerland: Springer Nature. doi:10.1007/978-3-030-61307-5_2
- Nationalgeographic, S. A. (03 de Enero de 2023). *Nathional Geografic España*. Obtenido de https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/airbus-crea-primer-avion-propulsado-totalmente-hidrogeno_15938
- Odum, H. T. (1981). *Hombre y Naturaleza, Bases energeticas*. Barcelona: Omega.
- ONU. (2020). *Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020*. Nairobi: ONU.
- Osornio, A. R. (2015). Tesis Diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la unidad acuicola experimental de la FES Zaragoza. Ciudad de México, México.

- OurWorldinData. (2022). *Our World in Data*. Obtenido de <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices?yScale=log>
- Palmer, D. (Septiembre de 2008). *Hydrogen in the Universe*. Obtenido de NASA: https://imagine.gsfc.nasa.gov/ask_astro/index.html
- París, E. a. (Junio de 2022). *Naciones Unidas*. Obtenido de ONU y el cambio climático: un.org
- PEMEX. (2019). *Anuario Estadístico*.
- PEMEX. (2020). *Anuario Estadístico*.
- Perkins, G. (6 de Diciembre de 2019). *Greg Perkins LinkedIn*. Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/what-levelized-cost-clean-hydrogen-production-greg-perkins/>
- Reyes-Bozo, C. F. (2019). *El hidrógeno como vector energético*. Santiago de Chile: Universidad Autónoma de Chile.
- Roca, J. A. (14 de 09 de 2022). *elperiodicodelaenergía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com>
- Sáez, F. L. (2020). Evaluación Técnica y económica del uso del hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Santiago de Chile, Chile: Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas.
- Schmidt, O., Gambhit, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis and expert elicitation study. *International Journal Hydrogen Energy*, 30470-53030492.
- SEMARNAT. (2018). *Semarnat*. Obtenido de <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe18/tema/cap6.html#tema1>
- Solargis. (2019). *Global solar atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/download/mexico>
- Sørensen, B. (2018). *Hydrogen and fuel cells: emerging technologies and applications*. London: Academic Press.
- Staff, I. (Abril de 2016). *IMCO, centro de investigación en política pública*. Obtenido de IMCO.org: <https://imco.org.mx/mexico-ratifica-el-acuerdo-de-paris-sobre-el-cambio-climatico/>
- TextosCientificos. (Febrero de 2006). *Textos científicos*. Obtenido de Textos científicos: <https://www.textoscientificos.com/quimica/hidrogeno>
- Tuchin, F. (14 de 09 de 2022). *Revista Haz Fundación*. Obtenido de <https://hazrevista.org/rsc/medio-ambiente/2022/09/ruta-latinoamerica-apuesta-hidrogeno/>
- Vectorrenewables. (14 de Julio de 2022). *Vector Renewables*. Obtenido de Vector Renewable.com: <https://www.vectorenrenewables.com/es/recursos/blog/lcoh-como-se-calcula-el-precio-del-hidrogeno-verde>

Vega de Hyper, J. C. (2014). *Fuentes de energía, renovables y no renovables - aplicaciones*. México: Alfaomega.

Veracruz, G. E. (2018). *Tarifas agua*. Xalapa: Gaceta Oficial. Obtenido de http://187.174.252.244/caev/pdfs/oficinas_operadoras/Coatzacoalcos/Tarifas%202018.pdf

Wiatumation. (2023). *Wiatumation.com*. Obtenido de https://mx.wiautomation.com/omron/variadores-motores-proteccion-de-circuitos/Q2AA4389AAA?gclid=CjwKCAiA8OmdBhAgEiwAShr4084fW7wEvc4T8Z9epQiFnPM-akQSkYt1-UshNnJC7G-GDr07YYYYKChoCxLwQAvD_BwE

Wikipedia. (2010). Obtenido de Wikipedia: https://es.wikipedia.org/wiki/Hidr%C3%B3geno#cite_note-3

Yu, J. C. (2018). Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis*, 390-394.

ANEXO.

Anexo A. Tablas balanza comercial hidrógeno y amoníaco.

Tabla 24. Balanza comercial del hidrógeno parte I [ANIQ, 2023]

Producción de hidrógeno [toneladas]						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producción	737	833	1,237	1,646	2,493	1,839
Importación	2,338	3,763	570	1,188	420	380
Exportaciones	124	171	274	199	155	129
Consumo nacional aparente	2,951	4,425	1,533	2,635	2,759	2,090

Tabla 25. Balanza comercial del hidrógeno parte II [ANIQ, 2023]

Producción de hidrógeno [toneladas]						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Producción	879	712	996	1,154	1,122	1,278
Importación	391	396	7,316	6,183	7,324	8,641
Exportaciones	126	182	384	295	320	1,237
Consumo nacional aparente	1,144	926	2,903	3,178	8,126	8,682

Tabla 26. Balanza comercial del amoníaco parte I [ANIQ, 2023]

Volumen de producción de amoníaco [toneladas]						
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producciones	898,879	867,335	939,111	921,558	869,113	575,481
Importaciones	289,258	246,098	152,327	152,327	124,790	258,532
Exportaciones	77,721	32,408	38,564	38,564	33,558	1,801
Consumo nacional aparente	1,110,416	1,081,025	1,054,441	1,035,320	960,345	832,213

Tabla 27. Balanza comercial del amoníaco parte II [ANIQ, 2023]

Volumen de producción de amoníaco [ton]						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Producciones	532,750	499,673	451,559	0	136,351	243,913
Importaciones	330,430	360,645	547,475	820,826	1,124,472	709,228
Exportaciones	18,195	1,626	1,437	1,395	2,714	76,525
Consumo nacional aparente	844,985	858,692	997,597	819,431	1,258,109	846,616

Anexo B. Localización

Método cualitativo por puntos ponderados con modificaciones de Brown-Gibson.

El método Brown-Gibson es una modificación al método cualitativo de puntos ponderados incluyendo datos cuantitativos, es empleado para seleccionar la localización de plantas a partir de un análisis de diversas opciones, basándose en tres tipos de factores.

- **Factores críticos (FC).** Aquellos factores esenciales para el funcionamiento de la planta se seleccionan mediante una escala binaria (1 o 0). Las opciones que obtengan un factor crítico igual a 0 se deberán de descartar. Generalmente los principales factores críticos considerados son:
 - Energía eléctrica
 - Mano de obra
 - Materia Prima
 - Seguridad

$$FC = \text{Energía} * \text{Mano de obra} * \text{Materia prima} * \text{Seguridad}$$

- **Factores objetivo (FO).** Son todos los costos más importantes ocasionados al establecerse una industria y se clasifican en:
 - Costo del lote
 - Costo de mantenimiento
 - Costo de construcción
 - Costo de materia prima
- **Factores subjetivos (FS).** Estos son los factores cualitativos que afectan significativamente el funcionamiento, su calificación se da en porcentaje y el valor de la ponderación depende de la experiencia del ingeniero a cargo, se clasifican en:
 - Impacto ambiental
 - Clima

- Servicios comunitarios (Hospitales, bomberos, policía, zonas de recreación, escuelas)
- Transporte
- Competencia

Macro localización

Partiendo de la disponibilidad de las materias primas para determinar la localización, se tomó como referencia únicamente al agua debido a ser la principal materia prima necesaria para la electrólisis.

De acuerdo con cifras de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), los siguientes estados cuentan con una alta disponibilidad de agua, como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. Disponibilidad de agua por región [CONAGUA, 2017]

	Región	Superficie (km ³)	Disponibilidad media anual (hm ³ /año)
I	Península de Baja California	154,279	4,876
II	Noroeste	196,326	8,274
III	Pacífico norte	152,007	26,613
IV	Balsas	116,439	21,671
V	Pacífico sur	82,775	30,836
VI	Rio bravo	390,440	12,430
VII	Cuencas centrales del norte	187,621	7,926
VIII	Lerma-Santiago-Pacífico	192,722	34,897
IX	Golfo norte	127,064	28,663
X	Golfo centro	102,354	65,645
XI	Frontera sur	99,094	175,912
XII	Península de Yucatán	139,897	29,647
XIII	Aguas del valle de México y sistema Cutzamala	18,229	3,437

Destacando las regiones del centro y sur del país en cuanto la disponibilidad de agua, como lo son las regiones de la frontera sur, golfo centro, Lerma-Santiago-Pacífico y Pacífico sur (SEMARNAT, 2018).



Ilustración 52. Disponibilidad media anual de agua por región (SEMARNAT, 2018)

Cercanía con clientes y competidores.

Como ya se mencionó antes, actualmente PEMEX es el único fabricante de amoníaco en el país, el cual produce este químico dentro de su complejo petroquímico de Cosoleacaque en el estado de Veracruz. Mientras que las principales empresas distribuidoras de amoníaco se encuentran en la zona central del país, principalmente en la periferia de la ciudad de México, como se mostró en la Tabla 10.

A diferencia de cualquier proyecto donde se destina la planta a las zonas con menor competencia, en este trabajo se recomienda destinar la localización dentro o lo más cercano a la única planta fabricante de amoníaco ya que en el mejor de los casos sería el principal cliente. Por lo tanto, la localización de la planta se propone dentro

del estado de Veracruz, siendo el complejo petroquímico Cosoleacaque, ya que cuenta con la infraestructura necesaria para la producción de amoníaco y no se requeriría gran inversión en la sustitución del proceso.

Empleando la información anterior, la localización de la planta se considera cerca de la región centro de país, destacando los siguientes estados:

Tabla 29. Estados propuestos.

	Estado
A	Estado de México
B	Querétaro
C	Estado de Hidalgo
D	Puebla
E	Veracruz de Ignacio de la Llave
F	Morelos
G	Estado de Guerrero
H	Michoacán
I	Guanajuato

A continuación, se muestran los pasos empleados del método Brown-Gibson para determinar la localización de la planta.

Etapas I. Determinar los factores críticos y asignarles un valor relativo en escala binaria (0 o 1).

Considerando como materia prima principal al agua se tiene como resultado tres posibles localizaciones: Querétaro, Hidalgo y Veracruz.

Tabla 30. Paso I, método Brown-Gibson para la localización.

Ubicación	Energía eléctrica	Mano de obra	Materia prima	Seguridad	FC
A	1	1	0	1	0
B	1	1	1	1	1
C	1	1	1	1	1
D	1	1	0	1	0
E	1	1	1	1	1
F	1	1	0	1	0

G	1	1	1	0	0
H	1	1	1	0	0
I	1	1	1	0	0

Etap 2. Determinar los factores objetivos a las posibles localizaciones restantes.

Normalmente los factores objetivos son posibles de cuantificar en términos de costos, lo que permite calcular el costo total de cada localización C_i . Luego, el FO_i se determina multiplicando C_i por la suma de los recíprocos de los costos de cada lugar ($1/C_i$) y tomando el recíproco de su resultado, es decir:

$$FO_t = \frac{1/C_1}{\sum_{i=1}^n 1/C_i}$$

Empleando datos promedio mensual del salario profesional en cada localización de acuerdo con cifras del observatorio laboral y cifras del costo del agua potable para uso industrial por parte de datos oficiales de cada gobierno local, se tienen las siguientes cifras:

Tabla 31. Paso II, método Brown-Gibson para la localización.

Ubicación	Mano de obra*	Materia prima [\$/m ³]**	Costo total	1/Ct	Foi
B	\$ 15,263.00	\$ 242,264.10	\$ 257,527.10	0.0039	0.20914937
C	\$ 12,176.00	\$ 109,422.40	\$ 121,598.40	0.0082	0.44294689
E	\$ 11,123.00	\$ 143,694.63	\$ 154,817.63	0.0065	0.34790374
				0.0186	

* Fuente: *El observatorio laboral, gobierno de México*. Extraído de: https://www.observatoriolaboral.gob.mx/static/estudios-publicaciones/Panorama_profesional_estados.html

** Tarifa de agua para uso industrial, para cada entidad federativa. Calculado con un consumo mensual de 630.23 m³/mes equivalente a la demanda necesaria de la planta de 7562.8 m³/año. Costos extraídos de: <https://www.ceaqueretaro.gob.mx/wp-content/uploads/2021/12/TARIFAS-QUERETARO.pdf> para el estado de Querétaro; <https://periodico.hidalgo.gob.mx/?p=34368> para el estado de Hidalgo; para el estado de Veracruz

Etapa 3. Determinar factores subjetivos.

Considerando un mayor valor a factores como la competencia y el impacto ambiental de cada localización se tiene:

Tabla 32. Paso III, Ponderación de los factores subjetivos.

		B. Querétaro			C. Hidalgo			C. Veracruz		
		0%	50%	100%	0%	50%	100%	0%	50%	100%
Factores	Ponderación	Deficiente	Bueno	Excelente	Deficiente	Bueno	Excelente	Deficiente	Bueno	Excelente
Impacto ambiental	25%		13%			13%				25%
Servicios	20%			20%			20%		10%	
Transporte	20%		10%				20%			20%
Factores sociales	10%		5%			5%			5%	
Competencia / clientes	25%	0%			0%					25%

Tabla 33. Paso III, factores subjetivos.

Ubicación	Impacto ambiental	Servicios	Transporte	Factores sociales	Competencia / clientes	Total	Fsi
B	13%	20%	10%	5%	0%	48%	25.00%
C	13%	20%	20%	5%	0%	58%	30.26%
E	25%	10%	20%	5%	25%	85%	44.74%
						190%	

Etapa 4. Determinación del índice de localización.

Una vez obtenidos los factores objetivos y subjetivos de localización, se procede a calcular la medida de preferencia de localización (MPL) o también llamado índice de localización (IL), mediante la siguiente formula:

$$IL_i = K(FO_i) + (1 - K)(FS_i)$$

La importación relativa diferente que existe, a su vez entre los factores objetivos y subjetivos de localización hace necesario asignarle una ponderación K a uno de los factores y 1-K al otro, de manera tal que se exprese también entre ellos la importancia relativa. Si se considera que los factores objetivos son tres veces más importantes que los subjetivos, se tiene que $K=3(1.K)$. O sea, $K = 0.75$

En este trabajo se considera un índice de confiabilidad (K) de 0.5, ya que se considera de igual importancia tanto los factores objetivos como los subjetivos. Teniendo como resultado el estado de Veracruz (Ubicación considerada como “E”) como mejor alternativa, ya que tiene como resultado un mayor índice de localización, como se muestra a continuación:

Tabla 34. Paso IV, método Brown Gibson para la localización.

Ubicación	FC	K	Foi	1-K	Fsi	IL
B	1	0.5	0.2091	0.5	25.00%	0.2296
C	1	0.5	0.4429	0.5	30.26%	0.3728
E	1	0.5	0.3479	0.5	44.74%	0.3976