

ANÁLISIS DE FORTALEZAS, DEBILIDADES Y OPORTUNIDADES DE LAS
TECNOLOGÍAS POWER-TO-X EN COLOMBIA PARA GARANTIZAR EL
ABASTECIMIENTO EN LAS OPERACIONES PETROLERAS.

NATHALIA MARÍA AROCHA NIÑO
INDIRA YOMARY VELANDIA SUESCÚN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2023

ANÁLISIS DE FORTALEZAS, DEBILIDADES Y OPORTUNIDADES DE LAS
TECNOLOGÍAS POWER-TO-X EN COLOMBIA PARA GARANTIZAR EL
ABASTECIMIENTO EN LAS OPERACIONES PETROLERAS.

NATHALIA MARÍA AROCHA NIÑO
INDIRA YOMARY VELANDIA SUESCÚN

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2023

DEDICATORIA

Principalmente a Dios, por haberme permitido vivir sanamente para ver realizado uno de mis sueños más anhelados y por acompañarme en cada paso de mi existir.

A mi madre Elizabeth, quien ha sido mi mayor apoyo en toda mi vida, quien bajo ninguna circunstancia me dejó sola, quien se sacrificó dejando su vida a un lado por mi bienestar y verme convertida en una profesional, gracias a ella es que puedo hoy alcanzar este sueño tan anhelado. Gracias, madre por su arduo esfuerzo, por su paciencia, amor y sabiduría que me ayudaron a salir adelante. ¡Eres la mejor mamá del mundo!

A mi padre Guillermo Arocha, quien me brindó su apoyo para que nunca desfalleciera, por los valores éticos y morales que me inculcó orientados siempre a obrar de manera correcta. Por su amor, sabiduría y confianza, los cuales formaron la persona que hoy en día soy. Gracias por cada aliento, cada llamada, ¡eres el mejor papá del mundo!

A mi hijo Carlos David, quien lo es todo para mí, por él ha sido cada esfuerzo, cada lucha, cada desvelo. ¡Eres mi principal motor!

A mi esposo Carlos Vicente, por haberme animado a cumplir mi sueño cuando ya lo veía perdido, por creer en mí, por apoyarme de forma incondicional y acompañarme desde el inicio de mi carrera, por compartir conmigo la reciprocidad del amor, la educación de nuestro hijo con los valores y la sabiduría que lo caracteriza como excelente persona y profesional.

A mi hermana Jennifer Arocha, por su amor y apoyo incondicional, por cuidar de su sobrino mientras yo debía ir a estudiar, por quererlo y protegerlo como si fuera suyo. Sin ella tampoco habría sido posible este sueño. ¡Gracias, hermana adorada!

A mi compañera de Tesis Indira Velandia, quien me acompañó en este camino, gracias por su paciencia y consejos, por su incondicionalidad no solo como compañera de tesis sino como amiga. Le deseo el mejor de los éxitos.

Nathalia María Arocha Niño

Este proyecto es el resultado de años de esfuerzo y determinación, no solo mía sino también de aquellos que me acompañaron durante el proceso, a un paso de ser Ingeniera quiero dedicar este trabajo:

A Dios, por permitirme alcanzar este sueño. A lo largo de mi carrera universitaria fui testigo de su fidelidad, porque su voluntad prevaleció ante cualquier dictamen médico.

A mi madre Yolanda Suescún, por ser pilar fundamental en mi vida, esa determinación y carácter que infundió en mí me han traído a la meta.

A mi padre Hernando Velandia, por el apoyo incondicional desde el momento que emprendí este camino y sobre todo por creer en este sueño de ser Ingeniera UIS tanto como yo.

A mis hermanos Liseth y Manuel, que sin importar la distancia y el tiempo estuvieron animándome aun cuando el camino se tornó más complicado. Siempre creyeron en mí, incluso cuando yo misma llegue a dudar.

A Erik Montes, por cada sonrisa, abrazo, cada cantada y por todas esas charlas que siempre me animaban a continuar sin importar lo complejo del camino. ¡Gracias profe, por ser ese amigo incondicional, por la confianza para hacer parte y liderar de su mano GALILEO, por la oportunidad de llegar a la VIE y trabajar juntos, sin duda estar en esa oficina siempre fue mejor en su compañía! Y no puedo terminar sin antes responder esa pregunta que todos estos años nos acompañó, ¡SÍ, a mí sí me da dolor!

A Laura Rojas, por la infinidad de momentos compartidos, desde los tristes hasta los más felices, incluyendo este proyecto, cada instante sirvió de impulso para avanzar en el camino a este título.

A Jean Karlo, por su amistad invaluable y las mil horas de charlas. Ante todo, pronóstico sobreviví y tener un amigo dispuesto a correr a urgencias conmigo fue de gran ayuda.

A Alberth Herrera, por ser ese amigo incondicional y apoyarme en diferentes etapas de mi carrera y sobre todo en esta última con la tesis.

A Dani Guzmán por este tiempo de complicidad en lo académico y personal, las sonrisas nunca faltaron aún en los días grises.

A mi compañera de tesis, Nathalia Arocha por todos los momentos compartidos desde Málaga, por ser mi apoyo en diferentes procesos, por la confianza innegable que siempre ha tenido en mí y en cada cosa que plantee estos años, sobre todo el reto de este proyecto.

Indira Yomary Velandia Suescún

AGRADECIMIENTOS

Las autoras de este trabajo se permiten expresar sus agradecimientos a:

A la universidad industrial de Santander, nuestra alma máter por formarnos no solo como profesionales sino como personas. Por las experiencias vividas y las oportunidades brindadas.

Al profesor Erik Giovany Montes Páez, director de este proyecto de investigación por su valioso apoyo y dedicación, por habernos guiado en cada paso de este proceso, por la paciencia y los consejos llenos de sabiduría. Gracias por haber estado ahí cada vez que lo necesitamos, por haber confiado en nosotras e incentivarnos a hacer las cosas siempre bien, por transmitirnos esa pasión por la investigación y los conocimientos necesarios para concluir este trabajo, que sin usted no habría sido posible.

Al profesor Cesar Augusto Pineda, por sus orientaciones sobre el tema investigado, el cual aportó una dimensión más objetiva, gracias a las enseñanzas de sus experiencias personales y profesionales, y sumado a su virtud del amor a la ciencia que nos transmitió y colaboró al desarrollo del presente trabajo que se está presentando a consideración de nuestra alma mater.

Al grupo de investigación Galileo, por acogernos y permitirnos ser parte de esta iniciativa en pro del desarrollo de nuevas soluciones, orientadas a los retos actuales de la industria del petróleo. Por el apoyo de cada uno de sus integrantes en la colaboración de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. OBJETIVOS	17
1.1 OBJETIVO GENERAL	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. TECNOLOGÍAS POWER TO X.....	18
2.1 ANTECEDENTES	18
2.2 SISTEMAS <i>POWER-TO-X</i>	19
2.2.1 <i>Power to Hydrogen</i>	20
2.2.1.1 Producción de Hidrógeno vía Electrolisis.	21
2.2.1.2 Beneficios y Limitaciones para <i>Power to Hydrogen</i>	23
2.2.2 <i>Power to Gas</i>	23
2.2.2.1 <i>Power To Methane</i>	25
2.2.3 <i>Power to Methanol</i>	27
2.2.3.1 Beneficios y limitaciones para <i>Power to Methanol</i>	30
2.2.4 <i>Power to Ammonia</i>	31
2.2.4.1 Proceso Haber-Bosch.	32
2.2.4.2 Beneficios y limitaciones para <i>Power to Ammonia</i>	33
2.3 Nivel De MADUREZ TECNOLOGÍAS <i>Power to X</i>	34
3. IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS POWER TO X A NIVEL INTERNACIONAL	37
3.1 CRITERIOS EVALUADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS <i>POWER TO X</i>	40
3.1.1 Criterios Normativos.....	41
3.1.2 Criterios Económicos.....	42

3.1.3 Criterios Técnicos.....	45
3.1.4 Criterios Socio-ambientales.....	48
3.2 PROYECTOS P2H EN EL MUNDO	49
3.2.1 Proyecto PURE (Promoción de Energías Renovables de UNST).....	49
3.2.2 Proyecto FH2R Fukushima.	51
3.2.3 Comparativo de Criterios Proyectos de Hidrógeno Reportados en la Literatura. .	53
3.3 PROYECTOS P2G EN EL MUNDO	55
3.3.1 Planta Audi e-Gas en Werlte.	55
3.3.2 MicrobEnergy – BioPower to Gas..	57
3.3.3 Proyecto Mega-Store.....	59
3.3.4 Comparativo de Criterios Proyectos <i>Power to Gas</i> Reportados en la Literatura. .	60
3.4 PROYECTOS <i>POWER TO METHANOL</i> EN EL MUNDO	61
3.4.1 El proyecto <i>North – C Methanol</i>	61
3.4.2 Planta <i>George Olah</i>	63
3.4.3 Comparativo de Criterios Proyectos <i>Power to Methanol</i> Reportados en la Literatura.	65
3.5 PROYECTOS <i>POWER TO AMMONIA</i> EN EL MUNDO.....	66
3.5.1 Planta de fertilizantes y amoníaco verde en Suecia, proyecto Green Wolverine..	67
3.5.2 Proyecto Hyex Síntesis de Amoníaco en Chile.	68
3.5.3 Planta de Amoníaco Verde de Esbjerg la más grande de Europa.....	70
3.5.4 Comparativo de criterios proyectos <i>Power to Ammonia</i>	70
 4. PANORAMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA	 73
4.1 ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA.....	75
4.2 PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA.....	76
4.3 PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA.....	79
4.4 IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	 82
4.4.1 Proyectos de Energía Solar.....	84
4.4.1.1 Parque Solar Castilla.....	84

4.4.1.2 Parque Solar San Fernando.....	85
4.4.2 Proyectos de Energía Eólica.	89
 5. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DE COLOMBIA.....	91
5.1 POTENCIAL DE IMPLEMENTACIÓN O UTILIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS <i>POWER TO X</i> EN ZONAS DE INTERÉS.....	91
5.1.1 Determinación del Potencial de Implementación de las Sustancias PTX.....	92
5.1.1.1 Criterio Geográfico o Región con Disponibilidad de Fuentes de Energía Renovable.	92
5.1.1.2 Criterio Geográfico o Región con Producción de Hidrocarburos.	94
5.1.1.3 Criterio de Demanda de Sustancias PTX.....	96
5.1.1.4 Criterio Social.....	103
5.2 ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS <i>POWER TO X</i> EN EL SECTOR PETROLERO	105
5.2.1 Estrategia para la Implementación de los Sistemas PTX en el Sector Petrolero.....	106
5.2.1.1 Fase 1: Implementación de Energías Renovables para Abastecer las Necesidades Energéticas del Día	106
5.2.1.2 Fase 2: Ampliar el Sistema Renovable para la Aplicación de Power to X para Abastecer las Necesidades Energéticas Durante la Noche.	109
5.2.1.3 Fase 3: Aprovechamiento en el Sector Petrolero.	110
5.2.2 Matriz DOFA.....	114
 6. CONCLUSIONES.....	119
 7. RECOMENDACIONES	121
 BIBLIOGRAFÍA	122

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Power-to-X: Conversión de Energía Renovable en Varias Formas de Portadores de Energía Química	20
Figura 2. Esquema Básico del Proceso de Producción de <i>Power to Gas</i>	24
Figura 3. Esquema de un Sistema P2G.	26
Figura 4. Proceso de Producción <i>Power to Methanol</i>	28
Figura 5. Síntesis de Amoníaco Conversión en <i>Power to Ammonia</i>	32
Figura 6. Representación de los Niveles de Madurez Tecnológica.....	34
Figura 7. Evolución de las Tecnologías <i>Power to X</i> en los Últimos Años.....	38
Figura 8. Distribución Espacial de la Tecnología Power to X en Europa por Campo de Aplicación (n.s. no especificado).....	39
Figura 9. Cadena del P2H desde Producción Hasta su Uso.....	40
Figura 10. Contexto Normativo Europeo para Tecnologías PtX.....	42
Figura 11. Histórico del Precio del Metanol en Europa vs el Precio del PtMeOH Económicamente Viable.....	44
Figura 12. Costo Marginal de Producción de NH ₃ Sintético en Diferentes Escenarios.	44
Figura 13. Modelo del Sistema Energético del Amoníaco	47
Figura 14. Calor Específico de Diferentes Combustibles	49
Figura 15. Proyecto PURE isla Unst al Norte de Escocia	50
Figura 16. Campo de Investigación de Energía de Hidrógeno de Fukushima (FH2R)..	52
Figura 17. Esquema de Funcionamiento de FH2R	53
Figura 18. Planta Audi e-Gas	55
Figura 19. Esquema de Funcionamiento Planta Audi e-gas	56
Figura 20. Unidad de Metanización.....	57
Figura 21. Electrolizadores.....	58
Figura 22. Planta <i>Biopower to Gas</i>	58
Figura 23. Proyecto Mega - Store Dinamarca	59

Figura 24. Planta North - C Metanol.....	62
Figura 25. Esquema de Producción de Metanol Proyecto North-C	62
Figura 26. Planta de Metanol Renovable de George Olah.....	63
Figura 27. Diagrama de Producción Convencional de Metanol.....	64
Figura 28. Esquema de Producción de Amoniaco a Partir de Hidrógeno Verde	68
Figura 29. Canasta Energética Colombiana.....	74
Figura 20. Proyectos de Generación de Energía solar Registrados ante UPME.	78
Figura 31. Proyecto Eólico Jepirachi.....	80
Figura 32. Proyecto Eólico Guajira I.....	81
Figura 33. Proyectos de Generación de Energía Eólica Registrados ante UPME.	82
Figura 34. Proyectos de Energías Renovables Relacionados con la Industria del Petróleo.....	83
Figura 35. Proyecto Solar Castilla.....	85
Figura 36. Proyecto Solar San Fernando.....	86
Figura 37. Proyectos de Energía Solar en Construcción Vinculados a la Industria Petrolera.....	87
Figura 38. Zonas con Desarrollo de Energías Renovables no Convencionales.....	93
Figura 39. Mapa de Producción Petrolera.....	94
Figura 40. Mapa de Proyectos de Energía Solar, Eólica e Hidrocarburos.	95
Figura 41. Principales Aplicaciones Actuales y Futuras del Hidrógeno.....	96
Figura 42. Competitividad de Hidrógeno de Bajas Emisiones en Colombia.....	97
Figura 43. Demanda de Combustibles Líquidos en Colombia (2019, 2020, 2021 y hasta marzo 2022)	100
Figura 44. Demanda de Combustibles Líquidos por Región (Millones de galones -año) 2020 - 2021	101
Figura 45. Producción Agrícola por Departamentos.....	102
Figura 46. Conflictividad Social en el Sector de Hidrocarburos por Departamentos. ..	104
Figura 47. Fases para la Implementación de las Tecnologías <i>Power to X</i>	106
Figura 48. Componentes Básicos de un Campo de Petróleo.....	108
Figura 49. Implementación de las Tecnologías PTX en el Sector Petrolero	111

Figura 50. Matriz DOFA	115
------------------------------	-----

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción de los Tipos de Electrolizadores.....	22
Tabla 2. Definición de las Puntuaciones Otorgadas a los Componentes del Sistema. .	35
Tabla 3. Nivel de Madurez Tecnológica Tecnologías <i>Power to X</i>	35
Tabla 4. CAPEX Y OPEX por Unidad de Energía Almacenada kW	43
Tabla 5. Parámetros de Operación de un Electrolizador Alcalino	45
Tabla 6. Parámetros de Operación de un Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones (PEM).....	46
Tabla 7. Comparativo de Proyectos PtH a Nivel Internacional.....	54
Tabla 8. Comparativo de Proyectos PtG a Nivel Internacional.....	60
Tabla 9. Comparativo de Proyectos <i>Power to Methanol</i> a Nivel Internacional	66
Tabla 10. Comparativo de Proyectos <i>Power to Ammonia</i>	71

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE FORTALEZAS, DEBILIDADES Y OPORTUNIDADES DE LAS TECNOLOGÍAS POWER-TO-X EN COLOMBIA PARA GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO EN LAS OPERACIONES PETROLERAS*

AUTOR: NATHALIA MARÍA AROCHA NIÑO, INDIRA YOMARY VELANDIA SUESCÚN**

PALABRAS CLAVE: Power-To-X, Operaciones petroleras, Energías renovables, almacenamiento y aprovechamiento de energía, transición energética, Hidrógeno, Gas, metanol, Amoníaco.

DESCRIPCIÓN: Actualmente, diferentes naciones se han comprometido en la reducción de los efectos nocivos sobre el medio ambiente durante las últimas décadas. Para enfrentar este gran desafío, en el año 2015, 195 jefes de estado se reunieron en París para establecer un plan de acción mundial vinculante que limitara el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C., producto de esta reunión se estableció el acuerdo de París, el cual abre una nueva era de acción climática y representa el esfuerzo mundial más significativo para reforzar la respuesta a la amenaza del cambio climático. Limitar el aumento de la temperatura implica una reducción global de GEI de 55 gigatoneladas proyectadas a 2030 y 40 gigatoneladas para el 2050¹.

En este proyecto se ofrece un diagnóstico de las posibilidades que existen en Colombia para la adopción de las tecnologías *Power-to-X* en el sector petrolero, valorando las condiciones que prevalecen en los lugares que presentan un amplio potencial para la generación de energías verdes, estableciendo similitudes con proyectos vigentes en el mundo. Pero también discutiendo las necesidades técnicas, ambientales y sociales que se deben solventar antes de poder implementar proyectos de este tipo en nuestro país.

Este proyecto de investigación está dividido en tres etapas, inicialmente se realiza un análisis bibliométrico de las opciones tecnológicas y su grado de madurez, la segunda etapa comprende la evaluación de los proyectos *Power to X* desarrollados en el mundo, teniendo en cuenta criterios técnicos, operativos y ambientales que se requieren para su implementación, y finalmente se realiza un diagnóstico de las condiciones de Colombia para la aplicación de estas tecnologías, analizando los proyectos de energía solar o eólica que se desarrollan actualmente en el país así como aquellos asociados a la industria petrolera, a fin de evidenciar la aplicabilidad de tecnologías *Power to X*.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez. Msc. Ingeniería de Hidrocarburos

¹ CMNUCC, 2015

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF STRENGTHS, WEAKNESSES AND OPPORTUNITIES OF POWER-TO-X TECHNOLOGIES IN COLOMBIA TO GUARANTEE SUPPLY IN OIL OPERATIONS*

AUTHOR: NATHALIA MARÍA AROCHA NIÑO, INDIRA YOMARY VELANDIA SUESCÚN**

KEY WORDS: Power-To-X, Oil Operations, Renewable energy, storage and use of energy, energy transition, Energy resources, Hydrogen, Gas, Methane, Ammonia.

DESCRIPTION: Currently, different nations are committed to reduce the negative effects on the environment caused during the last few decades. To face this great challenge, in 2015 195 heads of state got together in Paris to establish a binding worldwide plan for action which will limit the increase in temperature below 2C. The Paris agreement was a result of this meeting. The agreement opens a new era of action and represent the world's most significant effort to strengthen the response to the big threat of climate change. Limiting the increase in temperature means a reduction in global emissions equivalent to 55 gigatons projected to 2030 & 40 gigatons to 2050.²

This project offers a diagnostic of the possibilities that exist in Colombia for the adoption of the technologies Power-to-X in the Oil sector. It values the conditions that prevail in the places that represent a wide potential for the generation of green energies, establishing similarities with current projects around the world, but also including the technical, environmental, and social needs that should be taken into account before implementing projects of this type in our country.

This research project is divided in three stages. Initially, there is a biometric analysis of the technological options and their degree of maturity. The second stage includes the evaluation of projects Power-to-X developed around the world, taking into account the technical, operational and environmental criteria required for their implementation. Finally, the project includes a diagnostic of the conditions in Colombia for the application of these technologies, including an analysis of the Solar & Wind projects being developed in the country as well as those related to the Oil sector, all with the objective of demonstrating the applicability of the technologies Power-to-X.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez. Msc. Hydrocarbons Engineering

² CMNUCC, 2015

INTRODUCCIÓN

La transición energética es una realidad. Los gobiernos de todo el mundo le apuestan al desarrollo de proyectos que permitan la generación de energía limpia, con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y menor impacto ambiental. Las dos opciones consideradas principalmente en los planes de desarrollo de las naciones son los sistemas de energía solar y eólica, por sus bajos costos, buen nivel de desarrollo tecnológico y mínimo impacto ambiental. Sin embargo, estas opciones tienen un inconveniente: al tratarse de energía obtenida del sol y el viento, es necesario que estén acompañadas de sistemas de respaldo que permitan abastecer a los consumidores, aunque haya pocas ráfagas de viento o nula radiación solar. Ante estos esfuerzos, es evidente la importancia de la implementación de tecnologías que promueven y aprovechan las fuentes de energías renovables, por tanto, resulta indispensable el almacenamiento energético mediante las tecnologías Power to X. En Colombia no existen actualmente estudios profundos que permitan comprender cuán viable puede resultar la implementación de este tipo de tecnologías en el país, como un complemento de los sistemas de generación de energía renovable que hoy se proponen como una opción en la transición energética. Por esto, se hace necesario realizar un acercamiento a las tecnologías Power to X, revisando las experiencias adelantadas en el mundo y considerando los aspectos que permitirían tener proyectos de esta índole en la industria de los hidrocarburos que contribuyan al desarrollo y abastecimiento energético de las operaciones petroleras que hoy se proyectan en el territorio nacional.

El presente trabajo de investigación está estructurado mediante cinco capítulos. Inicialmente, el primer capítulo presenta el enfoque de la investigación, a través del objetivo general y los objetivos específicos. En el segundo capítulo se describen las tecnologías Power to X, teniendo en cuenta bases de datos especializadas e identificando el grado de madurez de cada sistema mediante el indicador TRL. El Tercer capítulo presenta un análisis de la implementación de las tecnologías Power to X a nivel

internacional, teniendo en cuenta diferentes criterios tanto operativos, normativos, económicos y socio ambientales que han sido necesarios para la implementación de estos sistemas en proyectos a nivel mundial. Posteriormente, el capítulo cuatro presenta una descripción del panorama energético en Colombia, considerando los diferentes proyectos de energías renovables que se han implementado a nivel nacional y enfatizando en aquellos asociados a la industria del petróleo. En el capítulo 5, se realiza un diagnóstico de las condiciones en Colombia para la implementación de las tecnologías, teniendo en cuenta algunos criterios determinantes que permiten evaluar el potencial de implementación de las sustancias Power to X. A su vez, se realiza una metodología que describe mediante tres fases, la estrategia para la inserción e implementación de estos sistemas en el sector petrolero. Teniendo en cuenta el análisis realizado en los capítulos anteriores, se construye una matriz DOFA mediante la cual se presenta a nivel general el panorama del país y específicamente en la industria de los hidrocarburos para la inserción de proyectos asociados a los diferentes sistemas Power to X.

Finalmente, se presentan las conclusiones obtenidas mediante el análisis de la información de las tecnologías Power to X y la metodología propuesta para su implementación. Así mismo, se describen las recomendaciones que se deben considerar con el fin de visualizar los resultados obtenidos al realizar el proyecto y también aquellas que permitirán continuar con la investigación del tema propuesto.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar las Fortalezas, Debilidades y Oportunidades para la inserción de las tecnologías Power-to-X en Colombia como estrategia para garantizar el abastecimiento en las operaciones petroleras.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las alternativas tecnológicas disponibles para el almacenamiento y aprovechamiento de excedentes de energía renovable mediante la conversión en productos (sistemas Power-to-X).
- Examinar el nivel de implementación de las tecnologías Power-to-X en el contexto internacional, a partir de experiencias en aspectos técnicos, operativos, ambientales.
- Analizar el contexto energético nacional, identificando oportunidades de implementación de tecnologías Power-to-X para garantizar el abastecimiento en las operaciones petroleras.

2. TECNOLOGÍAS POWER TO X

2.1 ANTECEDENTES

En la actualidad, una de las principales desventajas del sistema energético en general es la dificultad para almacenar energía, lo que obliga a tener un consumo casi inmediato de la producción de electricidad. Evaluar la pertinencia y viabilidad de alternativas tecnológicas para el almacenamiento de energía permitiría rentabilizar aún más las inversiones en tecnologías renovables y hacerlas más atractivas para el mercado, permitiendo que todos los excedentes de generación se aprovechen de forma útil, contar con una mayor cantidad de energía que podría ser vertida a la red o convertida en productos para otras aplicaciones, lo que brindaría mayor confiabilidad, beneficio económico y aseguramiento al crecimiento sostenible y la diversificación de la matriz energética.

Uno de los mayores inconvenientes de las energías renovables es la inestabilidad del suministro, debido a la fuerte dependencia con la situación geográfica y las condiciones climáticas³. En determinados momentos la producción puede no ser suficiente para abastecer la demanda de ese instante y en otros puede que se produzca una gran cantidad de energía que no va a poder ser consumida. Es por ello, que con el almacenamiento se le quiere dar un uso a esos periodos de excedentes y ofrecer así una nueva oportunidad comercial con la que se pueda ir consiguiendo una mayor eficiencia en el sistema energético. Los sistemas de almacenamiento de energía más utilizados en la actualidad son los eléctricos (como las baterías), los hidráulicos (sistemas de embalses

³ BERMÚDEZ SORIANO, Luis Miguel. Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable. Trabajo de grado. Sevilla: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2021. 11 p.

reversibles) o los químicos (hidrógeno verde), que ya registran importantes casos de éxito en el mundo⁴.

Como se ha destacado previamente, existen varias líneas de investigación y desarrollo sobre los diferentes métodos de almacenamiento, precisamente los sistemas Power to X se han propuesto en diferentes lugares como complemento de los sistemas de energía verde permitiendo que los excedentes de energía se transformen en sustancias como el amoníaco o el hidrógeno, que pueden ser almacenadas, transportadas y aprovechadas.

2.2 SISTEMAS *POWER-TO-X*

Desde hace cerca de dos décadas ha iniciado el desarrollo de las tecnologías conocidas como “*Power-to-X*”, que podríamos traducir como “conversión de energía en X”, es decir, procesos que buscan convertir la energía eléctrica sobrante (durante los periodos de baja demanda de energía) en alguna sustancia que puede ser almacenada de forma segura y aprovechada posteriormente (en momentos de alta demanda)⁵. Esta “X” o sustancia que se puede producir con la energía sobrante, ha estado asociada con diferentes alternativas como hidrógeno, gas, metanol o amoníaco, y su desarrollo tecnológico se encuentra en diferentes etapas.

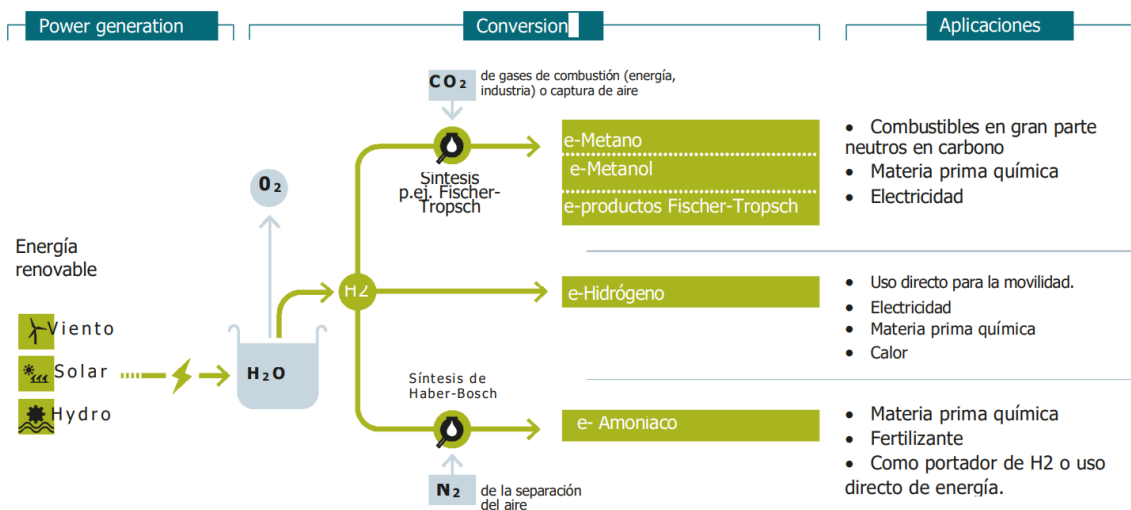
El principio básico de los sistemas *Power To X* implica en un primer paso la electrólisis del agua: utilizando electricidad como entrada del proceso, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno. Dependiendo de la aplicación de uso final, el hidrógeno se puede usar directamente o se puede usar para producir otros vectores de energía. La síntesis de

⁴ TAN, Kang Miao, et al. Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration. En: Journal of Energy Storage. Julio, 2021. vol. 39, p. 102591.

⁵ SORRENTI, Ilaria, et al. The role of power-to-X in hybrid renewable energy systems: a comprehensive review. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Mayo, 2022. Vol. 165, p. 112380. Disponible en Internet: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112380>>. ISSN 1364-0321.

otros portadores de energía requiere etapas adicionales del proceso, que producen hidrocarburos líquidos o gaseosos como metano, metanol, otros combustibles líquidos o amoníaco⁶.

Figura 1. Power-to-X: Conversión de Energía Renovable en Varias Formas de Portadores de Energía Química



Fuente: FRONTIER ECONOMICS; "International Aspects of A Power-To-X Roadmap: A Report Prepared For The World Energy Council, Germany"; 2018. p. 15

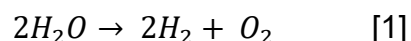
2.2.1 Power to Hydrogen. *Power to Hydrogen* forma parte del concepto general de *Power to X*, en este proceso se busca obtener, por medio de la electrólisis, los dos elementos constitutivos del agua: oxígeno e hidrógeno, siendo este último una sustancia con un altísimo poder calorífico, que puede ser almacenada y utilizada posteriormente.

Particularmente el sistema *Power to Hydrogen*, se enfoca en la producción de hidrógeno verde, que implementa electricidad proveniente de fuentes de energía renovables para su producción.

⁶ KOBER Bauer., et al. Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. Innosuisse –Swiss Innovation Agency, julio 2019. Disponible en Internet: https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-07/Kober-et-al_WhitePaper-P2X.pdf

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser obtenido y que cuenta con la particularidad de ser capaz de almacenar energía para, posteriormente, será liberada de forma gradual cuando sea requerida.

2.2.1.1 Producción de Hidrógeno vía Electrólisis. La electrólisis del agua es una de las tecnologías más consolidadas para la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables (Hidrógeno Verde). Consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua. Para la aplicación de esta tecnología, existen varios tipos de electrolizadores, un electrolizador consta de un cátodo y un ánodo separados por un electrolito. Cuando se aplica corriente eléctrica, el agua se divide: se produce hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo a través de la siguiente reacción (Ecuación 1):



Para llevar a cabo el proceso de la electrólisis es necesario aplicar una corriente eléctrica a un electrolizador. Dentro de los diferentes tipos de electrolizador destacan: Alcalino, PEM (Proton Exchange Membrane) y SOE (Solid Oxide Electrolyzers). El electrolizador es un elemento empleado para la separación de las moléculas de oxígeno e hidrógeno que contiene el agua. Para ello utiliza al menos un par de electrodos conductores sobre los cuales aplica una diferencia de potencial generando una corriente eléctrica que provoca una reacción electroquímica que da lugar a la producción de hidrógeno. Este método es muy fiable, puesto que no requiere de piezas móviles ni dispositivos externos, a la vez que proporciona un hidrógeno ultrapuro (99,999%) de forma no contaminante,

siempre y cuando la fuente eléctrica que proporcione la electricidad sea de origen renovable⁷.

En la actualidad los electrolizadores más utilizados son los alcalinos y los de tipo PEM debido a la alta madurez tecnológica con la que ambos cuentan. Estos electrolizadores están considerados de baja temperatura, por lo que requerirán una serie de materiales mucho más económicos que los SOE. El electrolizador alcalino es el que se emplea en la mayoría de las instalaciones debido a su desarrollo más maduro y su gran capacidad para trabajar con altos flujos de forma continua. Así mismo, los alcalinos presentan un diseño más sencillo, lo que hace que tengan menor coste que los PEM, puesto que estos precisan de una mayor cantidad de elementos que pueden presentar problemas de corrosión y taponamiento.

Tabla 1. Descripción de los Tipos de Electrolizadores.

TIPO DE ELECTROLIZADOR	ALCALINO	PEM	SOE
Madurez tecnológica	Comercial	Comercial para pequeña y mediana escala (<300 kW)	Desarrollo experimental
T de operación	40-90 °C	20-100 °C	700-1000 °C
Características	Diseño sencillo unipolar de dos electrodos metálicos en solución acuosa de electrolitos Los gases disociados no se pueden mezclar para evitar explosiones Para aplicaciones a gran escala y grado de carga elevado	Diseño bipolar del electrolizador para funcionar a grandes presiones El electrolito es una membrana sólida Pueden presentar contaminación por vapor en el sistema Permite carga parcial	Larga vida útil con una gran eficiencia Operación con agua y vapor de agua Trabajo a muy altas temperaturas Necesidad de un flujo de aire Resistente a la corrosión

⁷ BERMÚDEZ SORIANO, Luis Miguel. Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable. Trabajo de grado. Sevilla: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2021. 11 p.

TIPO DE ELECTROLIZADOR	ALCALINO	PEM	SOE
Presión de funcionamiento	1-30 bar	30-80 bar	1 bar
Consumo eléctrico	51 kWh/kg	55-70 kWh/kg	41-40 kWh/kg
Eficiencia eléctrica	63-70 %	56-60 %	74-81 %
CAPEX	750 €/kW	1.200-2.000€/kW	4.500-12.000 €/kW
OPEX	32 €/(kg/día)/año	58 €/(kg/día)/año	225-600 €/(kg/día)/año

Fuente: Modificado de BERMÚDEZ SORIANO, Luis Miguel. Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable. Trabajo de grado. Sevilla: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2021. 38 p.

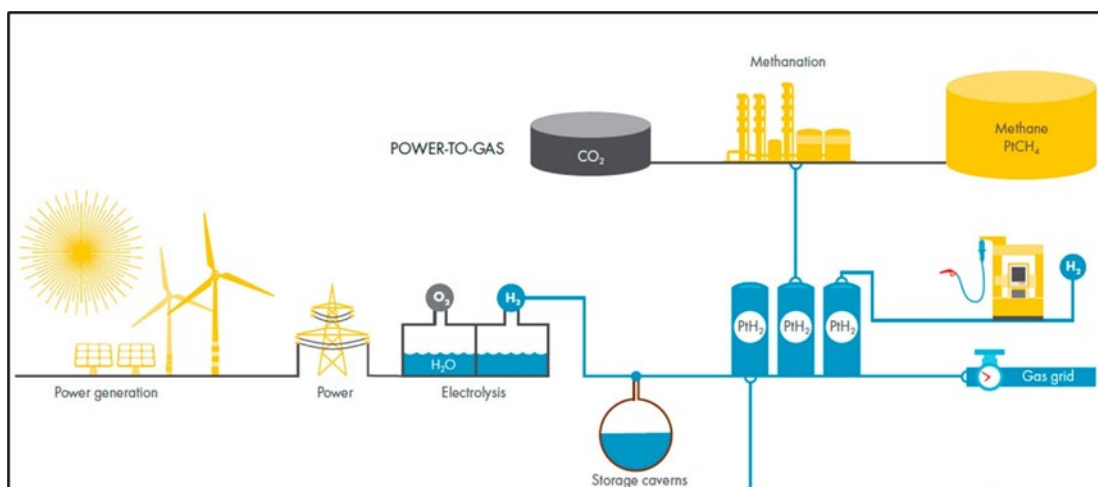
2.2.1.2 Beneficios y Limitaciones para Power to Hydrogen. La ventaja del almacenamiento de hidrógeno bajo presión es la alta eficiencia de almacenamiento (5-20 % de pérdidas del compresor) y las altas tasas de carga/descarga (Zheng, et al., 2012). Las desventajas del transporte de hidrógeno gaseoso son la baja densidad de energía, la autodescarga y el riesgo de explosión. Además, el almacenamiento de hidrógeno a temperatura ambiente a alta presión provoca la fragilización del metal del tanque de almacenamiento. La fragilización se produce cuando el hidrógeno penetra en la estructura metálica atómica y provoca el agrietamiento.

2.2.2 Power to Gas. El sistema *Power-To-Gas*, también conocido como PtG y P2G, es una nueva tecnología de almacenamiento de energía que fue introducido por primera vez por Koji et al. en 1994. La cadena tecnológica de PtG hace referencia a la conversión de los excedentes de energía renovable en sustancias gaseosas limpias como el hidrógeno o el metano.

El objetivo principal de este concepto es almacenar energía eléctrica en forma de gas, que es un excelente portador de energía para el almacenamiento. Porque sin desperdiciar contenido energético, es fácil de almacenar durante mucho tiempo y en

grandes cantidades. La producción de combustibles renovables para el transporte y la producción de productos químicos también es uno de los objetivos de PtG⁸.

Figura 2. Esquema Básico del Proceso de Producción de *Power to Gas*.



Fuente: GONZÁLEZ ARRANZ, Sergio., Power To Gas Y Metanación Subterránea., proyecto de grado, Escuela Técnica Superior De Ingenieros De Minas Y Energía.2020, Madrid, España.

La fase principal de esta ruta es la producción de hidrógeno por el proceso de electrólisis del agua. La combinación de la electrólisis del agua, que es operada por electricidad renovable, con el proceso de metanización, que consiste en la generación de metano sintético a partir de hidrógeno y dióxido de carbono, tanto por medios químicos como de reacción catalizada biológicamente.

El dióxido de carbono requerido puede ser obtenido de emisiones o gases de proceso de producción industrial o de plantas con energía fósil, plantas de biogás, del agua del mar o de la atmosfera; siendo estas últimas la de más alto consumo energético. Debido a que no hay fuentes puras de CO_2 , su obtención juega un papel crucial en el desarrollo del proceso, tanto técnica como económicamente.

⁸ VAHID VAHIDINASAB, Behnam Mohammadi. Whole Energy Systems Bridging the Gap via Vector-Coupling. 2022. Springer, Cap. 2. 32 p.

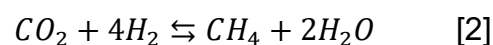
La tecnología PtG es un segmento clave de los futuros sistemas de almacenamiento de energía [Wulf et al. 2018]. El proceso tiene muchas ventajas sobre otros procesos referentes al almacenamiento y brinda nuevas posibilidades para la transferencia de energía, además del almacenamiento a largo plazo, crea transferencia de capacidad entre redes de energía.

Entre las alternativas de productos finales presentes en el proceso de Power to Gas, resulta el metano siendo el de mayor atractivo, ya que su implementación en las redes no tiene limitante a diferencia del hidrógeno, ya que se encuentra regulada la cantidad de hidrógeno que se le puede agregar al gas natural sin variar sus propiedades.

La principal ventaja del metano sintético como producto final es su ilimitada utilidad en la infraestructura del gas, además de su utilización como combustible de transporte o como materia prima para la industria, ya que la infraestructura para su utilización se encuentra en una etapa madura y además une bidireccionalmente las redes de energía eléctrica con las redes de gas.

2.2.2.1 Power To Methane. El término *Power to Methane* (PtM) se refiere a la producción sostenible de gas natural sintético o sustituto (SNG). El sistema *Power to Gas*, utiliza dióxido de carbono y energías renovables para producir metano (CH_4).

En el método PtM, también llamado “proceso Sabatier”, el CH_4 y H_2O son producidos por la reacción de hidrógeno y CO_2 (Ecuación [2]). El CO_2 se reduce electroquímicamente a CH_4 en la metanización, por lo que es una tecnología prometedora y con gran potencial para la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI):



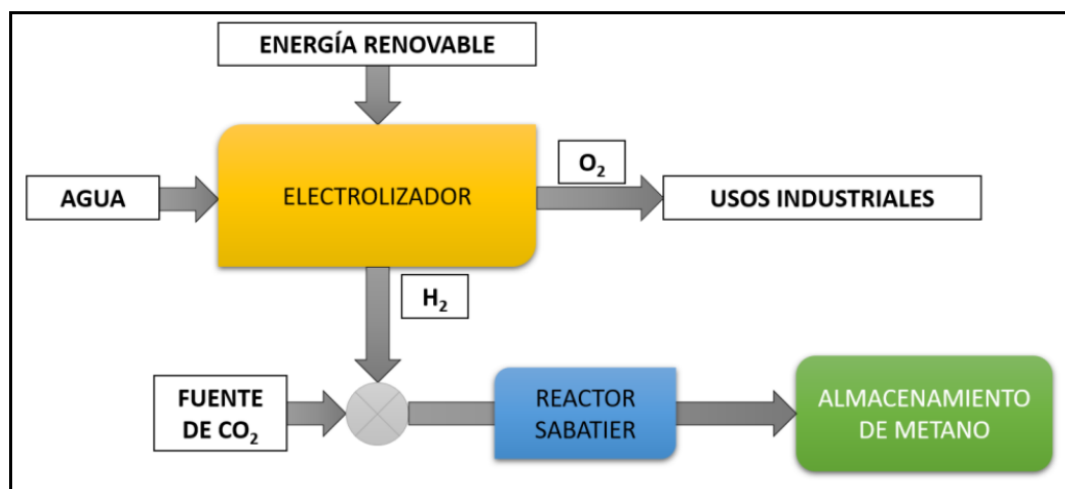
- **Proceso de Metanación**

La Metanación es uno de los procesos químicos importantes y necesarios para la obtención de metano sintético en la tecnología *Power To Gas*. La reacción se conoce como reacción de Sabatier gracias a su descubridor Paul Sabatier y ha sido caracterizada según el compuesto de carbono/oxígeno. La Metanación es un proceso químico altamente exotérmico que exige la aplicación de la temperatura, además de unos productos químicos que se agregan en el reactor.

La reacción de Sabatier se produce en presencia de diversos metales pesados, cada uno de los cuales tiene distinta actividad y selectividad. El más utilizado es el níquel, pues su actividad y selectividad son buenas y su precio es moderado. El níquel se instala sobre un soporte usualmente de óxidos de aluminio o titanio (Al_2O_3 , TiO_2)⁹.

Generalmente, esta reacción se lleva a cabo a una temperatura de entre 200 y 550 °C, y la presión es mucho menos determinante que la temperatura, por ello se elige en función de las características del material que se emplee para el reactor.

Figura 3. Esquema de un Sistema P2G.



Fuente: BELLOTTI, D.; RIVAROLO, M. y MAGISTRI, L. A comparative techno-economic and sensitivity analysis of Power-to-X processes from different energy sources. En: *Energy conversion and Management*. Mayo, 2022. vol. 260, p. 115565.

⁹ CALO MARMOLEJO, Antonio Daniel. Estado actual de las técnicas de producción de combustibles a partir de CO_2 , Trabajo de pregrado. Sevilla. Universidad de Sevilla, 2021.

- **Beneficios y limitaciones para *Power to methane***

Una gran desventaja de la producción de metano renovable es el requisito de CO_2 . La captura de CO_2 del aire es difícil y consume energía, mientras que la captura de CO_2 de los gases de combustión solo retrasa la emisión de CO_2 , en lugar de prevenirla. Otra desventaja en comparación con el almacenamiento directo de hidrógeno es la eficiencia energética de la conversión.

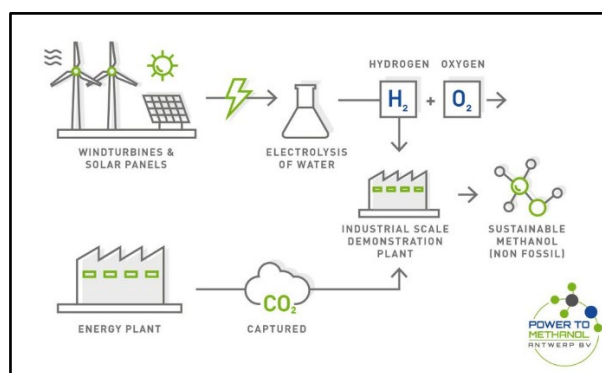
2.2.3 Power to Methanol. El metanol es un compuesto orgánico de fórmula CH_3OH . Es el alcohol más simple y ligero, y a temperatura ambiente es un líquido incoloro y volátil. Como combustible, el uso del metanol es interesante, debido a que no genera emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno, convirtiéndolo en un combustible más limpio (al nivel del gas natural), y porque su temperatura de combustión es más baja que la de los combustibles fósiles, haciendo así que los equipos requeridos para la combustión sean más económicos y sencillos de diseñar.

Sin embargo, su poder calorífico no es muy alto 22,7 MJ/kg, aproximadamente, corresponde a la mitad de la cifra que presentan gasolinas y gasóleos.

El metanol puede ser generado mediante una amplia gama de fuentes de Hidrógeno y Carbono. En la actualidad, la producción a gran escala está dominada por la conversión de recursos fósiles como el carbón y el gas natural, en Monóxido de Carbono e Hidrógeno mediante la síntesis del metanol. Este proceso tuvo sus inicios a escala industrial en 1923 en Alemania. A su vez, se han implementado otros procesos que no son tan competitivos económicamente, pero son más amigables con el medio ambiente, estos utilizan fuentes de energía renovables como la solar y eólica en conjunto con CO_2 reciclado e Hidrógeno procedente de la electrólisis.

El Hidrógeno (H_2) y el Dióxido de Carbono (CO_2) se convierten en metanol, mediante un proceso continuo cuya reacción libera calor produciendo agua como subproducto. El CO_2 puede provenir de varias fuentes (por ejemplo, capturado de los gases de combustión, BECCS (bioenergía con captura y almacenamiento de carbono) o a través de DAC (captura directa del aire). El metanol producido por cualquier vía es químicamente idéntico al metanol producido a partir de fuentes de combustibles fósiles. En general, cuando se fabrican productos *Power to-X* con carbono, es importante que este sea verde.

Figura 4. Proceso de Producción *Power to Methanol*.



Fuente: <https://acortar.link/aOnl5b>

La producción de Metanol a partir de CO_2 y H_2 no está limitada por la tecnología. Las tecnologías casi idénticas, probadas y totalmente comerciales que se utilizan para producir Metanol a partir de gas de síntesis basado en combustibles fósiles también se pueden utilizar para la producción de e-metanol. Las tecnologías de electrólisis del agua y captura de CO_2 también están disponibles con un nivel de madurez suficiente. Desde un punto de vista tecnológico es completamente posible tener una planta de e-metanol del mismo tamaño que una planta de metanol convencional, es decir, 1000-5000 t/d, ya que las tecnologías son comparables. La dificultad radicaría principalmente en encontrar la materia prima requerida a un costo y capital razonables para construir la planta. Técnicamente, la producción de e-metanol no está limitada por estos factores. Es necesario gestionar la intermitencia y las fluctuaciones en la producción de energía solar y eólica para permitir que la planta funcione la mayor parte del tiempo. Para ello, será

necesario desarrollar una red eléctrica robusta y fiable. Podría preverse alguna combinación de energía solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, así como almacenamiento de energía o hidrógeno. El desarrollo de plantas de e-metanol capaces de manejar la fluctuación dinámica en la generación de energía eléctrica a partir de recursos solares y eólicos podría ser ventajoso.

A corto plazo, el CO_2 se puede obtener de diversas fuentes industriales y centrales eléctricas que queman combustibles fósiles a un costo de alrededor de USD 50-100/t. Sin embargo, para ser realmente renovable y neutro en carbono neto, el e-metanol tendrá que fabricarse cada vez más a partir de fuentes biogénicas de CO_2 o CO_2 del aire a través de DAC. Si bien se puede obtener CO_2 casi puro de las plantas de etanol, estas fuentes son limitadas. Hay que seguir desarrollando otras fuentes biogénicas para suministrar CO_2 de forma fiable a un costo aceptable. Una planta híbrida de biometanol y e-metanol en la que el gas de síntesis obtenido a partir de biomasa se complementa con hidrógeno verde es una solución sensata a este problema. El costo del CO_2 obtenido a través de DAC también tendrá que reducirse considerablemente para convertirse en una opción económica para la producción de e-metanol.

La producción de Metanol a partir de fuentes naturales y antropogénicas, incluida el reciclaje de CO_2 de los gases de combustión a nivel industrial y la biomasa, podría ser la etapa inicial hacia un ciclo de Carbono antropogénico. La eliminación de una fracción de las emisiones industriales dejaría como resultado la disponibilidad de enormes cantidades de CO_2 . Las emisiones de CO_2 podrían reducirse a la mitad si se utiliza el CO_2 capturado de fuentes de combustibles fósiles para producir metanol, este tipo de metanol podría considerarse como un combustible bajo en Carbono. Actualmente, las reservas de combustibles fósiles disminuyen y a su vez el uso de los mismos ha empezado a regularse por los estándares de emisiones más estrictos y a pesar de que el Carbono del CO se utiliza una vez más, este sigue siendo carbono fósil.

El metanol proveniente de fuentes no renovables como el carbón y el gas natural es competitivo a nivel de costos con el diésel y la gasolina. A su vez, es una materia prima esencial para la fabricación de diversos productos a nivel industrial. Existen algunos sistemas híbridos, que implementan combustibles renovables y fósiles que generan menos emisiones de CO_2 y buscan producir metanol bajo en carbono (LCM), lo que se traduce en la ruta hacia el metanol renovable. Este tipo de metanol puede considerarse como una materia prima sostenible para diversos productos que actualmente se obtienen del petróleo. (Bazzanella y Ausfelder, 2017).

2.2.3.1 Beneficios y limitaciones para *Power to Methanol*. El metanol renovable se puede producir a partir de una variedad de materias primas sostenibles, como biomasa, desechos o CO_2 e hidrógeno.

Su uso en lugar de combustibles fósiles puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y, en algunos casos, también puede reducir otras emisiones nocivas (óxidos de azufre [SOx], óxidos de nitrógeno [NOx], material particulado [PM], etc.).

Es un líquido a temperatura y presión ambiente, por lo que es fácil de almacenar, transportar y distribuir. Es compatible con la infraestructura de distribución existente y se puede mezclar con combustibles convencionales.

La producción de metanol a partir de biomasa y a partir de CO_2 y H_2 no implica tecnologías experimentales. Se utilizan tecnologías probadas y totalmente comerciales casi idénticas para producir metanol a partir de gas de síntesis basado en combustibles fósiles y se pueden usar para la producción de biometanol y e-metanol.

Actualmente, la principal barrera para la adopción de metanol renovable es su mayor costo en comparación con las alternativas basadas en combustibles fósiles, y esa diferencia de costos persistirá durante algún tiempo. Sin embargo, su valor está en su potencial de reducción de emisiones en comparación con las opciones existentes.

Abordar las diferencias de proceso y facilitar la ampliación de la producción y el uso puede ayudar a reducir los costos, pero requerirá una variedad de intervenciones políticas. Con los mecanismos de apoyo adecuados, y con las mejores condiciones de producción, el metanol renovable podría acercarse al costo y precio actual del metanol proveniente de combustibles fósiles¹⁰.

Otras ventajas del almacenamiento de metano sobre el almacenamiento de hidrógeno son la mayor densidad de energía volumétrica y el menor riesgo de fugas. La ventaja del metanol sobre el hidrógeno es el hecho de que es fluido a temperatura ambiente. Una desventaja es que tiene una densidad de energía más baja que el hidrógeno y el metano. Al igual que la producción de metano, este proceso también depende de la captura de CO_2 . La eficiencia de ida y vuelta es de aproximadamente 28%, la misma que la del metano.

2.2.4 Power to Ammonia. El amoníaco es uno de los productos químicos industriales sintetizados más grandes de la Tierra. Sin embargo, la producción de amoníaco consume casi el 1,2 % de la energía primaria total y aporta alrededor del 1 % de las emisiones de GEI en el mundo. Aproximadamente 1,5 t de CO_2 se libera al medio ambiente durante la producción de 1 t de amoníaco debido a que el 72% de la producción actual de amoníaco se realiza con gas natural en el mundo.

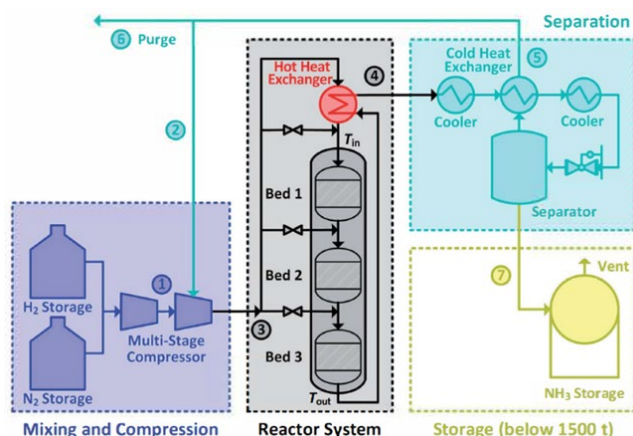
La síntesis de amoníaco más común es reconocida como proceso de Haber-Bosch. En este proceso, el nitrógeno se suministra a través de la separación de aire principalmente como criogénico. Actualmente esta es una de las tecnologías más eficientes y rentables para generar grandes cantidades de oxígeno, nitrógeno y argón. Usando tecnología criogénica, el nitrógeno también se puede producir en alta pureza que se puede utilizar como un subproducto útil. Entre otros procesos de separación de aire, la separación

¹⁰ IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

criogénica de aire cuenta con la tecnología más madura y desarrollada. La electricidad requerida podría ser suministrada por fuentes convencionales o alternativas. Haber-Bosch es un proceso exotérmico que combina hidrógeno y nitrógeno en una proporción de 3:1 para producir amoníaco. La reacción es facilitada por el catalizador y el rango de temperatura óptimo es de 500 a 600 °C.

2.2.4.1 Proceso Haber-Bosch. El circuito de síntesis de amoníaco de Haber-Bosch para producir NH_3 consta de unidades de mezcla y compresión, un sistema de reactor de síntesis, una serie de intercambiadores de calor y enfriadores, un separador, un circuito de reciclaje y una unidad de almacenamiento. En total, se puede dividir en cuatro subsecciones, como se muestra en la Fig. 5. El diseño del sistema del reactor de síntesis de amoníaco plantea un desafío debido a los estrictos requisitos del reactor de alta temperatura de entrada para lograr una alta velocidad de reacción y, al mismo tiempo, baja temperatura de salida para lograr un alto equilibrio de conversión. Además, debe lograrse una alta conversión de reactivos a pesar de las limitaciones debidas a la conversión en equilibrio. Esto se logra mediante el uso de varios lechos de catalizador en serie.

Figura 5. Síntesis de Amoníaco Conversión en *Power to Ammonia*.



Fuente: LZZAT LQBAL, Cheema, ULRKE, Krewer. Operating envelope of Haber-Bosch process design for power-to-ammonia. 2018, RSC Advances, 8(61).

2.2.4.2 Beneficios y limitaciones para *Power to Ammonia*. Los beneficios de usar amoníaco como combustible sostenible incluyen bajos costos de almacenamiento y ausencia de emisiones de CO_2 , y una de las desventajas incluyen la toxicidad, que no es un gran problema en los sistemas de energía. Puede almacenarse como líquido a 8 bar o más y a temperatura ambiente, o a presión atmosférica a $-33^{\circ}C$ ¹¹.

El amoníaco renovable puede complementar la función de los combustibles fósiles a gran escala, principalmente en áreas difíciles de reemplazar en los sectores de energía y transporte. Sin embargo, el uso de amoníaco como combustible podría aumentar las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOX y óxido nitroso, N_2O), que deben evitarse.

La mayoría de las plantas renovables de amoníaco implementan energía solar fotovoltaica (PV) variable y viento. Existe una serie de tecnologías de electrólisis. Las innovaciones tecnológicas y operativas, en combinación con una selección cuidadosa del sitio y el diseño del proyecto, pueden facilitar la integración de altas proporciones de energía solar y eólica.

El amoníaco renovable es una tecnología madura y centenaria. Las plantas comerciales de amoníaco usaban electrolizadores alcalinos de hasta 150 MW, muchas veces más grandes que cualquier electrolizador en servicio en la actualidad y alimentados por energía hidroeléctrica de carga base. Sin embargo, la mayoría de las plantas de amoníaco renovable utilizan energía solar fotovoltaica variable y viento para alimentar varias tecnologías de electrólisis, incluido el óxido sólido y la membrana electrolítica de polímero (PEM).

¹¹ IRENA and AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.

2.3 Nivel de madurez de las tecnologías *Power to X*

El TRL (Technological Readiness Level) es un indicador del estado de desarrollo y maduración de una tecnología. Los desarrollos avanzan rápidamente y muchas tecnologías muestran un gran potencial a escala de laboratorio, sin embargo, es indispensable hacer un seguimiento de las etapas posteriores en el desarrollo e implementación. La clasificación típica consta de 9 niveles, siendo este último el que expresa una mayor madurez en la tecnología. La definición de los distintos niveles se muestra en la figura 6.

Figura 6. Representación de los Niveles de Madurez Tecnológica



Fuente: <https://acortar.link/ulufDi>

Un sistema *Power to X* funcional, requiere que cada uno de los procesos asociados se puedan realizar a gran escala. Por lo tanto, para llevar a cabo el análisis de nivel de madurez de las tecnologías se evalúa cada uno de los componentes del sistema donde se incluyen: la materia prima (por ejemplo, el agua para producir Hidrógeno), la producción, el transporte, almacenamiento, regeneración de la electricidad y eficiencia.

La comparación se realiza mediante la creación de cuatro categorías que muestra las definiciones de los puntajes, como se evidencia en la Tabla 2.

Tabla 2. Definición de las Puntuaciones Otorgadas a los Componentes del Sistema.

Notación	Descripción	Puntaje
++	Disponible comercialmente (TRL 9) y desarrollo directo	3
+	Disponible comercialmente (TRL 9) pero la tecnología es compleja o desafiante	2
-	No está disponible comercialmente, pero el desarrollo es sencillo	1
--	No está disponible comercialmente y el desarrollo puede ser complicado.	0

A su vez, se tienen en cuenta para la evaluación las posibles complicaciones en el desarrollo tecnológico (por ejemplo, uso de materiales y complejidad del sistema, entre otros), estas han sido discutidas en subcapítulos anteriores. Para permitir una comparación más directa, se asignó un color a cada una de las cuatro categorías: El color rojo corresponde a un valor de 0, el naranja es 1, el amarillo es 2 y el verde es 3. La descripción general de la comparación de las distintas tecnologías según el nivel de desarrollo en el que se encuentran actualmente, estas se presentan a través de la Tabla 3.

Tabla 3. Nivel de Madurez Tecnológica Tecnologías *Power to X*

	HIDRÓGENO	METANO	METANOL	AMONIACO
Materia Prima	++	--	--	++
Producción	+	+	-	+
Transporte	+	++	-	+
Almacenamiento	-	++	++	+
Regeneración	+	++	+	+
Eficiencia	38%	28%	27%	30%
PUNTOS	10	11	7	11

Teniendo en cuenta el análisis planteado anteriormente de las tecnologías, se evidencia de acuerdo al puntaje de cada una de ellas, que el hidrógeno, el metano y el amoníaco, son los sistemas con mayor potencial dentro de las tecnologías Power to X. Sin embargo, es indispensable reconocer su nivel de desarrollo, considerando algunos aspectos técnicos, ambientales y operativos que se deben tener en cuenta para su implementación. La comparación más detallada se presentará en el Capítulo 3, a través de una revisión de diferentes proyectos de las tecnologías Power to X implementados a nivel internacional.

3. IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS POWER TO X A NIVEL INTERNACIONAL

La tendencia creciente de la demanda energética mundial que da como resultado un aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, el aporte de evidencia científica acerca del cambio climático fueron factores que permitieron el nacimiento de activos en la lucha contra el cambio climático, como la convención marco de las naciones unidas y su conferencia anual de las partes. La COP 21 ratificada por 197 países determinó como principio rector de las políticas energéticas nacionales la transformación de la energía a un sistema más sostenible, con una reducción significativa de las emisiones de CO₂¹². En el marco de lo descrito, se ha dado una creciente introducción de las energías renovables al mix energético, por lo que equilibrar la generación y la demanda para la estabilidad de la red es cada vez más desafiante¹³.

La tecnología Power-to-Hydrogen (P2H) puede respaldar la integración de fuentes renovables fluctuantes de generación de energía y convertir la electricidad excedente en hidrógeno. En esta misma cadena de valor el Hidrógeno se puede transformar en Metano, Metanol, Amoníaco, entre otros. Esta cadena de uso del hidrógeno en diversas aplicaciones se conoce como “*Power to X*”. Estas características han permitido un interés especial en estas tecnologías. La primera demostración de este tipo de proyectos reportada en literatura es el proyecto HYSOLAR, en 1985, diseñado por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y la Universidad de Stuttgart, e implementado en dos países diferentes (Arabia Saudita y Alemania). *Power to X* se ha implementado en todos los continentes excepto en África, Europa lidera el camino con 154 proyectos.

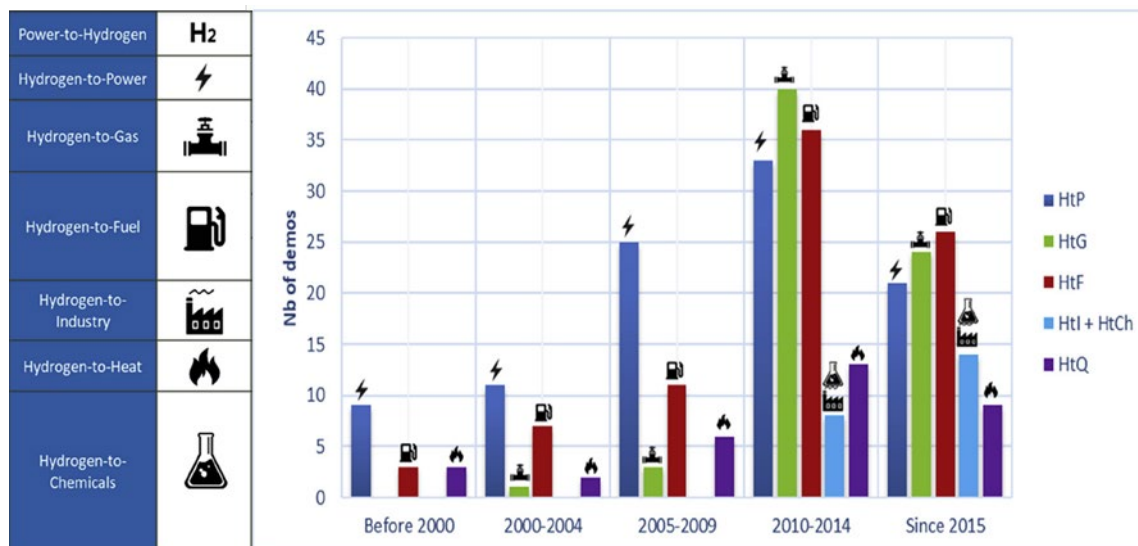
La Figura 7 muestra el establecimiento de nuevos proyectos *Power to X* a nivel internacional desde antes del año 2000. Se puede observar un aumento considerable a partir del año 2010 y una disminución después del 2014. También, un aumento importante

¹² United Nations. Paris agreement. 2015.

¹³ CHEHADE, Zaher, et al. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. En: International Journal of Hydrogen Energy. Octubre, 2019. vol. 44, no. 5.

en la implementación de tecnologías Power to Gas en el transcurso de los últimos 25 años, así como la importancia del metanol en estos proyectos. En general, se ha dado un crecimiento en la implantación de todas las tecnologías asociadas al hidrógeno.

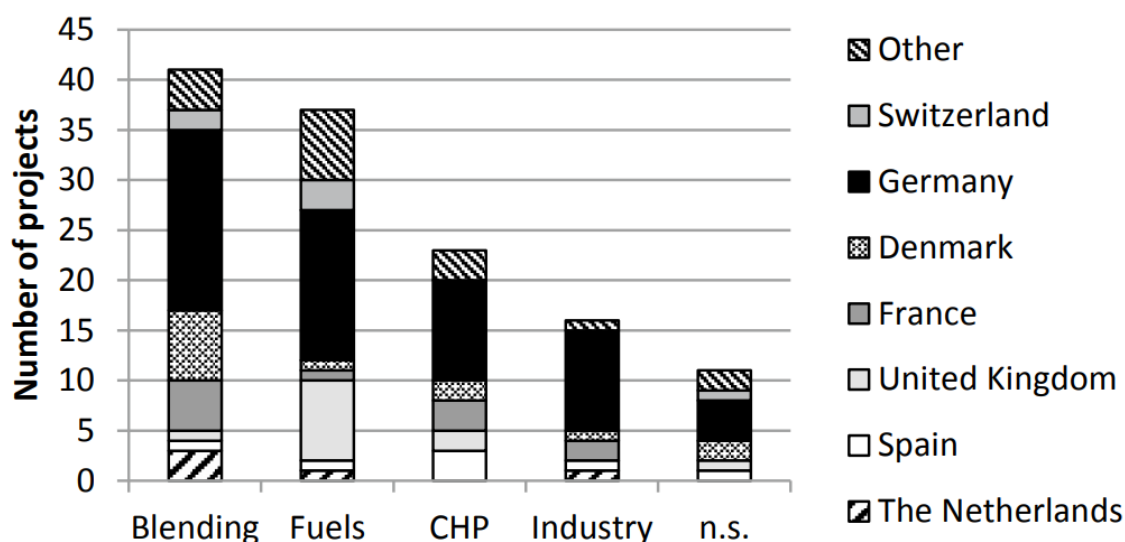
Figura 7. Evolución de las Tecnologías *Power to X* en los Últimos Años



Fuente: CHEHADE, Zaher, et al. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. En: International Journal of Hydrogen Energy. Octubre, 2019. vol. 44, no. 5.

En la Figura 8 se observa una distribución espacial de los proyectos “Power to X” en el continente europeo. Como se puede observar, Alemania lidera junto con Reino Unido la implementación de estas tecnologías. Entre los campos de aplicación se encuentran los procesos de mezcla en líneas, combustibles, procesos de producción de electricidad y calor y en la industria, siendo los principales la mezcla en línea y los combustibles.

Figura 8. Distribución Espacial de la Tecnología Power to X en Europa por Campo de Aplicación (n.s. no especificado)



Fuente: WULF, Christina; LINSEN, Jochen y ZAPP, Petra. Review of Power-to-Gas Projects in Europe. En: Energy Procedia. Noviembre, 2018. vol. 155, p. 367-378.

Teniendo en cuenta que la producción de hidrógeno es el eje principal de las tecnologías *Power to X*, es importante garantizar su origen bajo en carbono, por esta razón existen algunas iniciativas en curso con respecto a la certificación. En Europa, por ejemplo, el proyecto CERTIFHY tiene como objetivo establecer la primera Garantía de origen (GO) de hidrógeno verde que estará disponible para la venta en toda la UE¹⁴. También, se está llevando a cabo un esfuerzo por desarrollar políticas de apoyo a la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis (PtH). En Noruega, el hidrógeno producido a través de la electrólisis está exento de impuestos sobre el consumo de electricidad (aunque no de las tarifas de la red)¹⁵. En Países Bajos el Ministerio de Asuntos Económicos estableció un programa de subsidios para proyectos de energía, incluido un subsidio específico para proyectos relacionados con el hidrógeno¹⁶.

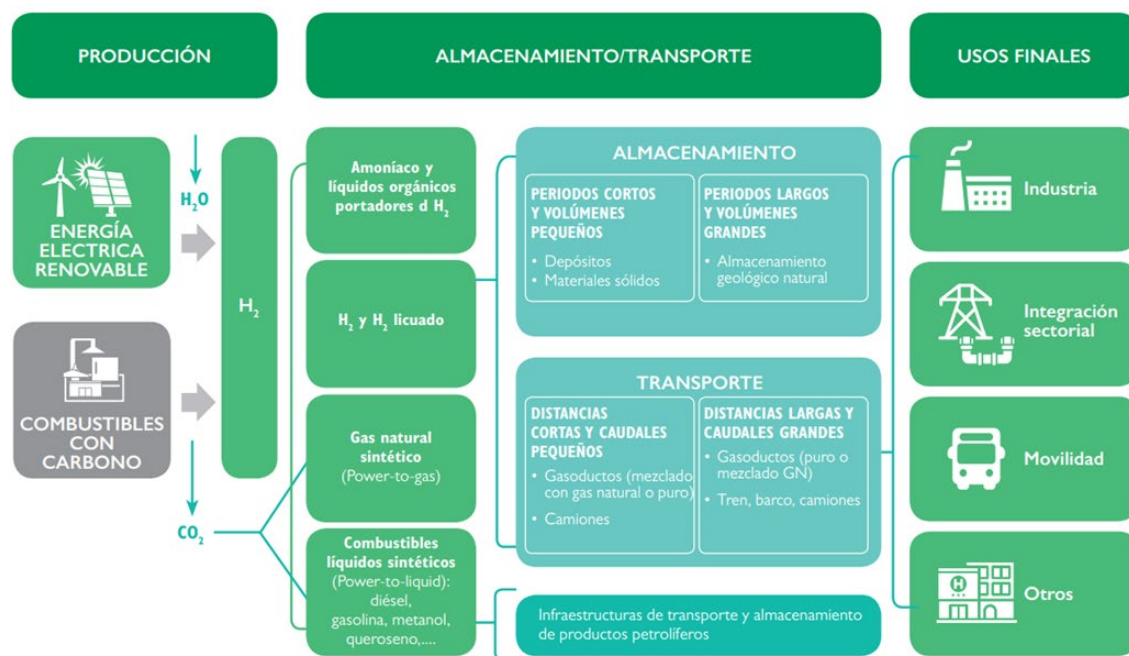
¹⁴ Vanhoudt W. CertifHy creating the 1st EU-wide guarantee of origin for green hydrogen. 12 June 2018.

¹⁵ Lovdata, Kapittel 3. Særskilte bestemmelser om de enkelte avgiftene. 2018

¹⁶ Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Subsidie Waterstof pilotregeling. 2018. Available at: <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/subsidieregeling-waterstof>

Sin embargo, así como existen incentivos, también existen aspectos del entorno donde se desarrollan los proyectos que dificultan su implementación y que deben ser evaluados a profundidad. Por ejemplo, como se ilustra en la Figura 9 la cadena de producción del hidrógeno consta de tres procesos principales: producción y almacenamiento, transporte y distribución y su uso final. Dentro de cada etapa existen criterios normativos, económicos, técnicos y socioambientales que se asocian a cada tecnología y se evalúan para determinar la factibilidad de su implementación.

Figura 9. Cadena del P2H desde Producción Hasta su Uso



Fuente: Gobierno de España. Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta para el hidrógeno renovable, Madrid 2020

3.1 CRITERIOS EVALUADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS POWER TO X

3.1.1 Criterios Normativos. Son aquellos asociados a las políticas energéticas nacionales y marcos normativos mal enfocados o no existentes que terminan por retrasar la implementación de los proyectos. Se requiere un mercado regulatorio propicio para impulsar el desarrollo del hidrógeno, pero se han tomado muy pocos o ningún esfuerzo para cambiar o corregir los marcos existentes para considerar los proyectos *Power to X*. En Francia, por ejemplo, se requieren permisos especiales para la producción y el almacenamiento de hidrógeno¹⁷. En España, independientemente de la cantidad de hidrógeno producido, es necesario tramitar y obtener la evaluación de impacto ambiental y la autorización ambiental integral¹⁸. En Italia como informó la Comisión Europea, se necesita la implementación de reformas estructurales ambiciosas, políticas fiscales e inversiones bien dirigidas para apoyar la transformación digital y sostenible¹⁹.

La información que permitió la construcción de la Figura 10, fue recolectada a través del proyecto HyLaw, el informe de la Agencia Internacional de Energía y el proyecto Store&Go, que identificaron barreras normativas y operativas en términos de clasificación, reglas de desagregación y procedimientos de autorización²⁰. En esta se puede observar el contexto normativo para tecnologías PtH y los procesos subsecuentes HtG, HtL, entre otros que completan la cadena de valor *Power to X*. La normativa francesa dificulta en cierto grado la producción de Hidrógeno, pero favorece la conversión de este a metano y a metanol. En Japón, por ejemplo, el marco legislativo dificulta en gran medida la producción de metano con una corriente de alimentación de Hidrógeno (H₂) pero favorece la producción de hidrógeno cuyo uso final sea como combustible. Aunado a las políticas de apoyo desarrolladas por algunos países, estos datos nos permiten inferir un marco favorable en la mayor parte de los países para las tecnologías *Power to X*.

¹⁷ INERIS, La réglementation de prevention des risques et de la protection del'environnement. Section 4715. Hydrogene (número CAS 133-74-0).

¹⁸ Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y controles integrados de la contaminación. December 2016.

¹⁹ European Commission. Semestre Europeo 2020: Valutazione dei Progressi in Materia di Riforme Strutturali, Prevenzione e Correzione Degli Squilibri Macroeconomici e Risultati Degli Esami Approfonditi a Norma del Regolamento (UE) n. 1176/2011; Brussels, Belgium, 2020

²⁰ DOLCI, Francesco, et al. Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. International Journal of Hydrogen Energy. Mayo, 2019. vol. 44, no. 23

Figura 10. Contexto Normativo Europeo para Tecnologías PtX

Country	BE	FR	DE	IT	JP	NZ	NO	ES	NL	UK
PtH										
HtP										
HtF-H2										
HtF-H2										
HtF-S										
HtF-G										
HtG-H2										
HtG-M										
HtI										
HtCh										
HtQ										
favourable context										
somehow favourable										
somehow difficult										
difficult context										
no information										

Fuente: DOLCI, Francesco, et al. Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. International Journal of Hydrogen Energy. Mayo, 2019. vol. 44, no. 23

3.1.2 Criterios Económicos. Son aquellos que dificultan la penetrabilidad de las tecnologías en el mercado por su impacto negativo en la sostenibilidad económica del proyecto.

La literatura coincide con el hecho de que las principales barreras económicas se refieren a (i) inversiones (CAPEX), (ii) costos operativos (OPEX) y (iii) costo final de producción, que incluye generación, almacenamiento y transporte²¹.

En la Tabla 4 se describen, según promedios de consumo de energía y datos extraídos de literatura, el CAPEX, OPEX y costo de almacenamiento por unidad de energía para el P2H, las baterías eléctricas, plantas de almacenamiento de agua bombeada (PSH), y plantas de almacenamiento de aire comprimido (CAES). Los datos muestran que la

²¹ Hydrogen Council. Path to Hydrogen Competitiveness. A Cost Perspective; Hydrogen Council: Brussels, Belgium, 2020

tecnología más costosa por Kw de energía en cada uno de los criterios es el Hidrógeno, por tanto, resulta oportuno para su implementación la aplicación de estrategias de incentivos, exenciones fiscales, subsidios, entre otras, para fomentar su aceptación en el mercado.

Tabla 4. CAPEX Y OPEX por Unidad de Energía Almacenada kW

Criterios Económicos			
Tecnologías	CAPEX (€/KW)	OPEX (€/KW)	Costo de Almacenamiento Nivelado (€/MWh)
P2H	1360-4674	140-170	250-370
Baterías Eléctricas	874-4182	65-125	150-750
Plantas PSH	1030-1675	75-85	50-250
Plantas CAES	774-1338	68-80	75-325

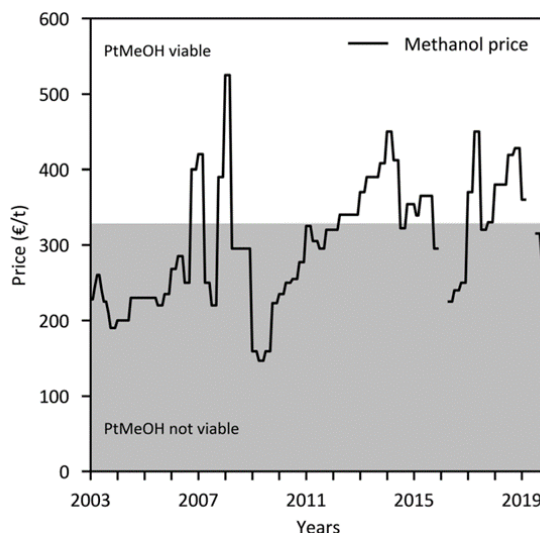
Fuente: Modificado de SACCANI, Cesare; PELLEGRINI, Marco y GUZZINI, Alessandro. Analysis of the Existing Barriers for the Market Development of Power to Hydrogen (P2H) in Italy. *Energies*. 16, septiembre, 2020. vol. 13, no. 18.

Respecto al Metanol, (DIETERICH, Vincent, & et al, 2020) basados en diversas referencias consultadas, determinaron un rango específico del precio de producción del metanol con diferentes métodos entre los 300 y 900 €/tMeOH, influenciado principalmente por el precio de la electricidad. El precio del Metanol en el mercado ha sido variable en los últimos años, alcanzando un valor de 260€ a finales del 2020²².

La Figura 11 contiene los precios históricos del metanol en Europa comparados con una línea base del precio promedio de la implementación de la tecnología *Power to Methanol* económicamente viable establecida en los análisis técnico económicos encontrados en la literatura consultada. Como se puede ver, el éxito en la implementación de esta tecnología depende directamente de las regulaciones del mercado asociadas con la oferta y la demanda del producto.

²² DIETERICH, Vincent, et al. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science*. 2020. vol. 13, no. 10, p. 3207-3252.

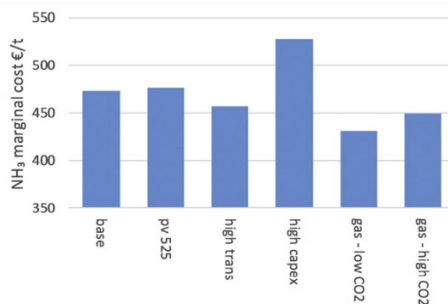
Figura 11. Histórico del Precio del Metanol en Europa vs el Precio del PtMeOH Económicamente Viable



Fuente: DIETERICH, Vincent, et al. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. Energy & Environmental Science. 2020. vol. 13, no. 10, p. 3207-3252.

Los costos promedios de la producción de Amoníaco sintético en diferentes escenarios se muestran en la Figura 12. Cuando el precio de las emisiones de CO₂ aumenta, la proporción óptima de costes de energías renovables también aumenta al igual que la producción del NH₃. El costo marginal de producción de NH₃ según la literatura varía entre 431 y 528 €/t²³.

Figura 12. Costo Marginal de Producción de NH₃ Sintético en Diferentes Escenarios



²³ IKÄHEIMO, Jussi, et al. Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. International Journal of Hydrogen Energy. Septiembre, 2018. vol. 43, no. 36, p. 17295-17308

Fuente: IKÄHEIMO, Jussi, et al. Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system. International Journal of Hydrogen Energy. Septiembre, 2018. vol. 43, no. 36, p. 17295-17308

3.1.3 Criterios Técnicos. Aquellos operativos, relacionados con la generación y almacenamiento, transporte y uso final de las tecnologías Power to X.

Dentro de esta cadena se tienen en cuenta la energía utilizada (renovable o convencional), KWh alimentados, instalaciones y equipos, variables termodinámicas de los procesos, almacenamiento de energía, medio de transporte e instalaciones para uso final, entre otros.

Dentro de estos criterios, algunos autores coinciden en que el principal es la eficiencia relativamente baja de la electrólisis del agua en comparación con otros sistemas de energía²⁴. Su eficiencia, variables operativas, costos, consumo, entre otros aspectos, dependen directamente del tipo de electrolizador que se use y del fabricante. La tabla 5 muestra algunos de los parámetros de operación de un electrolizador alcalino. Los caudales de producción varían dependiendo del fabricante, sin embargo, la presión máxima y el consumo energético es muy similar en todos los casos. En el marco de lo descrito, la implementación de un electrolizador alcalino en este caso quedaría sujeto a la ubicación del proyecto y a la cantidad de hidrógeno que se desee almacenar.

Tabla 5. Parámetros de Operación de un Electrolizador Alcalino

Fabricante	Tecnología	Caudal de Producción (m3(STP)/h)	Presión Máxima (bar)	Consumo de Energía (kWh/m3) (STP)	Ubicación
Hydrogenics	Bipolar	10-60	10-25	5.2-5.4	Canadá
Sagim S.A.	Bipolar	1-5	10	5	Francia
Teledyne Sistema Enegy	Bipolar	2.8-56	10	5	USA

Fuente: SCHIEBAHN, Sebastian, et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy. Abril, 2015. vol. 40, no. 12, p. 4285-4294

²⁴ Dixon, R.K. Advancing towards a hydrogen energy economy: Status, opportunities and barriers. Mitig. Adapt. Strateg. Glob. Chang. 2007, 12, 305–321

Por otro lado, en la tabla 6 observamos los parámetros de operación de un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM). Se distinguen rangos mucho más amplios entre variables operativas por cada fabricante. Respecto a la presión, los que soportan mayor carga en las condiciones de trabajo son los fabricados por la empresa Giner ubicada en estados Unidos, sin embargo, su consumo es considerablemente más alto. En este caso, para su implantación es muy importante tener en cuenta los costos operativos.

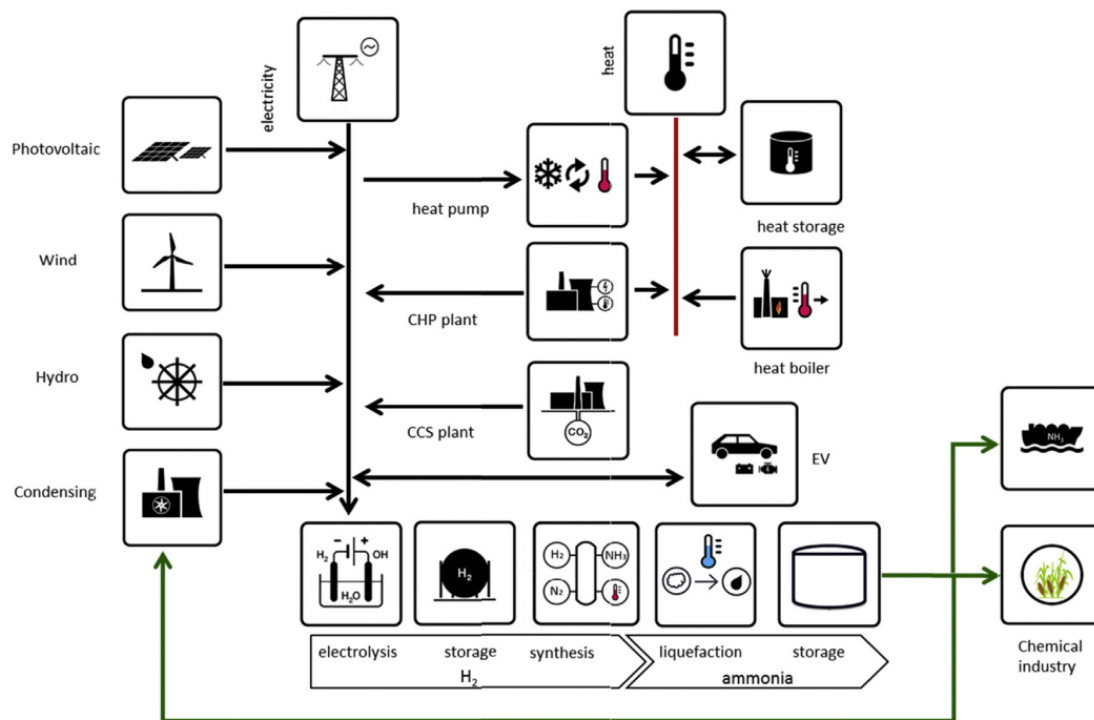
Tabla 6. Parámetros de Operación de un Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones (PEM)

Fabricante	Tecnología	Caudal de Producción (m ³ (STP)/h)	Presión Máxima (bar)	Consumo de Energía (kWh/m ³ (STP))	Ubicación
Hydrogenics	Bipolar	1	7,9	7,2	Canadá
Giner	Bipolar	3,7	85	20	USA
H-TEC Systems	Sin detalle	0.3-0.4	30	5-5.5	Alemania

Fuente: SCHIEBAHN, Sebastian, et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy. Abril, 2015. vol. 40, no. 12, p. 4285-4294

El tipo de generación de energía que se acoplará a la red de alimentación del electrolizador también es un criterio importante. El esquema de un modelo del sistema energético para el amoniaco se muestra en la Figura 13. El sistema de energía se muestra a la izquierda, el sistema de calefacción urbana a la derecha y el sistema de amoníaco en la parte inferior. Las diferentes regiones están conectadas a través de la transmisión de electricidad. Generalmente, la alimentación de los electrolizadores se lleva a cabo con corriente continua. En este contexto, la energía proveniente de un panel fotovoltaico podrá alimentarse directamente al electrolizador, sin embargo, para un aerogenerador o una hidroeléctrica será necesario un inversor que permita la conversión de corriente alterna en corriente continua antes de ingresar al electrolizador.

Figura 13. Modelo del Sistema Energético del Amoniaco



Fuente: IKÄHEIMO, Jussi, "International Aspects of A Power to Ammonia Roadmap: A Report Prepared For The World Energy Council, Germany"; 2018. p. 20

El almacenamiento es una etapa esencial dentro de los proyectos *Power to X*, por lo tanto, es un criterio de mucho peso al momento de realizar los estudios de viabilidad. Por ejemplo, el hidrógeno requiere una densidad de energía baja para un trabajo de alta compresión, lo que reduce la eficiencia del ciclo completo y ejerce una presión relativamente alta sobre la operación para un almacenamiento y transporte efectivos²⁵. De acuerdo con la densidad del hidrógeno (0,0899 kg/Nm³) se requieren grandes volúmenes o presiones para almacenar una determinada cantidad de energía. Si bien representa la única forma de aumentar la densidad del gas, la compresión genera una pérdida de energía adicional, de acuerdo con la eficiencia del compresor. Por ejemplo,

²⁵ Felderhoff, M.; Weidenthaler, C.; Von Helmolt, R.; Eberle, U. Hydrogen storage: The remaining scientific and technological challenges. *Phys. Chem. Chem. Phys.* 2007, 9, 2643–2653.

los compresores de hidrógeno comerciales declaran eficiencias en el rango de 65 a 85 % hasta 70 bar, mientras que se pueden alcanzar valores de hasta 52 % en el caso de presiones más altas, es decir, hasta 350 bar. Otros temas son las limitaciones a la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural. El porcentaje de mezcla de hidrógeno permitido actualmente en la red de gas natural puede variar del 1% en Finlandia al 6% en Francia²⁶.

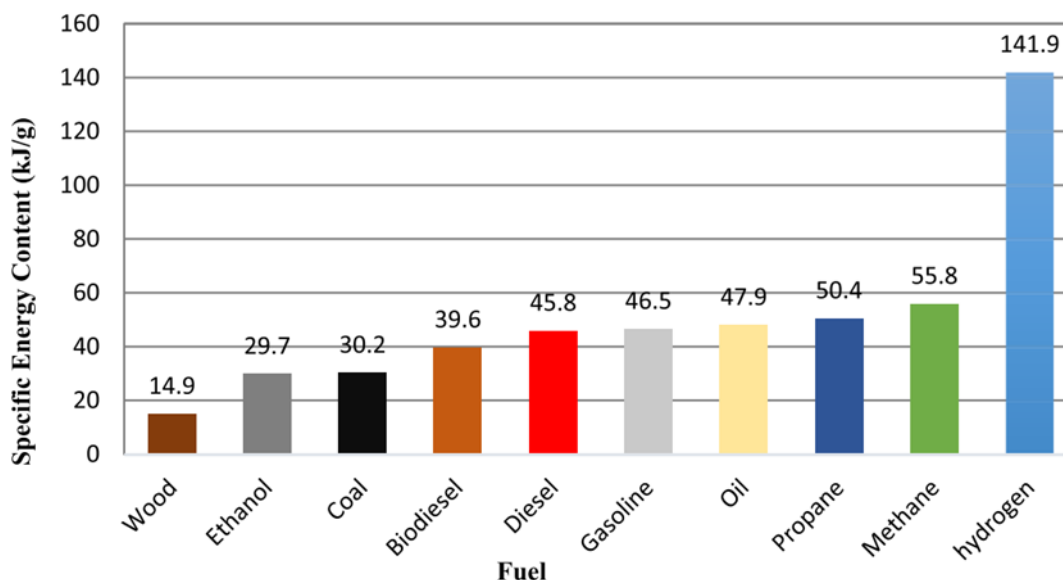
3.1.4 Criterios Socio-ambientales. Están relacionados con la falta de conocimiento, familiaridad y aceptación general de P2H por parte de los ciudadanos y usuarios finales. También, con la producción de energías responsables con el medio ambiente. En el pasado, se reconoció el escaso interés de los responsables políticos en el potencial de las tecnologías *Power to X*, especialmente del hidrógeno. Sin embargo, en los últimos años, ha habido un cambio de paradigma, pero aún se requieren políticas y apoyo público para hacer factible el desarrollo de estas tecnologías, incluidas estrategias dedicadas capaces de garantizar la aceptación social de los usuarios finales²⁷.

La Figura 14 muestra el calor específico de diferentes combustibles. Con un poder calorífico mayor, la reacción de combustión es mucho más eficiente y por tanto disminuye la cantidad de dióxido de carbono producido. Esto demuestra porque es menos contaminante el metano que la gasolina. Como se puede observar el poder calorífico del Hidrógeno supera por mucho a los demás combustibles, además de que su combustión no genera emisiones. En este contexto, sus emisiones están asociadas solamente a la energía utilizada para alimentar el electrolizador, que al provenir de fuentes limpias contribuye significativamente a la disminución de los Gases de Efecto Invernadero (GEI).

²⁶ IEA Limits on Hydrogen Blending in Natural Gas Networks. Available online: <https://www.iea.org/data-andstatistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018>

²⁷ Kumar, P.; Britter, R.; Gupta, N. Hydrogen fuel: Opportunities and barriers. J. Fuel Cell Sci. Technol. 2009, 6, 0210091–0210097.

Figura 14. Calor Específico de Diferentes Combustibles



Fuente: SULEMAN, F.; DINCER, I. y AGELIN-CHAAB, M. Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options. International Journal of Hydrogen Energy. Junio, 2015. vol. 40, no. 21, p. 6976-6987.

3.2 PROYECTOS P2H EN EL MUNDO

3.2.1 Proyecto PURE (Promoción de Energías Renovables de UNST). El proyecto PURE es un proyecto pionero en la isla de Unst la isla más grande al norte de Escocia. En esta isla se presentan constantemente fuertes corrientes de viento. El proyecto PURE es un proyecto que demuestra cómo se pueden combinar la energía eólica y la tecnología del hidrógeno para satisfacer las necesidades energéticas de un polígono industrial rural remoto. Este es el primer proyecto de energía renovable propio de la comunidad de este tipo en el mundo y representa un hito importante en el desarrollo de sistemas de energía verde.

El sistema fue desarrollado por la universidad Robert Gordon en asociación con la empresa Unst Partnership, SIGEN Ltd. a través del esquema de Asociación de

Transferencia de Conocimiento del Departamento de Industria y Comercio. Es un proyecto a pequeña escala con un presupuesto de €350.000.

La figura 15 muestra el proyecto PURE. Este proyecto se inauguró en mayo del año 2005²⁸ y como fuente de energía principal cuenta con un aerogenerador, sin embargo, permite que el acople de cualquier recurso renovable. Tiene 2 turbinas acopladas, que aportan 15 KW cada una, un inversor y un electrolizador (PEM) que maneja un caudal nominal de 3,55 m³/h a condiciones Normales (Nm³/h). Para la distribución cuenta con un dispensador de cilindros de hidruro, estos se usan en un vehículo híbrido y otras aplicaciones de hidrógeno como alternativa a los combustibles fósiles²⁹.

Figura 15. Proyecto PURE isla Unst al Norte de Escocia



Fuente: GAZEY, R.; SALMAN, S. K. y AKLIL-D'HALLUIN, D. D. A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. Journal of Power Sources. Julio, 2006. vol. 157, no. 2, p. 841-847.

El proyecto aprovecha las altas velocidades del viento que se presentan en la isla. Cuando las velocidades aumentan, se aprovecha el exceso de energía para activar

²⁸ <http://www.pure.shetland.co.uk>.

²⁹ GAZEY, R.; SALMAN, S. K. y AKLIL-D'HALLUIN, D. D. A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. Journal of Power Sources. Julio, 2006. vol. 157, no. 2, p. 841-847.

unidades de almacenamiento de calor. Los calentadores también almacenan energía térmica para uso futuro en el lugar donde se requiera.

El proyecto PURE trajo beneficios indirectos para aproximadamente 650 personas en la isla. Los visitantes del proyecto han generado más de 150 pernoctaciones de comercio adicional de alojamiento turístico en la isla desde su apertura oficial en mayo de 2005. Esto equivale a más de €7000 de ingresos adicionales para la economía local³⁰.

3.2.2 Proyecto FH2R Fukushima. El Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón promueve la adopción de hidrógeno en su Estrategia Básica de Hidrógeno publicada en diciembre de 2017. En este contexto y con miras a expandir el uso en energías renovables la Organización de Desarrollo de Tecnología Industrial y Nuevas Energías (NEDO), Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation (Toshiba ESS), Tohoku Electric Power Co., Inc. e Iwatani desarrollaron el Campo de Investigación de Energía de Hidrógeno de Fukushima (FH2R). Su construcción inició en 2018 y se inauguró en marzo de 2020 con una unidad de producción de hidrógeno de 10 MW. FH2R puede producir hasta 1.200 Nm³/h utilizando energía renovable. Se adapta a las fluctuaciones de energía y produce hidrógeno verde de bajo costo.

El proyecto FH2R se muestra en la figura 16. La fuente de energía principal se basa en una planta de energía solar fotovoltaica y una red de distribución que abarca un área de 180000 m². Se alimentan 10 MW de energía renovable a un electrolizador con capacidad para producir, almacenar y suministrar hasta 1200 Nm³/h de hidrógeno por hora. FH2R utiliza 20 MW de instalaciones de generación de energía solar en un sitio de 180 000 m² junto con la energía de la red para realizar la electrólisis del agua en una unidad de producción de hidrógeno de 10 MW de energía renovable, la más grande del mundo. Tiene capacidad para producir, almacenar y suministrar hasta 1.200 Nm³ de hidrógeno

³⁰ GAZEY, R.; SALMAN, S. K. y AKLIL-D'HALLUIN, D. D. *Op. Cit.*

por hora (potencia nominal de funcionamiento). El hidrógeno producido en FH2R se transporta principalmente en remolques de tubos de hidrógeno y paquetes de hidrógeno, que se suministran a los usuarios de Fukushima, el área metropolitana de Tokio y otras regiones. Este hidrógeno alimenta sistemas estacionarios de celdas de combustible de hidrógeno, dispositivos de movilidad, automóviles, autobuses, entre otros³¹.

Figura 16. Campo de Investigación de Energía de Hidrógeno de Fukushima (FH2R)

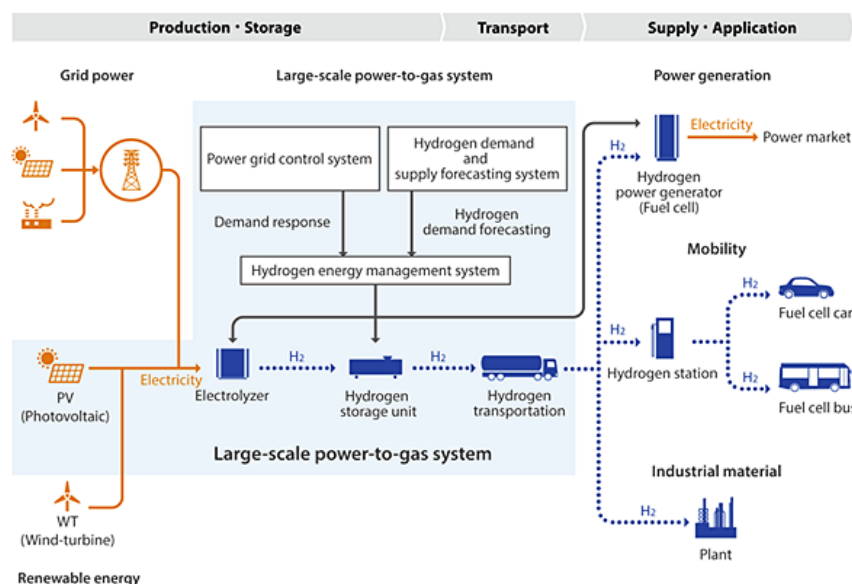


Fuente: https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html

Como se observa en la figura 17, FH2R también cuenta con un sistema de respaldo de aerogeneradores, una unidad de almacenamiento de Hidrógeno y un sistema de control para las fluctuaciones de energía eléctrica.

³¹ https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html

Figura 17. Esquema de Funcionamiento de FH2R



Fuente: Zaher Chehade, Christine Mansilla, Paul Lucchese, Samantha Hilliard, Joris Proost. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. International journal of hydrogen energy 44 (2019) 27637 -27655

3.2.3 Comparativo de Criterios Proyectos de Hidrógeno Reportados en la Literatura.

La tabla 7 muestra los criterios principales que se tuvieron en cuenta en cada uno de los proyectos PtH relacionados anteriormente. La descripción realizada acerca de estos criterios durante este capítulo permite un análisis del contexto en el que cada proyecto se realizó.

El proyecto PURE se desarrolló en el Reino Unido y como muestra la figura 9, respecto al hidrógeno la normativa en este país es favorable. Sin embargo, a pesar de que en Japón la regulación dificulta este tipo de proyectos, la estrategia básica de hidrógeno señala un camino a seguir para su desarrollo.

También, se puede observar una diferencia notable en la dimensión de los proyectos. Un proyecto con una capacidad de $3,55 \text{ Nm}^3/\text{h}$ necesita una alimentación de 30 KW y es suficiente para beneficiar a una comunidad de 650 personas, sin embargo, producir 1200

Nm³/h requiere una alimentación de 20 MW, pero beneficia a regiones y áreas metropolitanas completas.

Tabla 7. Comparativo de Proyectos PtH a Nivel Internacional

Criterio / Información	Proyecto PURE	Proyecto FH2R
País	Reino Unido	Japón
Año	2005	2020
Normativa	Para proyectos de Hidrógeno en el Reino Unido es favorable	Estrategia Básica de Hidrógeno de Japón 2017
Económico	Costo total del proyecto €350.000	No especificado
Operativo	• Energía renovable utilizada: Energía Eólica • Capacidad de alimentación: 30 KW • Capacidad de producción de Hidrógeno: 3,55 Nm³/h • Almacenamiento: Cilindros de Hidruro • Uso final: Unidades de almacenamiento de calor, vehículos híbridos y otros.	• Energía renovable utilizada: Solar fotovoltaica • Capacidad de alimentación: 20 MW • Capacidad de producción de Hidrógeno: 1200 Nm³/h • Almacenamiento: Tanque de almacenamiento • Transporte: Remolques de tubos de hidrógeno • Uso final: Estaciones de Hidrógeno, Celdas de combustible de hidrógeno
Socio Ambiental	• Ambientales: disminución de la huella de carbono, pues permite el uso de vehículos híbridos y el almacenamiento de calor para épocas de frío. Aprovecha los fuertes vientos que se presentan en la isla • Sociales: Aproximadamente 650 personas generando ingresos de más de €7.000.	• Ambientales: Expansión del uso de Energías renovables y disminución de la huella de carbono. Aprovecha un área de 180.000 m² y la radiación presente para generación de energía. • Sociales: suministro de energía limpia a los usuarios de Fukushima, el área metropolitana de Tokio y otras regiones.

3.3 PROYECTOS P2G EN EL MUNDO

3.3.1 Planta Audi e-Gas en Werlte. Esta planta está ubicada en el Municipio de Werlte al norte de Alemania y se puede observar en la figura 18. Entró en funcionamiento en el año 2013 y se basa en la metanización catalítica de hidrógeno puro y dióxido de carbono en un único reactor isotérmico³².

Figura 18. Planta Audi e-Gas

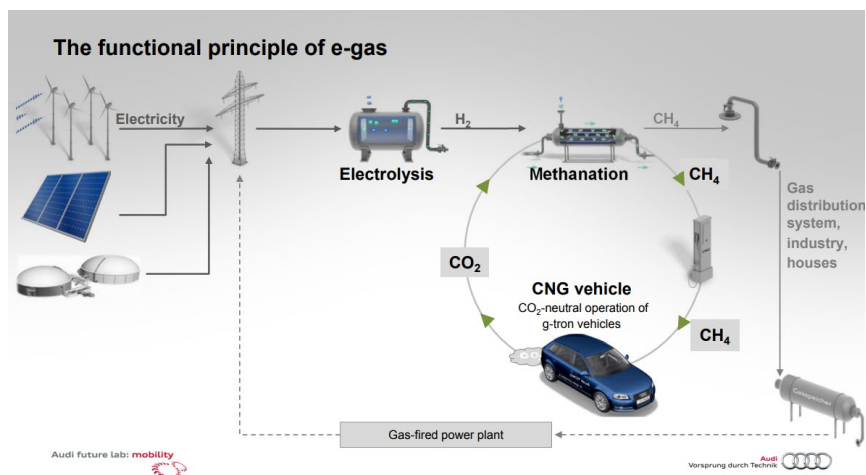


Fuente: Otten R. The first industrial PtG plant – Audi e-gas as driver for the energy turnaround. CEDEC Gas Day. Verona, May 2014.

Como se observa en la Figura 19 las fuentes de alimentación de energía son aerogeneradores y celdas fotovoltaicas. La electricidad se dirige al sistema de electrolisis y el hidrógeno producido es bombeado a una unidad de Metanización que también se alimenta con CO₂. Finalmente, el metano producido se envía a estaciones de gas natural vehicular y a los sistemas de distribución de la industria y los hogares.

³² Rieke S. Catalytic methanation – the Audi e-gas project as an example of industrialized technology for Power to gas. REGATEC 2015, Barcelona, Spain; 2015

Figura 19. Esquema de Funcionamiento Planta Audi e-gas



Fuente: Otten R. Balanced mobility. Encounter - The Audi Technology Magazine; 2011:36–41

La Figura 20 y la Figura 21 muestran la unidad de Metanización y los electrolizadores respectivamente. El hidrógeno proviene de electrolizadores alcalinos de 3×2,0 MW alimentados por un parque eólico marino en el Mar del Norte, que consta de 4 turbinas de 3,6 MW y está cofinanciado por Audi AG y una empresa regional de suministro de energía³³.

La unidad de Metanización tiene una eficiencia del 54% (obteniendo así un contenido energético de 13,85 kWh/kg). El caudal máximo de salida de la instalación es de 325 Nm³/h, pero solo se espera una producción de unas 1000 t/año debido a que la disponibilidad de energía renovable es de 4000 horas al año³⁴.

El ciclo del mercado de gas de la planta se completa con la nueva gama de vehículos contruidos por Audi (Audi g-tron) con motores a gas. Para la implementación de la planta se tuvo en cuenta la infraestructura existente en el momento, pues se contaba con líneas

³³ Köbler J. Balanced mobility. Encounter - The Audi Technology Magazine; 2011:36–41

³⁴ Otten R. The first industrial PtG plant – Audi e-gas as driver for the energy turnaround. CEDEC Gas Day. Verona, May 2014

de gas activas y facilidades asociadas al metano. También, la penetrabilidad del metano en el mercado, pues es un combustible utilizado a nivel mundial³⁴.

Figura 20. Unidad de Metanización



Fuente: BENJAMINSSON, Gunnar. BENJAMINSSON, Johan. RUDBERG, Robert. Power to-Gas: a technical review, 2013.

3.3.2 MicrobEnergy – BioPower to Gas. Según Heller³⁵ BioPower2Gas es la primera planta *Power to Gas* basada en metanización biológica que ha alcanzado el estatus comercial en el mundo. Se ha construido en un proyecto de 3 años ubicado en Allendorf (Alemania) que se puso en marcha en septiembre de 2013. La primera inyección de GSN a la red nacional de gas tuvo lugar en marzo de 2015, y la certificación de finalización de la planta se obtuvo en abril de 2015³⁶.

La planta PtG (Ver Figura 22) está compuesta por 2 electrolizadores PEM de 180 kW y un reactor biológico de 5m³. Los electrolizadores pueden producir hasta 60Nm³/h con un costo promedio de 1200 €/kW³⁷.

³⁵ Heller, T. First commercial PtG-plant with biological methanation goes live. 2015. Viessmann

³⁶ Ibid.

³⁷ Schmack U. Wasserstoff biologisch methanisieren - Praxis und Perspektiven. Jahreskonferenz Power to Gas 2015, Berlin, Germany; 2015.

Figura 21. Electrolizadores



Fuente: BENJAMINSSON, Gunnar. BENJAMINSSON, Johan. RUDBERG, Robert. Power to-Gas: a technical review, 2013.

Dentro de las contribuciones a los objetivos del desarrollo sostenible, esta tecnología permite integrar las energías renovables al proporcionar una reserva operativa positiva que permita estabilizar la red eléctrica. También contribuye a la reducción de Gases de efecto invernadero en la atmosfera.

Figura 22. Planta *Biopower to Gas*



Fuente: Schmack U. Wasserstoff biologisch methanisieren - Praxis und Perspektiven. Jahreskonferenz Power to Gas 2015, Berlin, Germany; 2015.

3.3.3 Proyecto Mega-Store. El proyecto ubicado en Lemvig Biogasanlæg Amba en Dinamarca se desarrolló por la Universidad Aarhus en el año 2013 como una planta para mejorar el biogás mediante Metanización catalítica. La planta consta de una unidad de limpieza y un reactor de Metanización. En primer lugar, un proceso catalítico de dos pasos purifica el biogás y convierte los contaminantes en micronutrientes para aplicaciones en lodos.

Así, el contenido de H_2S se mantiene por debajo de 30 ppb. Después de la limpieza, el biogás se metaniza utilizando hidrógeno embotellado, en un solo reactor refrigerado por aire³⁸.

Figura 23. Proyecto Mega - Store Dinamarca



Fuente: Møller P, Yde L. MeGa-stoRE final report (Project no. 12006). Aarhus: Aarhus University; 2014.

³⁸ Møller P, Yde L. MeGa-stoRE final report (Project no. 12006). Aarhus: Aarhus University; 2014

La concentración del metano producido esta entre el 97 y 99%. El caudal de biogás alimentado es de 720 L/h y la presión de funcionamiento es de 8 bares. El presupuesto del proyecto asciende a 3,5 millones de euros con el fin de producir 10 Nm³/h de metano³⁹.

3.3.4 Comparativo de Criterios Proyectos *Power to Gas* Reportados en la Literatura.

La tabla 8 muestra los criterios principales que se tuvieron en cuenta en cada uno de los proyectos PtG relacionados anteriormente. Alemania es el país pionero en proyecto PtX, por tanto, se puede inferir que sus regulaciones son favorables para estos proyectos. Según la figura 9 la normativa para la tecnología PtG en Dinamarca permite un contexto favorable. Es importante notar, que en esta tecnología el biogas toma un papel relevante como fuente de energía, sin embargo, hasta la fecha se han implementado proyectos de biopower to gas con capacidades de producción mucho menores que sí se usan otras fuentes de alimentación.

Tabla 8. Comparativo de Proyectos PtG a Nivel Internacional

Criterio / Información	Audi e-gas	MicrobEnergy	MegaStore
País	Alemania	Alemania	Dinamarca
Año	2013	2015	2013
Normativa	Favorable	Favorable	Favorable
Económico	No especifica	1200 €/kW	3,5 millones €
Operativo	• Energía renovable utilizada: Eólica y fotovoltaica • Capacidad de alimentación: 3,6 MW • Capacidad de producción de gas: 325 Nm³/h	• Fuente de energía: Biogas • Capacidad de alimentación: 180 KW	• Fuente de energía: Biogas • Qgas alimentado: 720L/h • Pureza del gas: 97-99%

³⁹ Yde L. Opnåede resultater i MeGa-stoRE-projektet og perspektivering. Aarhus: DGF's Gastekniske Dage, Aarhus University; 2015.

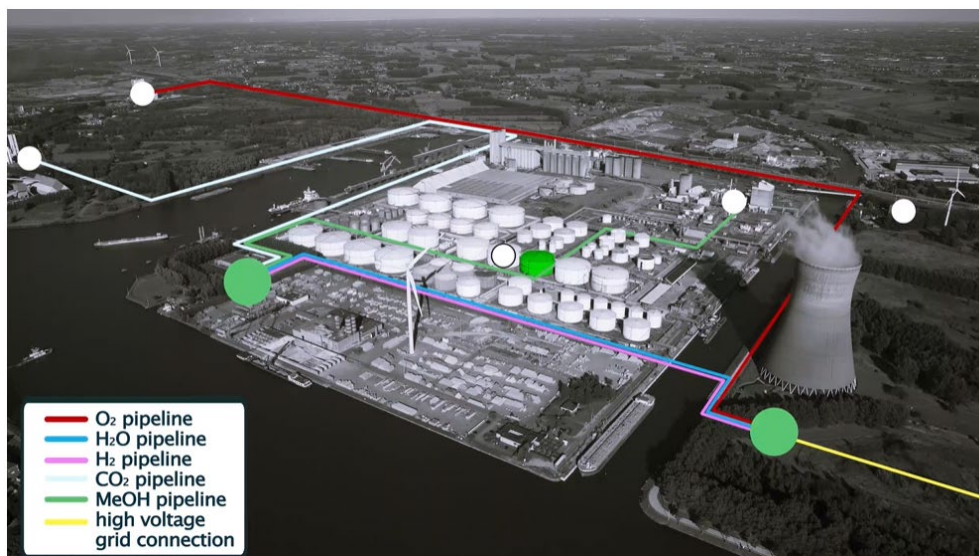
Criterio / Información	Audi e-gas	MicrobEnergy	MegaStore
	- Almacenamiento: Distribución directa - Uso final: Estaciones de gas natural vehicular, industria y hogares.	- Capacidad de producción de gas: 60 Nm³/h - Uso final: Inyección de Gas a la red de tubería.	- Capacidad de producción de gas: 10 Nm³/h - Uso final: Inyección de Gas a la red de tubería.
Socio Ambiental	- Para el Audi g-tron movilidad con CO₂ neutro. - Impulsos para la expansión de las fuentes renovables de energía	Reserva operativa positiva para estabilizar la red eléctrica. Reducción de GEI en la atmósfera.	Reserva operativa positiva para estabilizar la red eléctrica. Reducción de GEI en la atmósfera.

3.4 PROYECTOS *POWER TO METHANOL* EN EL MUNDO

3.4.1 El proyecto *North – C Methanol*. La Figura 24 permite observar las instalaciones del complejo North – C, el complejo *Power to Methanol* más grande del mundo ubicado en Bélgica y conformado por 10 socios del sector público y privado. Utilizan emisiones de CO₂ de fuentes puntuales y la energía eléctrica que alimenta el sistema de electrólisis se genera a partir de energía eólica. La planta genera localmente hasta 46.000 toneladas anuales de metanol "verde", que se puede utilizar como materia prima para las industrias química y de energías renovables, así como combustible para el transporte⁴⁰.

⁴⁰ <https://bioenergyinternational.com/belgian-stakeholders-launch-north-c-methanol-project/>

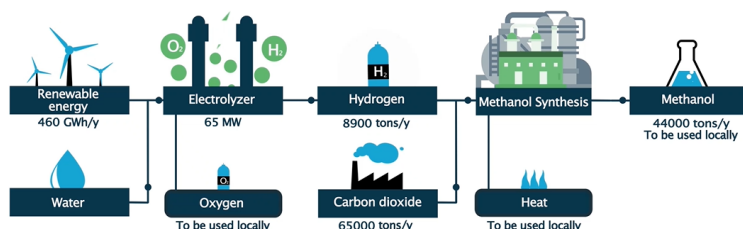
Figura 24. Planta North - C Metanol



Fuente: <https://bioenergyinternational.com/belgian-stakeholders-launch-north-c-methanol-project/>

En la Figura 25 se muestra el esquema asociado a la planta de producción de Metanol. Como se puede observar, también se genera oxígeno que se distribuye para su uso en siderúrgicas. La energía eléctrica se genera a través de aerogeneradores, con un suministro total de 460 GWh cada año. El electrolizador de 65 MW tiene la capacidad de producir 8900 toneladas de hidrógeno cada año. La planta captura un total de 65000 toneladas de Co₂ y sintetiza un total de 44000 toneladas de Metanol que se envían al puerto del mar del norte anualmente⁴¹.

Figura 25. Esquema de Producción de Metanol Proyecto North-C



⁴¹ https://northccuhub.eu/north-c-methanol/#Why_methanol

Fuente: https://northccuhub.eu/north-c-methanol/#Why_methanol

North-C-Metanol inició con un estudio preliminar en 2018 e implemento su primera demostración a gran escala en 2020, actualmente representa una inversión de 140 millones de euros. El metanol se utiliza como materia prima para la producción a gran escala de Metilamínas, Formaldehídos, Biodiesel, ácido acético, entre otros, así como combustible alternativo⁴².

3.4.2 Planta *George Olah*. La planta de metanol renovable de George Olah ubicada en Islandia (ver Figura 26) se puso en marcha en 2011. Es la primera producción de combustible a partir de CO₂ a escala industrial. Su construcción marcó un hito significativo en el campo de la captura y utilización de carbono, ya que fue la primera instalación de producción a escala industrial jamás construida que utilizó gas residual de dióxido de carbono como recurso para la producción de metanol.

Cuatro años más tarde, debido al diseño modular de la planta y la escalabilidad inherente de la tecnología, la capacidad de producción pasó de 1300 a 4000 toneladas por año, lo que se traduce en el reciclaje de 5500 toneladas de emisiones de dióxido de carbono⁴³.

Figura 26. Planta de Metanol Renovable de George Olah



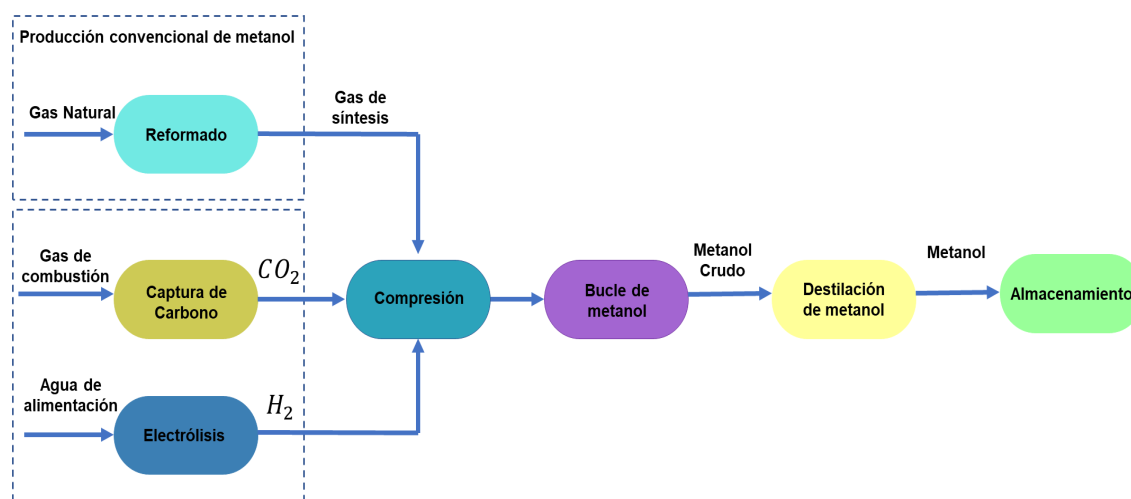
Fuente: <https://www.carbonrecycling.is/projects#finnfjord-emethanol>

⁴² <https://northccuhub.eu/>

⁴³ <https://www.carbonrecycling.is/projects#finnfjord-emethanol>

La Figura 27 permite observar el esquema interno de la planta de producción de metanol. Esta cuenta con un sistema de producción de Metanol con reciclaje de Carbono (CRI). Teniendo en cuenta el alto potencial Geotérmico de Islandia, existen plantas con generación de gases de Combustión. La planta George Olah, toma el CO_2 de los gases de combustión de una planta de energía geotérmica cercana y los somete a un proceso de tratamiento en el cual se purifican y se alimentan a un compresor. El hidrógeno se genera utilizando un electrolizador alcalino alimentado con energía eléctrica proveniente de la planta geotérmica⁴⁴. En el tanque reactor el hidrógeno y el CO_2 permiten la síntesis del Metanol crudo que se bombea posteriormente al tren de tratamiento con el fin de destilarlo usando vapor geotérmico para finalmente almacenarlo.

Figura 27. Diagrama de Producción Convencional de Metanol



Fuente: Modificado de MARLIN, Dana S.; SARRON, Emeric y SIGURBJÖRNSSON, Ómar. Process Advantages of Direct CO_2 to Methanol Synthesis. En: *Frontiers in Chemistry*. 27, septiembre, 2018. vol. 6.

El proceso de CRI utiliza catalizadores sólidos de óxido de cobre y óxido de zinc para permitir la reducción, lo que crea un desafío químico cuando todos los demás productos

⁴⁴ MARLIN, Dana S.; SARRON, Emeric y SIGURBJÖRNSSON, Ómar. Process Advantages of Direct CO_2 to Methanol Synthesis. En: *Frontiers in Chemistry*. 27, septiembre, 2018. vol. 6

químicos están en solución. En consecuencia, el proceso requiere altas concentraciones de dióxido de carbono del vapor geotérmico y funciona a 250°C y 100 atmósferas de presión. La planta de metanol renovable de George Olah produce 4000 toneladas de alcohol al año y tiene acuerdos con Methanex, el mayor proveedor de metanol del mundo, y Perstorp, que utiliza el metanol para producir biodiésel. En 2015, el fabricante de automóviles chino Geely, propietario de la marca Volvo, se convirtió en un "accionista principal" en CRI con una inversión de €31.000.000, considerando el metanol como un combustible alternativo para automóviles. Una auditoría independiente realizada por SGS Alemania utilizando un protocolo establecido por ISCC certifica que la producción de la planta puede lograr una reducción del 90 % en las emisiones de dióxido de carbono comparable con el uso de una cantidad igual de combustibles fósiles⁴⁵.

3.4.3 Comparativo de Criterios Proyectos *Power to Methanol* Reportados en la Literatura. La Tabla 9 enmarca los criterios para proyectos *Power to Methanol* a nivel internacional. El marco normativo en Bélgica según la Figura 10 es favorable para proyectos que relacionen las tecnologías derivadas del hidrógeno. Respecto a Islandia, la información acerca del marco normativo es limitada, sin embargo, la capacidad instalada asociada a la generación de electricidad con energía geotérmica facilita la implementación de las tecnologías *Power to X*.

En el marco ambiental, la reducción de la huella de carbono es un factor relevante asociado a la tecnología. La capacidad de producción de Metanol es directamente proporcional a la masa de dióxido de carbono capturada por la tecnología. Una producción de 44 mil toneladas año de Metanol permite la captura de 65 mil toneladas año de CO₂, sin embargo, una planta con una producción de 4000 toneladas limita su captura a 5500 toneladas de CO₂ cada año.

⁴⁵<https://www.chemistryworld.com/news/carbon-dioxide-to-methanol-catalyst-ignites-fuel-from-air-debate/9339.article>

Tabla 9. Comparativo de Proyectos *Power to Methanol* a Nivel Internacional

Criterio / Información	Proyecto North – C Methanol	Planta George Olah
País	Bélgica	Islandia
Año	2020	2011
Normativa	Favorable	Favorable
Económico	Costo total del proyecto €140.000.000	Mayor Inversión: €31.000.000
Operativo	- Energía renovable utilizada: Energía Eólica - Capacidad de alimentación: 460 GWh/año - Capacidad de producción de Hidrógeno: 8900 Ton/año - Capacidad de producción de Metanol: 44.000 Ton/año - Uso final: Metilaminas, Formaldehídos, Biodiesel, ácido acético y como combustible alternativo.	- Energía renovable utilizada: Geotérmica - Ventaja por capacidad de generación instalada y destilación con vapor geotérmico. - Capacidad de producción de Metanol: 4000 Ton/año - Variables Operativas: T° 250°C y P 100 atmósferas. - Uso final: Almacenamiento para uso como combustible.
Socio Ambiental	- Ambientales: disminución de la huella de carbono, capturando 65.000 toneladas de CO2 cada año. - Sociales: Suministro de metanol verde para uso como combustible para los transportadores en el puerto del mar del norte.	- Ambientales: disminución de la huella de carbono, capturando 5.500 toneladas de CO2 cada año. Según SGS Alemania la planta puede lograr una reducción del 90 % en las emisiones de dióxido de carbono comparable con el uso de una cantidad igual de combustibles fósiles. - Sociales: Suministro de metanol verde para uso como combustible.

3.5 PROYECTOS *POWER TO AMMONIA* EN EL MUNDO

Una de las principales aplicaciones del amoniaco es la producción de fertilizantes. En la actualidad, se están planificando proyectos para obtener plantas de producción de amoniaco y fertilizantes 100% verdes y libres de emisiones en diversos países del mundo.

A continuación, se describen futuros proyectos internacionales para la producción de Amoníaco verde.

3.5.1 Planta de fertilizantes y amoníaco verde en Suecia, proyecto Green Wolverine.

Fertiberia, referente permanente para el sector de fertilizantes en España, es, a día de hoy, uno de los principales productores de fertilizantes, amoníaco y derivados de la Unión Europea⁴⁶. Según EcoInventos⁴⁷

El Grupo Fertiberia ha firmado un memorando de entendimiento con la región de Norrbotten, en Suecia, y su agencia de inversiones para desarrollar lo que, según dice, será la primera planta de amoníaco y fertilizantes 100% verde y libre de emisiones del mundo.

El proyecto conocido como Green Wolverine, tendrá una línea de producción de amoníaco que iniciará con la generación de energía a partir de hidroeléctricas, celdas fotovoltaicas y aerogeneradores. El proyecto aprovechará la capacidad instalada, pues tiene en cuenta qué, Iberdrola, grupo empresarial español líder en energías renovables y redes inteligentes⁴⁸, cuenta con una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de almacenamiento de 20 MWh y un sistema para producir hidrógeno verde mediante electrolisis (20 MW), a la que se acoplará la línea de producción del Amoníaco (ver Figura 27). El proyecto de hidrógeno verde Iberdrola genera 700 empleos y evitará las emisiones de 39.000 tCO₂/año⁴⁹.

En este 2023, se espera aumentar la capacidad de los electrolizadores a 200 MW y en 2027 alcanzar los 800 MW, con una inversión de 1.800 millones de euros. Según EcoInventos⁵⁰ “El potencial de generación de amoníaco verde se estima en 1.500

⁴⁶ <https://www.grupofertiberia.com/es/nosotros>

⁴⁷ EcoInventos, 2021

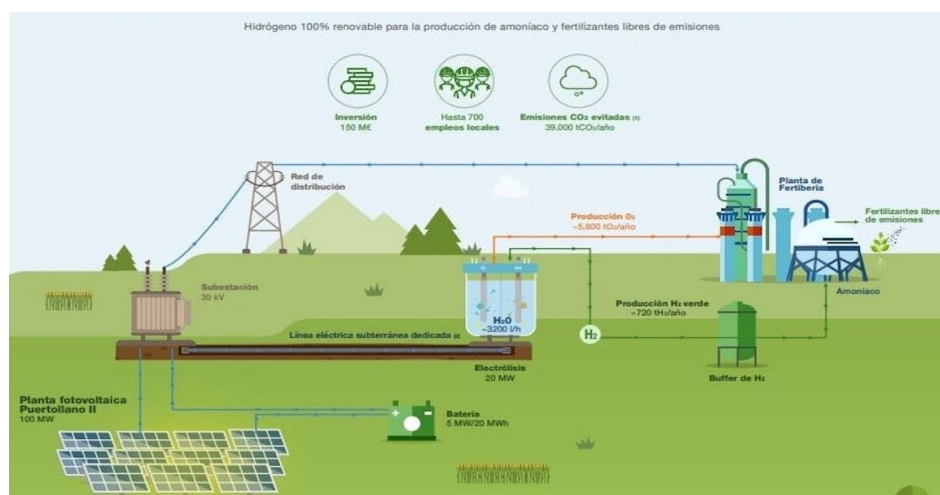
⁴⁸ <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-empresa>

⁴⁹ <https://ecoinventos.com/mayor-planta-hidrogeno-verde-europa>

⁵⁰ EcoInventos, 2021

toneladas por día y una producción anual de más de 500.000 toneladas de fertilizantes y productos industriales bajos en carbono”. Además de la generación de empleo en la planta de hidrógeno Iberdrola, el proyecto Green Wolverine creará 2.000 puestos de trabajo durante la fase de construcción y otros 500 altamente cualificados cuando esté en funcionamiento⁵¹.

Figura 28. Esquema de Producción de Amoníaco a Partir de Hidrógeno Verde



Fuente: <https://ecoinventos.com/suecia-primera-planta-amoniaco-verde-del-mundo>

3.5.2 Proyecto Hyex Síntesis de Amoníaco en Chile. Enaex, empresa filial del grupo Sigdo Koppers, tercer productor de Nitrato de Amonio de baja densidad a nivel mundial⁵², a través del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) accedió al proyecto “HyEx – Síntesis de Amoníaco”⁵³.

⁵¹ <https://ecoinventos.com/suecia-primera-planta-amoniaco-verde-del-mundo>

⁵² <https://jobs.airavirtual.com/enaex>

⁵³ <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/enaex-ingresa-al-seia-proyecto-hyex-para-la-construccion-de-planta-de-produccion-de-amoniaco-verde-en-el-norte-de-chile>

Según Mundo Marítimo⁵⁴, “Este proyecto corresponde a la primera planta de producción de amoniaco verde en Chile y plantea producir 18.000 toneladas por año que, serán de uso exclusivo de Enaex para la producción de Nitrato de Amonio.

La planta le permitirá a Enaex, contar Amoniaco verde que aporte a la disminución de las emisiones indirectas ocasionadas por la producción del Nitrato de Amonio. El sistema de generación de Hidrógeno será proporcionado por Engie Latam (empresa líder en transición energética)⁵⁵ y contempla 26 MW en electrolizadores. La planta se ubicará a 25 kilómetros de la ciudad de Tocopilla en la región de Antofagasta (Chile) y permitirá la generación de empleo local.

Este proyecto significará una reducción de emisiones a nivel global de 30.000 toneladas de CO2 equivalente por año. Es importante destacar que Chile es uno de los países con mayor potencial en la producción de Amoniaco Verde, gracias al acceso a los mejores recursos solares del mundo, una demanda potencial enorme, infraestructuras consolidadas como red eléctrica interconectada y gasoductos y el apoyo del Estado que ha impulsado la descarbonización de la matriz eléctrica al 2050 ⁵⁶.

3.5.3 Planta de Amoniaco Verde de Esbjerg la más grande de Europa. Maersk, conglomerado de negocios internacionales y empresa de transporte marítimo de mercancías más grande del mundo con sede principal de Dinamarca⁵⁷, aparece como uno de los principales colaboradores de la sociedad Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) para transformar energía de turbinas eólicas en amoniaco verde.

⁵⁴ Mundo Marítimo Información Marítima de Latinoamérica. Agosto 20 2021. <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/enaex-ingresa-al-seia-proyecto-hyex-para-la-construccion-de-planta-de-produccion-de-amoniaco-verde-en-el-norte-de-chile>

⁵⁵ https://www.engie.com.co/engie_global

⁵⁶ Mundo marítimo. *Op. Cit.*

⁵⁷ «Container shipping» *The Economist*. 2005.

Su uso principal será para la producción de fertilizantes y como combustible verde en la industria naviera⁵⁸.

Según Noticias Mundo Marítimo⁵⁹ “Desde Maersk anunciaron que tendrán el primer buque carbono neutral en el mar para 2023 y consideran al amoniaco verde como una opción viable para transporte con Bunkeres y por tanto están desarrollando un motor de combustible Dual para amoniaco. Este proyecto tiene el potencial de reducir las emisiones de CO2 en alrededor de 1,5 millones de toneladas, lo que equivale a retirar 730.000 coches de las carreteras de forma permanente. Está previsto que la instalación comience a producir amoníaco verde en 2026”.

3.5.4 Comparativo de criterios proyectos *Power to Ammonia*. La proyección del amoniaco verde genera grandes expectativas, teniendo en cuenta la alta capacidad de reducción de emisiones de la tecnología, la demanda constante de fertilizantes derivados del amoniaco, su uso como combustible y su versatilidad dentro de la industria de los químicos. La Tabla 10 nos permite observar la situación favorable que experimentan algunos proyectos *Power to Ammonia* a nivel internacional.

Dentro del marco normativo, Chile ha logrado impulsar políticas que permitan descarbonizar la matriz eléctrica a 2050. Suecia y Dinamarca siendo parte de la Unión Europea, que fortalece políticas de descarbonización tienen contextos favorables para el desarrollo de estos proyectos.

Se puede deducir que uno de los criterios que permiten la implantación de plantas de amoniaco verde es la capacidad instalada. En el proyecto Green Wolverine, se aprovecharán las centrales solares fotovoltaicas y eólicas en conjunto con las plantas de

⁵⁸www.mundomaritimo.cl/noticias/maersk-respalda-planes-para-construir-la-planta-de-amoniaco-verde-mas-grande-del-mundo-en-europa

⁵⁹ Mundo Marítimo. Maersk respalda planes para construir la planta de amoniaco verde más grande del mundo en europa. Febrero 26 2021. <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/maersk-respalda-planes-para-construir-la-planta-de-amoniaco-verde-mas-grande-del-mundo-en-europa>

producción de hidrógeno para acoplar el sistema de producción de amoniaco. Respecto al proyecto Hyex, se aprovechará el acceso a los mejores recursos solares que tiene Chile debido a su ubicación, redes eléctricas interconectadas y gasoductos desarrollados. Desde el punto de vista de la descarbonización, esta tecnología permite la captura de miles de toneladas de CO2 al año dependiendo de la magnitud de la planta.

Tabla 10. Comparativo de Proyectos *Power to Ammonia*

Criterio / Información	Green Wolverine	Proyecto Hyex	Planta de Esbjerg
País	Suecia	Chile	Dinamarca
Proyección	2027	No especifica	2026
Normativa	Favorable	Impulso del Estado para lograr descarbonización de la matriz eléctrica al 2050	Favorable
Económico	Costo total del proyecto €1.800.000.000	No especifica	No especifica
Operativo	• Energía renovable utilizada: Energía Eólica, hidroeléctricas y fotovoltaica. • Capacidad Fovovoltaica: 100 MW • Potencia electrolizadores: 800 MW • Capacidad de producción de amoniaco: 1500 Ton/día • Uso final: Fertilizantes.	• Energía renovable utilizada: Fovovoltaica • Infraestructuras consolidadas, red eléctrica interconectada y gasoductos • Potencia electrolizadores: 26 MW. • Capacidad de producción de Amoniaco: 18.000 Ton/año • Uso final: Producción de Nitrato de Amonio	• Energía renovable utilizada: Eólica • Uso Final: producción de fertilizantes y como combustible verde en la industria naviera

Criterio / Información	Green Wolverine	Proyecto Hyex	Planta de Esbjerg
Socio Ambiental	- Ambientales: disminución de la huella de carbono, capturando 39.000 toneladas de CO2 cada año. - Sociales: 2.000 puestos de trabajo durante la fase de construcción y otros 500 altamente cualificados cuando esté en funcionamiento.	- Ambientales: disminución de la huella de carbono, capturando 30.000 toneladas de CO2 cada año. - Sociales: Generación de empleo en Tocopilla, fertilizantes de origen verde.	- Ambientales: Reducción de las emisiones de CO2 en alrededor de 1,5 millones de toneladas, lo que equivale a retirar 730.000 coches de las carreteras de forma permanente. - Sociales: Creación de un motor de combustión dual para amoniaco.

4. PANORAMA ENERGÉTICO EN COLOMBIA

De acuerdo con cifras de la UPME, el consumo de energía eléctrica en Colombia en 2021 fue de 74.117 GWh-año. Las proyecciones a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2021 a 2035 podría tener un crecimiento promedio año entre el 2,28% y el 2,68%⁶⁰. Tres cuartas partes de esta demanda se satisfacen con combustibles de origen fósil, lo cual implica un reto que lleve al cumplimiento de los compromisos adquiridos en términos de carbono-neutralidad.

Una de las estrategias que se ha trazado el Gobierno Nacional para ampliar la oferta de generación de energía eléctrica, es la implementación de un mayor número de proyectos de generación a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). En la actualidad, las energías limpias abarcan cerca de la cuarta parte del consumo energético, con una participación de la hidroelectricidad y las energías renovables del 22,1% y el 3,1%, respectivamente, para un 25,2% de la demanda energética nacional. La participación de las energías limpias en la canasta energética de Colombia es muy significativa, pero debe crecer más para poder compararse con otros países del área como Brasil, Ecuador o Perú, donde la participación de las energías limpias es del 46%, 35% y 32%, respectivamente⁶¹.

De acuerdo con cifras de la Unidad de Planeación Minero-Energética⁶², existen grandes retos para el desarrollo energético del país, a saber:

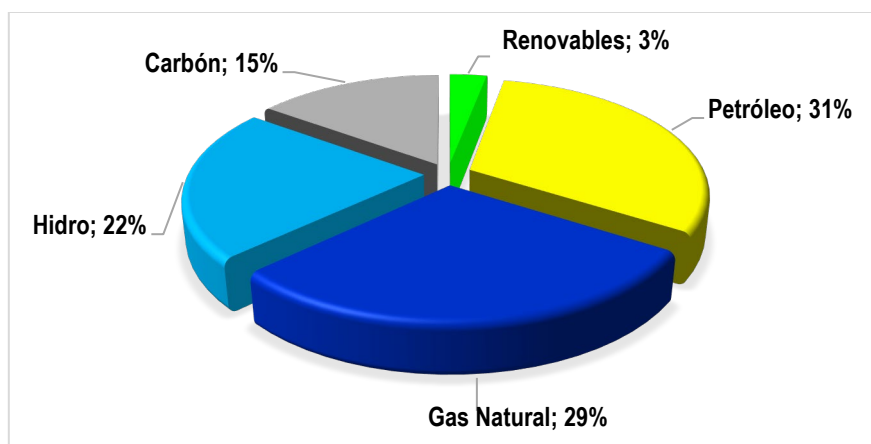
⁶⁰ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (2021). Proyección de demanda de energía eléctrica y gas natural 2021-2035. Portal UPME. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

⁶¹ BRITISH PETROLEUM. Full report–BP statistical review of world energy 2021.

⁶² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA (2021). Modelos analíticos. Portal UPME. <https://www1.upme.gov.co/informacioncifras/paginas/modelos-analiticos.aspx>

Sólo el 35,6% de la energía que se consume en el territorio nacional se considera como “Energía útil”, es decir, energía realmente aprovechada. El restante 64,4% se cuantifica como ineficiencias y pérdidas.

Figura 29. Canasta Energética Colombiana



Fuente: BRITISH PETROLEUM. Full report–BP statistical review of world energy 2021.

El 14,6% del consumo total de energía en Colombia se relaciona con procesos de cocción de alimentos. Y más de la mitad de ese valor (el 57%, que representa el 8,4% del consumo energético nacional) corresponde al uso de leña. Este elevado consumo de leña representa la emisión de 17,3 millones de toneladas de gases de efecto invernadero anualmente, esto es, el 9,3% del total de emisiones del país a la atmósfera cada año.

El sector transporte representa el mayor renglón en la demanda energética, con el 42,4% del total nacional, seguido de los sectores industrial (28,4%), residencial (22,3%) y comercial (7,0%). Dicha demanda de energía se satisface fundamentalmente con combustibles de origen fósil (gasolinas, diésel, gas natural), con una participación marginal de los vehículos eléctricos en el país. De los 6.564.448 vehículos existentes en el territorio nacional, sólo 4.690 son accionados por energía eléctrica, es decir, el 0,071% de los vehículos.

El 52% del territorio nacional corresponde a Zonas No Interconectadas (ZNI), afectando a cerca de medio millón de hogares en 20 departamentos del país. Esta situación refleja la desigualdad en el acceso a un recurso tan necesario en nuestros días, acentuando las condiciones de extrema pobreza y bajo desarrollo humano en las regiones más apartadas.

Entre las políticas y estrategias trazadas por el Estado para la generación de energía renovable en el país recientemente, se destacan la promoción de la Hoja de Ruta de Hidrógeno, la Hoja de Ruta de la Misión de Transformación Energética y la Hoja de Ruta para el despliegue de la Energía Eólica Costa Afuera.

La exclusión automática del IVA en infraestructura de energía solar; la deducción del 50 % del impuesto de renta durante 15 años para inversión en infraestructura para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y la obligatoriedad a los comercializadores en la compra de este tipo de energía entre un 8 y un 10 %, con lo que se espera que Colombia logre a 2023 multiplicar por más de 100 veces su capacidad instalada en esta materia con respecto al 2018. Actualmente, esta capacidad es de 725,38 megavatios (MW), que equivalen al consumo de 547.402 familias y contribuyen a la reducción de 921.333 toneladas de CO_2 al año⁶³.

4.1 ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA

Colombia es un país con gran diversidad de recursos energéticos que lo convierten en una región privilegiada para explorar energías renovables; esta oportunidad le permite diversificar su matriz energética con el fin de mejorar la calidad de vida de la población,

⁶³ DIRECCIÓN NACIONAL DE PLANEACIÓN (13 de mayo de 2022). Colombia multiplicará 100 veces su producción energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en 2023. Portal Web DNP. <https://www.dnp.gov.co/Paginas/Colombia-Energia-Renovables-en-2023.aspx>

reducir la contaminación, ofrecer energía en zonas no interconectadas y garantizar la disponibilidad de la energía ya que es fundamental para la economía⁶⁴.

El sistema energético de Colombia ha estado presentando un cambio importante en su matriz energética, debido a que las fuentes de energía renovable no hidroeléctrica, principalmente la energía solar y eólica, prometen desempeñar un papel fundamental en la transformación energética, debido a su contribución con la provisión de un sistema resistente, confiable, asequible y limpio.

En agosto de 2018, el país contaba con dos proyectos de energías renovables que sumaban cerca de 30 megavatios para la generación de energía solar y eólica. Actualmente, Colombia tiene diversas granjas solares que, junto a proyectos de cogeneración y de autogeneración en departamentos como Córdoba, Bolívar, Chocó, Antioquia, Risaralda, Tolima, Meta y Cauca, representan más de 220 megavatios de capacidad instalada.

El País ha venido presentando un avance tecnológico para ser más productivo en cuanto al uso de los recursos naturales para la generación de electricidad con eficiencia y descarbonización de las fuentes de energía, proyectando cumplir con el compromiso adquirido frente a los objetivos de desarrollo sostenible, lo anterior se evidencia en el plan energético nacional 2020 - 2050, (UPME, 2019).

4.2 PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA

El grado de implementación de la energía solar en Colombia puede ser reconocido en algunos de los proyectos instalados de energía solar más importantes, de los cuales se hacen algunos comentarios a continuación:

⁶⁴ ARANGO, Adriana., SIMÓN CORTÉS, Londoño. Energías Renovables En Colombia: Una Aproximación Desde La Economía, Revista Ciencias Estratégicas, vol. 25, núm. 38, Medellín, Colombia. julio-diciembre, 2017, pp. 375-390.

Las granjas solares, ubicadas en el departamento de Bolívar y del Valle del Cauca, administradas por la empresa Celsia; con una capacidad instalada de 17.86 MW, y un uso de 32.000 paneles solares, y 35.000 módulos fotovoltaicos además de 9 inversores, logrando la generación de 32.04 MWh al año, (Celsia, 2018).

El día 09 de diciembre del 2020 se inauguró la granja solar “Celsia Solar Espinal” en el departamento del Tolima, con un montaje de 35.000 paneles cuya capacidad es de 9.9 megavatios (Mw), con la que se abastecerán 6.000 hogares, reduciendo 194.775 toneladas de CO2 en 25 años, (Suárez, 2020).

El Parque solar Castilla en el Meta, con un área de ocupación de 18 hectáreas, compuesto por 54.500 paneles solares en servicio, cuya capacidad instalada es de 21 megavatios MW, y una producción equivalente a los 115.000 barriles de petróleo por día, (Bohórquez, 2020).

El Parque solar EL PASO, ubicado en el departamento del Cesar, el cual funciona mediante la energía solar fotovoltaica, con un área de ocupación de 210 hectáreas, compuesto por 250.000 paneles solares inteligentes que siguen al sol para maximizar la producción de energía, con una capacidad instalada de 86.2 MW, y con una proyección anual de 176 GWh, evitando alrededor de 100.000 toneladas de CO2 a la atmósfera, respecto al uso tradicional de energías convencionales. Esta planta solar fotovoltaica se encuentra bajo la administración de la empresa Enel Green Power en Colombia⁶⁵

El parque Solar Bayunca I, ubicado en la ciudad de Cartagena de Indias, con una capacidad instalada de 3.560 MW, utilizando 9.810 paneles solares, generando 7.1

⁶⁵ LA PLANTA fotovoltaica de El Paso en Colombia se ha puesto en marcha. Enel Green Power, the platform dedicated to renewables. Disponible en Internet: <<https://www.enelgreenpower.com/es/medios/news/2019/04/planta-fotovoltaica-el-paso-colombia-puesto-marcha>>.

gigavatios hora/año, (GWh/año), cubriendo la necesidad de 4.000 hogares, (GOV.CO, 2020)

Una granja solar instalada en una institución educativa, en el municipio de Jerusalén Cundinamarca, con una capacidad de 137 paneles solares, ubicados sobre estructuras metálicas, con cuatro inversores para mantener una constante de seis horas de energía sin interrupción en el día, generando una potencia de 330 vatios; resaltando que el tiempo de ejecución del proyecto fue de dos meses, (Barros, 2019).

Por otra parte, según el informe de registro de proyectos de generación de electricidad de la UPME (Unidad de planeación Minero Energética) del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, al corte del mes de septiembre del año 2022 se cuenta con 30 proyectos solares registrados, los cuales pretenden entrar en operación entre el año 2022 y 2026. Los detalles de capacidad y estado actual de estos proyectos se muestran en la Figura 20.

Figura 30. Proyectos de Generación de Energía solar Registrados ante UPME.

Municipio-Departamento	Nombre Proyecto	Capacidad MW	Estado	Entrada Operacion
HONDA, TOLIMA	CENTRAL HÍBRIDA DEL GUALÍ	349	Fase 1	20/07/2022
CHAGUANI, CUNDINAMARCA	RUTA DEL SOL	300	Fase 1	20/07/2022
EL CERRITO, VALLE DEL CAUCA	HELIOS SAN MARCOS 300 MWAC	300	Fase 1	30/12/2025
EL PASO, CESAR	SC SOLAR SAN MARTIN 300 MWP	240	Fase 2	01/12/2024
BARRANCABERMEJA, SANTANDER	FOTOVOLTAICA YARIGÜES 200 MW	200	Fase 2	31/12/2024
EL COPEY, CESAR	CATAY	200	Fase 2	30/06/2025
EL COPEY, CESAR	PLANTA SOLAR LAS PALMERAS	200	Fase 2	01/12/2025
EL COPEY, CESAR	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EL COPEY	200	Fase 2	31/12/2026
PONEDERA, ATLANTICO	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO GUAYEPO III 200 MW Y SU LINEA DE EVACUACIÓN DE 500 KV	200	Fase 2	30/12/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	TOLOKOT	200	Fase 1	01/08/2027
EL PASO, CESAR	CAÑAHUATE II	190	Fase 1	30/12/2024
EL MOLINO, LA GUAJIRA	PLANTA FOTOVOLTAICA SOLAR GUARDIENTERA - PV	181	Fase 2	18/06/2024
CIMITARRA, SANTANDER	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EL BALSO 180 MW	180	Fase 2	31/12/2022
EL MOLINO, LA GUAJIRA	PSFV POTRERITOS	168	Fase 2	31/12/2023
IBAGUE, TOLIMA	SHANGRI-LA	160	Fase 2	31/12/2023
MONTELIBANO, CORDOBA	SAN JORGE FOTOVOLTAICO	135	Fase 1	31/12/2025
LA DORADA, CALDAS	PARQUE SOLAR PORTÓN DEL SOL	102	Fase 2	01/12/2023
ESPINAL, TOLIMA	HELIOS TOLIMA ESPINAL I (100 MW)	100	Fase 1	30/12/2025
SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA	SAN JUAN SOLAR	100	Fase 2	31/12/2021
MONTERIA, CORDOBA	PV LA UNIÓN	100	Fase 2	31/12/2023
RIO DE ORO, CESAR	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO AZUCENOS 99.9 MW	100	Fase 2	31/01/2024
VILLAVICENCIO, META	BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 7	100	Fase 2	31/12/2023
PUEBLO NUEVO, CORDOBA	PROYECTO EFIGEN C04 x 99	99	Fase 1	31/12/2025
SAN ANDRES DE SOTAVENTO, CORDOBA	PROYECTO EFIGEN C03 x 99	99	Fase 1	31/12/2025
SITIONUEVO, MAGDALENA	PARQUE EÓLICO OFFSHORE DEL ATLÁNTICO	99	Fase 1	31/12/2025
CHINU, CORDOBA	PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SOLAR ALTAMIRA 90 MW	90	Fase 2	31/12/2025
PUERTO BOYACA, BOYACA	PARQUE FOTOVOLTAICO PUERTO BOYACÁ	90	Fase 2	31/12/2024
SOTAQUIRA, BOYACA	PAIPA I PSR 3	88	Fase 2	01/12/2023
BARRANCABERMEJA, SANTANDER	PLANTA FOTOVOLTAICA ANDES SOLARES 85 MW	85	Fase 2	31/12/2024
LA DORADA, CALDAS	PROYECTO PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO TEPUY	83	Fase 2	13/10/2023

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética UPME Subdirección de Energía Eléctrica, Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a diciembre 31 de 2022)

4.3 PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA

El grado de implementación de la energía eólica puede ser reconocido a través de dos proyectos instalados en funcionamiento. El primero, llamado Parque eólico de **Jepirachi (ver figura 31)** se localiza en la región nororiental de la Costa Atlántica colombiana, entre las localidades del Cabo de la Vela y Puerto Bolívar, inmediaciones de Bahía Portete, en el municipio de Uribia, en la alta Guajira colombiana, zona perteneciente al resguardo indígena Wayuu, (EPM, 2010), integrado al sistema interconectado nacional (SIN). La zona está influenciada por fuertes vientos alisios con dirección predominante este – oeste y velocidades de 9,5 metros por segundo en promedio (16.4 pies por segundo), a 50 metros de altura (164 pies), que son más fuertes y frecuentes en el verano (entre los meses de enero a abril y de junio a agosto).

Su construcción inició el 2002 y se inauguró oficialmente el 21 de diciembre de 2003, con un total de 15 aerogeneradores de marca Nordex N60 con una capacidad de 1.300W cada uno, para una capacidad instalada total de 19.5 MW de potencia nominal, sometidos a los vientos alisios que soplan casi todo el año en esta parte de la península, a un promedio de 9,8 metros por segundo. Las máquinas están distribuidas en dos filas de ocho y siete máquinas respectivamente, en un área aproximada de un kilómetro de largo en dirección paralela a la playa y 1,2 kilómetros de ancho al norte de la ranchería Kasiwolin y al occidente de la ranchería Arutkajui. La distancia promedio entre aerogeneradores es de 180 metros (196,8 yardas), pero por situaciones propias de cada sitio, se requirió variar la separación entre aerogeneradores y la dirección de la línea, conservando una orientación de -10° Norte (Azimut 350°). El parque entró en operación comercial plena el 19 de abril de 2004, y hace parte de un programa mayor para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira.

Este proyecto tiene una vida útil de funcionamiento hasta el año 2023, después de haber tenido que suspender su funcionamiento desde enero de 2019 hasta Julio 21 de 2020,

acatando la resolución No 060, del 20 de junio de 2019, emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que modificó el reglamento de operación para las plantas fotovoltaicas de energía solar y eólicas⁶⁶.

Figura 31. Proyecto Eólico Jepirachi.



Fuente: <https://bit.ly/3iY5a1K>

El segundo proyecto corresponde al llamado **Guajira I** (ver figura 32), fue construido por Isagen en el corregimiento del Cabo de la Vela, en el municipio de Uribia, departamento de La Guajira. Es calificado como el parque eólico más grande de Colombia y el primero en construirse en más de 17 años en el país, después de la entrada en operación total de Jepirachi, en abril de 2004. Es el primer proyecto en entregar este tipo de corriente al Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁶⁷.

Este proyecto finalizó su construcción en diciembre de 2021; La extensión de Guajira I es de 5,5 hectáreas, cuenta con 10 aerogeneradores de 78 metros de altura, con una

⁶⁶ Ministerio de Minas y Energía. Memorias para el congreso de la república 2018-2019. Disponible en línea, https://www.minenergia.gov.co/documents/5759/Memorias_Congreso_MME_2018-2019_2.pdf

⁶⁷ EMPIEZA A funcionar Guajira 1: así es este nuevo parque eólico. Portafolio.co. Disponible en Internet: <<https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/guajira-1-empieza-a-funcionar-este-nuevo-parque-eolico-560814>>.

capacidad para la generación de 20MW de energía limpia, que equivalen al consumo de 33.295 familias colombianas y a una reducción de 136 toneladas de CO2 que se emiten a la atmósfera en su etapa de funcionamiento, posee el registro del proyecto como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y puede emitir Certificados de Reducción de Emisiones (CER). Además, Guajira I reportó inversiones cercanas a los \$75.000 millones de pesos. (ISAGEN, 2021).

Figura 32. Proyecto Eólico Guajira I.



Fuente: <https://cutt.ly/e1hS6S3>

Así mismo, según el informe de registro de proyectos de generación de electricidad de la UPME (Unidad de planeación Minero Energética) del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, al corte del mes de septiembre del año 2022 se cuenta con 29 proyectos eólicos registrados, los cuales pretenden entrar en operación entre el año 2023 y 2032. Los detalles de capacidad y estado actual de estos proyectos se muestran en la Figura 33.

Figura 33. Proyectos de Generación de Energía Eólica Registrados ante UPME.

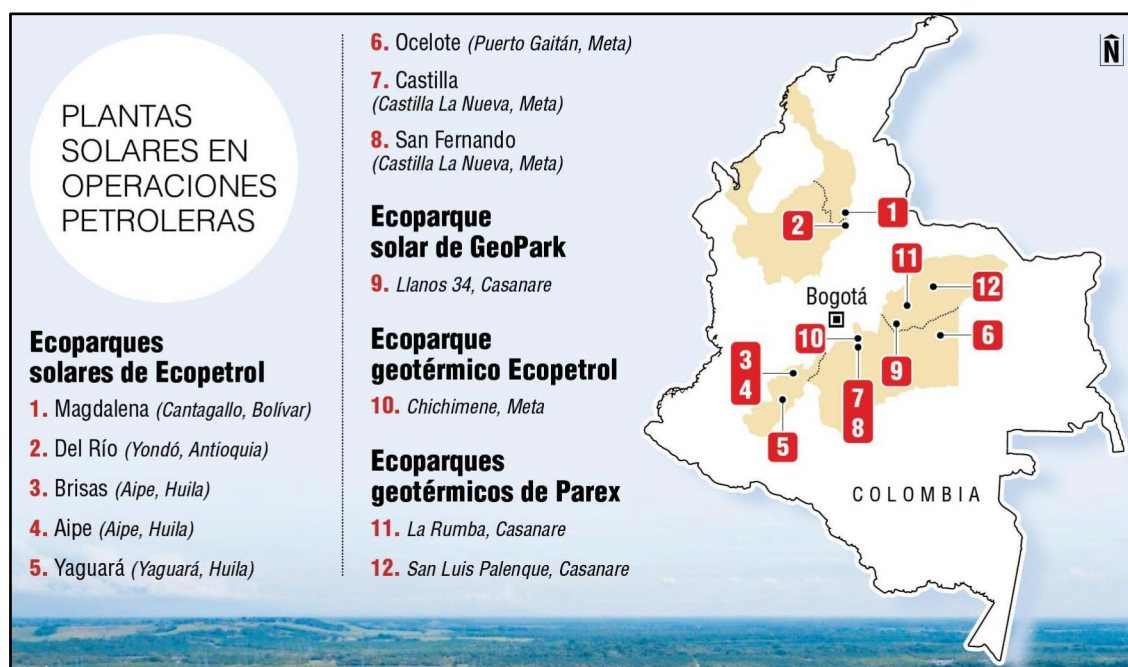
Municipio-Departamento	Nombre Proyecto	Capacidad MW	Estado	Entrada Operacion
BARRANQUILLA, ATLANTICO	OWF GALEON	825	Fase 1	08/06/2032
CARTAGENA, BOLIVAR	OWF BITÁCORA	510	Fase 1	08/06/2032
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA JEHOVA	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA LA MANITA	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA NOE	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA ELIPSE	200	Fase 2	31/12/2023
MAICAO, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA OMEGA	300	Fase 2	31/12/2023
RIOHACHA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO EL AHUMADO	50	Fase 2	31/12/2023
SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO SIRIUS	150	Fase 1	31/12/2025
SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO NEPTUNO	150	Fase 1	31/12/2026
SANTA CATALINA, BOLIVAR	PARQUE EÓLICO OFFSHORE VIENTOS ALISIOS	200	Fase 1	08/12/2025
SANTA CATALINA, BOLIVAR	PARQUE EÓLICO VIENTOS DE BOLÍVAR	150	Fase 2	31/12/2024
SANTA MARTA, MAGDALENA	OWF GOLETA	825	Fase 1	08/02/2032
SANTA MARTA, MAGDALENA	OWF BERGANTIN	825	Fase 1	08/06/2032
SITIONUEVO, MAGDALENA	CÉFIRO I	1	Fase 1	01/11/2024
SITIONUEVO, MAGDALENA	CÉFIRO II	7	Fase 1	01/11/2024
URIBIA, LA GUAJIRA	JOUTTALEIN SAS	150	Fase 1	01/07/2026
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF ASTROLABIO	825	Fase 1	08/02/2032
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO	825	Fase 1	08/02/2032
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO I	50	Fase 1	31/12/2034
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO II	50	Fase 1	31/12/2034
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO III	50	Fase 1	31/12/2034
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO IV	50	Fase 1	31/12/2034
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO APOTOLORRU	75	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO CARRIZAL	195	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EOLICO CASA ELÉCTRICA	180	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO IRRAIPA	99	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA KAPPA	500	Fase 2	31/12/2024
URIBIA, LA GUAJIRA	ANDREA JUSAYU (ANTES PARQUE EÓLICO CERRITO)	378	Fase 2	30/06/2025

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética UPME Subdirección de Energía Eléctrica, Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a diciembre 31 de 2022)

4.4 IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La transición energética no es indiferente a la operación petrolera del mundo, y en Colombia tres compañías ya adelantan la implementación y sincronización de plantas y líneas de transmisión con la finalidad de nutrirse de energía limpia para la producción de crudo y gas, como se puede evidenciar en la figura 34.

Figura 34. Proyectos de Energías Renovables Relacionados con la Industria del Petróleo.



Fuente: <https://bit.ly/3YjAybe>

Ecopetrol fue la primera en dar el paso hacia una transición energética ordenada, con una gran apuesta en descarbonización, electrificación y sostenibilidad. Por esta razón, tiene una meta de incrementar entre 400 y 450 megavatios (MW) su capacidad de autogeneración con energías renovables entre 2023 y 2024. A la fecha, la compañía cuenta con dos parques solares en operación.

En octubre de 2019 se inauguró el primero en el municipio de Castilla La Nueva (Meta), con el fin de abastecer parte de la energía que requiere el campo petrolero de Castilla. El segundo parque fue inaugurado en octubre de 2021 por Cenit, filial de Ecopetrol, y se denominó San Fernando, la mayor planta de autogeneración de energía que se ha construido en el país, localizado también en el municipio de Castilla La Nueva⁶⁸.

⁶⁸ LÓPEZ SUÁREZ, Alfonso. Las Cuatro Petroleras Que Apuestan Por Las Energías Renovables. 21 de julio de 2022, Revista Digital El Colombiano.

Las otras dos empresas petroleras que le siguen los pasos a Ecopetrol para abastecer algunas de sus operaciones con energía limpia son GeoPark y Parex.

En el caso de la primera, su administración tiene adelantada en más de un 80% la construcción de la granja solar Llanos 34, la cual tendrá una capacidad instalada de 9,90 MW. Además, desde este campo construyó una línea de transmisión eléctrica de 37 kilómetros y 115 Kilovoltios de potencia, y dos subestaciones: Tigana y Jacana, con lo que garantiza el suministro de 68 MW de la central hidroeléctrica de Chivor para la producción de cerca de 58.000 barriles de petróleo diarios, que equivalen al 8% de la producción de petróleo nacional.

Y en el caso de Parex, la canadiense implementó dos plantas de geotermia en sus operaciones de La Rumba y Maracas (Casanare). Con las dos infraestructuras se busca aprovechar las altas temperaturas y volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos, para generar energía por medio de equipos especializados instalados en superficie con lo que se generan cerca de 100 kilovoltios (KW) de electricidad.

4.4.1 Proyectos de Energía Solar

4.4.1.1 Parque Solar Castilla. El parque solar Castilla, se encuentra ubicado en el municipio de Castilla La Nueva, en el departamento del Meta.

Este parque solar se inauguró el 18 de octubre del año 2019 y fue construido por AES Colombia por solicitud de Ecopetrol bajo un contrato de suministro de energía por 15 años, que incluye su operación y mantenimiento. La inversión fue cercana a los US\$20 millones.

El parque tiene una potencia instalada de 21 megavatios (MWp), equivalente a la capacidad para energizar una ciudad de 27.000 habitantes en un total de 54.500 paneles en servicio. Contará con un área aproximada de 18 hectáreas equivalente a 16 canchas profesionales de fútbol y servirá para abastecer parte de la energía que requiere el campo Castilla, el segundo más grande de Colombia con una producción cercana a los 115 mil barriles de petróleo por día. El parque evitará la emisión de 154.000 Toneladas de CO_2 (dióxido de carbono), equivalente a la siembra de 16.200 árboles. El Parque Solar Castilla hace parte de la estrategia de crecimiento que tiene AES en el país, la cual busca adicionar 1.000 MW a 2025 en energías renovables no convencionales, demostrando su compromiso con el desarrollo energético de la nación y cumpliendo con su misión de acelerar un futuro energético más confiable y sostenible para Colombia.

Figura 35. Proyecto Solar Castilla.



Fuente: <https://cutt.ly/v1hvJEE>

4.4.1.2 Parque Solar San Fernando. El parque Solar San Fernando, se encuentra ubicado en el Departamento del Meta en el municipio de Castilla la Nueva. Su construcción inició en Octubre del 2020 y fue inaugurado el 22 de octubre de 2021.

El ecoparque San Fernando tiene una potencia instalada de 61 megavatios (MWp), equivalente a la capacidad para energizar una ciudad de 93.000 habitantes y abastece parte de la demanda de energía de las operaciones de Ecopetrol y Cenit en los Llanos Orientales. San Fernando ocupa una superficie de 57 hectáreas, donde están ubicados más de 114 mil paneles solares, cada uno con 530 Wp de última generación. Estos módulos tienen la capacidad de moverse de acuerdo con la orientación del sol y cuentan con tecnología bifacial que les permite captar energía por ambas caras y seguidores para moverse de acuerdo con la orientación del sol, garantizando recibir el impacto perpendicular de los rayos sobre los módulos fotovoltaicos de los paneles, lo que asegura un mayor rendimiento y eficiencia.

El Grupo Ecopetrol, a través de su filial Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos, adjudicó a la compañía AES Colombia el contrato para realizar los trabajos de construcción de esta mega estructura solar, bajo un contrato de suministro de energía por 15 años, que incluye su operación y mantenimiento. La inversión fue cercana a los US\$40 millones, que equivalen a más de \$150 mil millones de pesos. Es catalogado como el complejo de autogeneración de energía más grande del territorio nacional y uno de los más modernos e innovadores de la región, su operación evitará la emisión de más de 508 mil toneladas equivalentes de CO_2 a la atmósfera durante los próximos 15 años, cifra semejante a la siembra de más de 3,9 millones de árboles.

Figura 36. Proyecto Solar San Fernando.



Fuente: <https://cutt.ly/Z1hvV9a>

A estos proyectos mencionados anteriormente, se suman seis nuevos parques que tendrán una capacidad de energía instalada de más de 45 megavatios (MW), que equivale a energizar un centro poblado de 49.000 habitantes, distribuidos así:

- Departamento del Meta: 14 MW en el ecoparque Ocelote, ubicado en el campo que lleva el mismo nombre y que opera Hocol (filial de Ecopetrol), en el municipio de Puerto Gaitán.
- Departamento del Huila: 25 MW en los ecoparques Brisas, Yaguará y Aipe, ubicados en los municipios de Yaguará y Aipe.
- Departamentos de Antioquia y Bolívar: 6 MW en los ecoparques Del Río y Magdalena, localizados en los campos Casabe y Cantagallo, en los municipios de Yondó y Cantagallo.

Figura 37. Proyectos de Energía Solar en Construcción Vinculados a la Industria Petrolera.



Fuente: Ecopetrol, 2021

Por su parte durante el 2021 Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos, filial del Grupo Ecopetrol, puso en funcionamiento seis nuevas plantas solares en sus estaciones

Baranoa (Atlántico), Miraflores (Boyacá), Mansilla (Cundinamarca), Tocancipá (Cundinamarca), Yumbo (Valle del Cauca) y Pereira (Risaralda).

El objetivo de estas plantas es reducir las emisiones de CO_2 (dióxido de carbono) para contribuir a las metas del plan de descarbonización del Grupo Ecopetrol y del país, y generar parte de la energía que requieren las estaciones para su operación, relacionada con el transporte de hidrocarburos. La reducción anual de emisiones, a partir de la energía solar generada en las seis plantas, será de aproximadamente 513 toneladas de CO_2 anuales, lo que equivale a la absorción de CO_2 de más de 84.830 árboles. Adicionalmente, la generación de energía de las seis plantas durante el ciclo de vida del proyecto (20 años) será de 17,3 millones de kilovatios, semejante a la consumida por 15.000 hogares colombianos durante todo un año.

La planta solar Baranoa cuenta con un área de 2.200 m², una potencia de 87,6 kilovatios, una generación de energía anual de 149.292 kilovatios y una reducción de emisiones de 88 toneladas de CO_2 cada año.

En la estación Miraflores la planta solar cuenta con un área de 1.170 m², una potencia de 87,6 kilovatios, una generación de energía anual de 117.649 kilovatios y una reducción de emisiones de 69 toneladas de CO_2 cada año.

Por su parte, la planta ubicada en la estación Mansilla, en el municipio de Facatativá, tiene un área de 2.095 m², una potencia de 95,5 kilovatios, una generación de energía anual de 170.556 kilovatios y una reducción de emisiones de 101 toneladas de CO_2 cada año.

En Tocancipá, la planta solar ubicada en la estación del mismo nombre cuenta con un área de 1.500 m^2 , una potencia de 95,5 kilovatios, una generación de energía anual de 178.669 kilovatios y una reducción de emisiones de 105 toneladas de CO_2 cada año.

La planta solar Yumbo tiene un área de 1.542 m^2 , una potencia de 95,5 kilovatios, una generación de energía anual de 168.000 kilovatios y una reducción de emisiones de 99 toneladas de CO_2 cada año.

Finalmente, la planta solar ubicada en la estación Pereira tiene un área de 305 m^2 , una potencia de 55,2 kilovatios, una generación de energía anual de 85.660 kilovatios y una reducción de emisiones de 51 toneladas de CO_2 cada año.

4.4.2 Proyectos de Energía Eólica. Actualmente la industria del petróleo en Colombia no cuenta con ningún proyecto eólico instalado o en funcionamiento. Sin embargo, a través de la compañía estatal Ecopetrol SA, se encuentra realizando la implementación de un plan para comenzar a medir el potencial de generación de energía eólica en dos áreas de influencia de sus operaciones: el centro poblado de San Francisco, en Neiva (Huila), y el municipio de Araguaey, en el departamento de Casanare.

La medición en el Huila se desarrolla en inmediaciones del campo de producción San Francisco, donde se instaló una torre de 150 metros de altura que cuenta con dispositivos de última tecnología para estimar en tiempo real la velocidad, dirección del viento a diferentes alturas y parámetros requeridos para determinar el potencial eólico.

Mientras que en el municipio de Araguaey avanza el montaje de otra torre con las mismas características, la cual se tiene previsto que inicie mediciones en el mes de diciembre de 2022. Las mediciones, que se ejecutarán durante 18 meses y permitirán estudiar la viabilidad de instalar parques eólicos para generar energía eléctrica destinada

a abastecer los procesos productivos de Ecopetrol en estas zonas del país, a través del uso de aerogeneradores.

5. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DE COLOMBIA

5.1 POTENCIAL DE IMPLEMENTACIÓN O UTILIZACIÓN DE LAS SUSTANCIAS POWER TO X EN ZONAS DE INTERÉS.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, las tecnologías Power to X se han propuesto como una pieza clave para la transición energética debido a que permiten la conversión, almacenamiento y utilización de la energía eléctrica renovable. La implementación de estas tecnologías depende en gran parte de la disponibilidad y/o capacidad de implementación de energías renovables no convencionales e innovación tecnológica en el país.

Cabe resaltar que, en el año 2019, la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia alcanzó los 17.354 MW de capacidad instalada, la cifra más alta de los últimos años, de los cuales 11.854 fueron hidráulicos (68%) y 5.319 térmicos (31%). Así mismo, el país contó con 175 MW de capacidad instalada de generación de energía eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)⁶⁹. Según el ministerio de minas y energías, en 2018, la matriz eléctrica colombiana a partir de energías renovables fue de 50 MW, lo que corresponde a menos del 1% de la electricidad total; en 2019, aumentó hasta los 180 MW, correspondientes al 1,5% del total. En los últimos años, la capacidad instalada de los proyectos de energías renovables aumentó siete veces, pasando de 28,2 MW en 2018 a 224,47 MW en el primer semestre de 2021, por medio de 33 proyectos de generación. En Colombia existe un potencial para desarrollar una capacidad instalada equivalente a 67 GW empleando recursos como el sol, el viento, la biomasa y la energía geotérmica.

⁶⁹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Memorias para el congreso de la república 2018-2019. Óp. Cit.

Evaluar las oportunidades de implementación o utilización de estas tecnologías en Colombia resulta de gran importancia, puesto que, permitiría identificar los desafíos a los que se debe enfrentar el país para la inclusión de fuentes como las tecnologías PTX y diversificación de la matriz energética. En esta capítulo, se identifican las zonas con mayor potencial de implementación de sustancias *Power to X* (Hidrógeno, Metanol, Metano y Amoníaco) especialmente en las zonas dónde tenga lugar la producción de hidrocarburos. Además, se plantea la metodología a seguir para el desarrollo de estos sistemas en el sector petrolero, que servirá para ejemplificar el procedimiento a realizar.

5.1.1 Determinación del Potencial de Implementación de las Sustancias PTX. Para determinar el potencial de implementación en zonas de interés de las diferentes sustancias como Hidrógeno, Metano, metanol y Amoniaco se consideraron algunos criterios de selección por regiones del país, los cuales se mencionan a continuación:

- Criterio geográfico o región con disponibilidad de fuentes de energía renovable.
- Criterio geográfico o región con producción de hidrocarburos.
- Criterio de demanda de sustancias PTX.
- Criterio social por regiones.

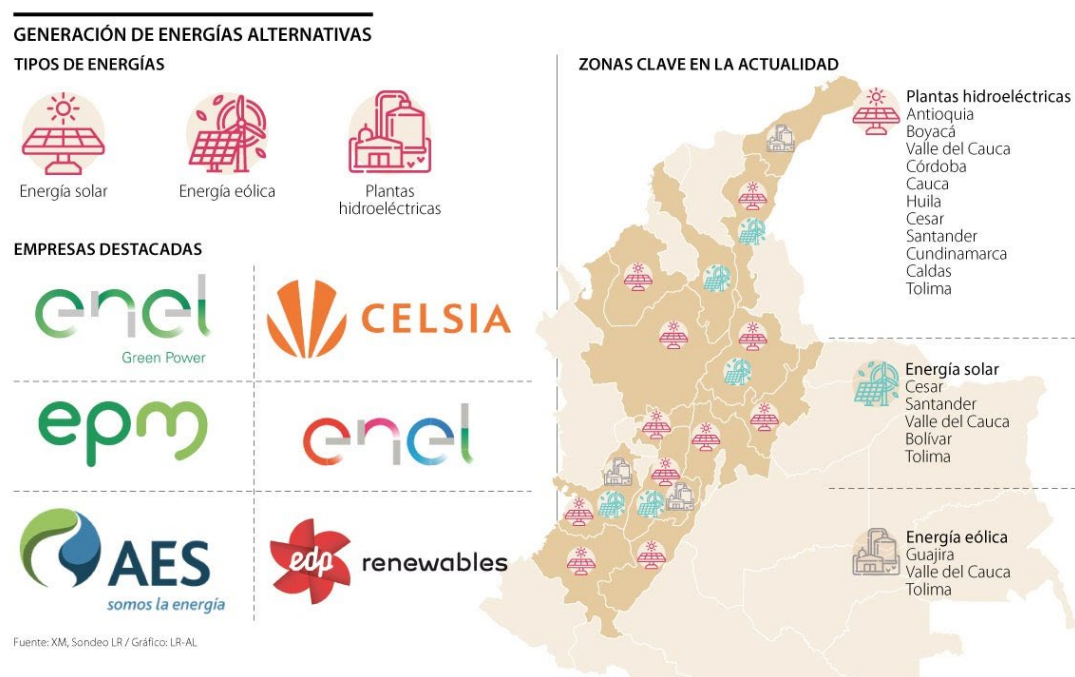
5.1.1.1 Criterio Geográfico o Región con Disponibilidad de Fuentes de Energía Renovable. En los últimos tres años, Colombia ha promovido la implementación y el uso generalizado y sustentable de diferentes formas de energía renovable, lo que ha permitido ratificar el compromiso del país hacia la transición energética, a través, de diferentes proyectos de energía solar y eólica que se han venido desarrollando y que permitirán aumentar la capacidad instalada de generación de energía.

De hecho, desde el 2018 hasta el año 2022 se han inaugurado 17 parques fotovoltaicos. Actualmente, el país cuenta con 17 parques fotovoltaicos, 9 proyectos de autogeneración

a gran escala y más de 1.500 proyectos solares de autogeneración a pequeña escala que generan una capacidad neta de 388 MW⁷⁰.

Los departamentos de Colombia con mayor participación en cuanto al desarrollo de energías solar y eólica son: Guajira, Cesar, Santander, valle del cauca, Bolívar, Huila y Tolima como se muestra en la figura 38.

Figura 38. Zonas con Desarrollo de Energías Renovables no Convencionales.

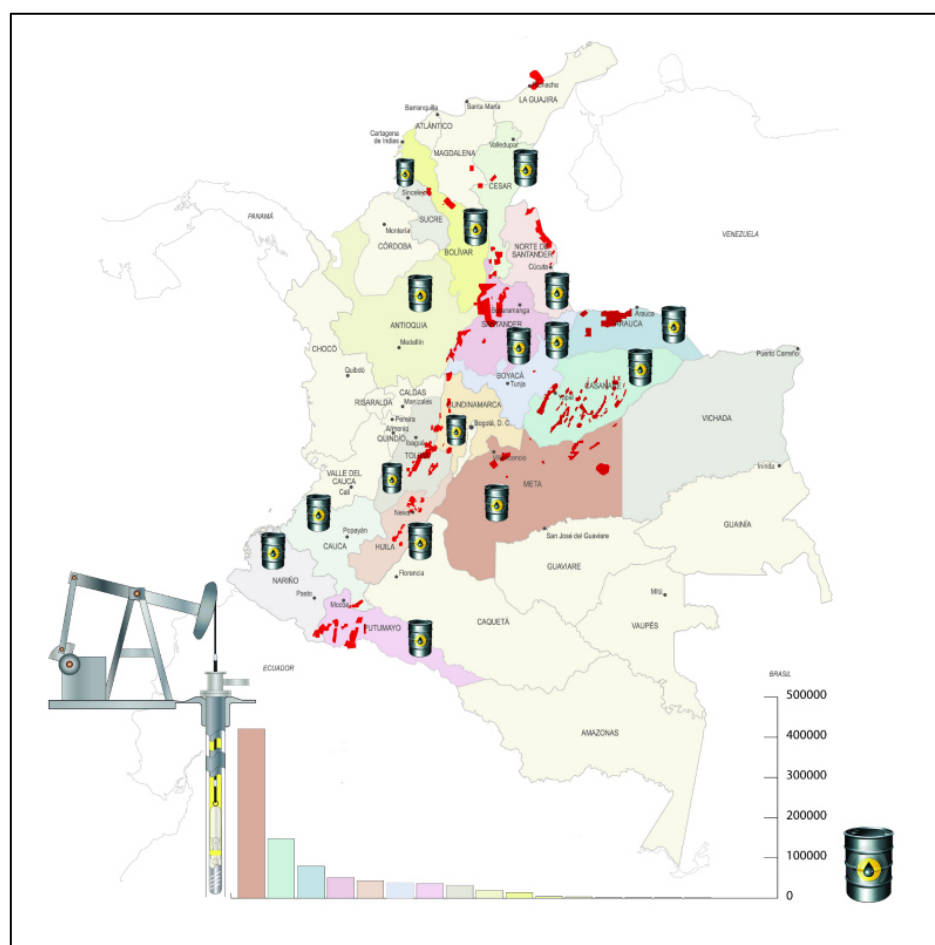


Fuente: <https://bit.ly/40shzMG>

⁷⁰ Panorama de los proyectos de energía solar en Colombia. Energía renovable. Disponible en Internet: <<https://www.solmic.co/panorama-de-los-proyectos-de-energia-solar-en-colombia>>.

5.1.1.2 Criterio Geográfico o Región con Producción de Hidrocarburos. En la georreferenciación de hidrocarburos de su último informe, Campetrol reveló que Meta, Casanare, Arauca, Santander y Huila representan 86,6% del total de la producción de petróleo nacional, siendo Meta el departamento con más barriles al reportar 351 kbpd, una participación de 50,6%. Los municipios que más contribuyen a la producción son Puerto Gaitán, Acacías y Castilla Nueva, que sumados alcanzan más de 293 kbpd a través de campos como Rubiales, que equivalen a 13,2% del total.

Figura 39. Mapa de Producción Petrolera.



Fuente: <https://bit.ly/3YHdC5d>

La evaluación del criterio geográfico incluyó aquellas zonas que actualmente han implementado proyectos de energías renovables y que a su vez coinciden con zonas de producción de hidrocarburos. La figura 40 presenta aquellas zonas que cumplen con los criterios mencionados anteriormente.

Figura 40. Mapa de Proyectos de Energía Solar, Eólica e Hidrocarburos.



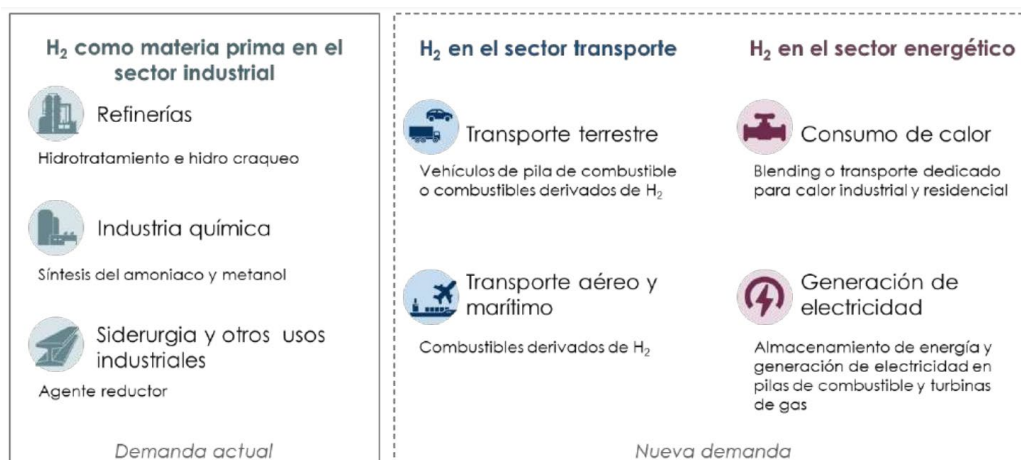
Fuente: Autoras

5.1.1.3 Criterio de Demanda de Sustancias PTX.

- **Demanda de Hidrógeno en Colombia**

En la actualidad, el hidrógeno a nivel global se consume como materia prima en diversas actividades industriales como la refinación, la industria química o la siderurgia. De hecho, en Colombia, la demanda anual de hidrógeno, estimada en 150 kt, se produce mediante reformado de gas natural (hidrógeno gris) y se consume principalmente en las refinerías. El resto de la demanda se distribuye entre la producción de fertilizantes y otros usos industriales menores, como la producción de vidrio flotado o el procesado de grasas y aceites para la alimentación, en los que se utiliza también hidrógeno electrolítico producido con electricidad de la red⁷¹. Con la implementación de las nuevas tecnologías, el gobierno Nacional ha realizado una proyección de la nueva demanda de Hidrógeno como se evidencia en la figura 41, en donde se contempla ampliar los usos de H_2 hacia el transporte y el sector energético.

Figura 41. Principales Aplicaciones Actuales y Futuras del Hidrógeno.

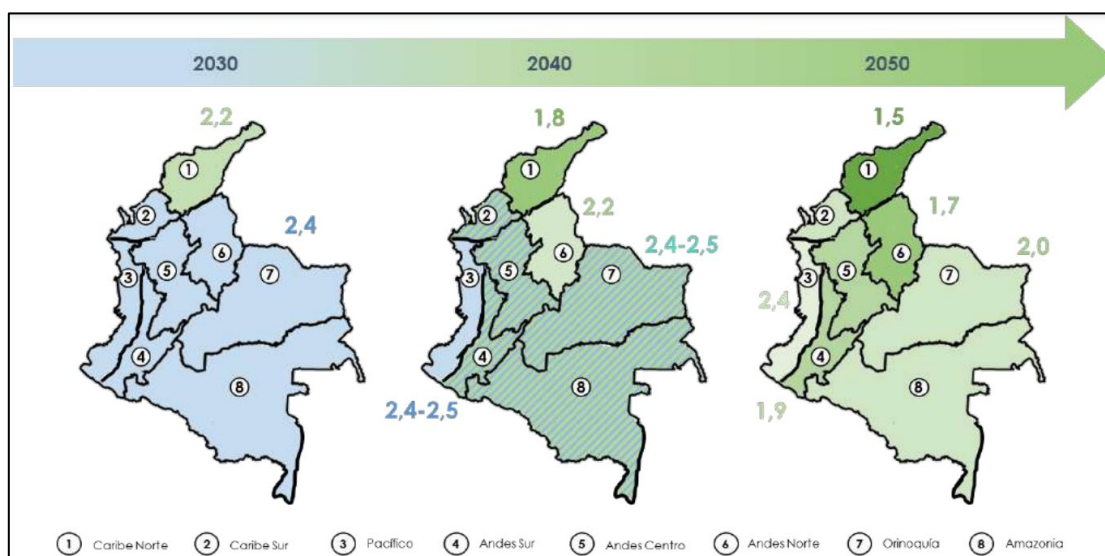


Fuente: Documento hoja de ruta del hidrógeno en Colombia

⁷¹ Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia. Disponible en la web https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

En el país, se ha considerado el factor de capacidad de energía renovable especialmente en zonas como el Caribe Norte, Andes Norte y la Orinoquia como referencia para el hidrógeno verde. Los resultados obtenidos indican tres principales fases de despliegue del hidrógeno de bajas emisiones en el horizonte 2020-2050⁷², estas fases de despliegue se pueden observar en la Figura 42, donde se indica además el LCOH bajo en emisiones (USD/kgH₂) más competitivo en cada región. A su vez, se prevé que, a partir de 2040, el H₂ verde se posicionará como una alternativa mucho más competitiva en todo el territorio colombiano. Colombia se encuentra muy próxima a vías de gran tránsito marítimo como el Canal de Panamá. En este contexto, el norte del país podría contemplarse como una posibilidad de convertirse en el pilar fundamental en materia de distribución de hidrógeno.

Figura 42. Competitividad de Hidrógeno de Bajas Emisiones en Colombia



Fuente: Hoja de ruta del hidrógeno.

Así mismo se espera que, un 40% de la demanda total de hidrógeno a 2050, es decir 740 kt de hidrógeno, serán utilizadas para abastecer la producción de derivados de bajas

⁷² Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia. Disponible en la web https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

emisiones, principalmente en forma de amoniaco y de combustibles sintéticos. Cabe destacar que, al incentivar la producción de hidrógeno de bajas emisiones, se incentiva también la producción de derivados del mismo tales como el amoniaco o el metanol, pues el hidrógeno representa el componente de mayor costo.

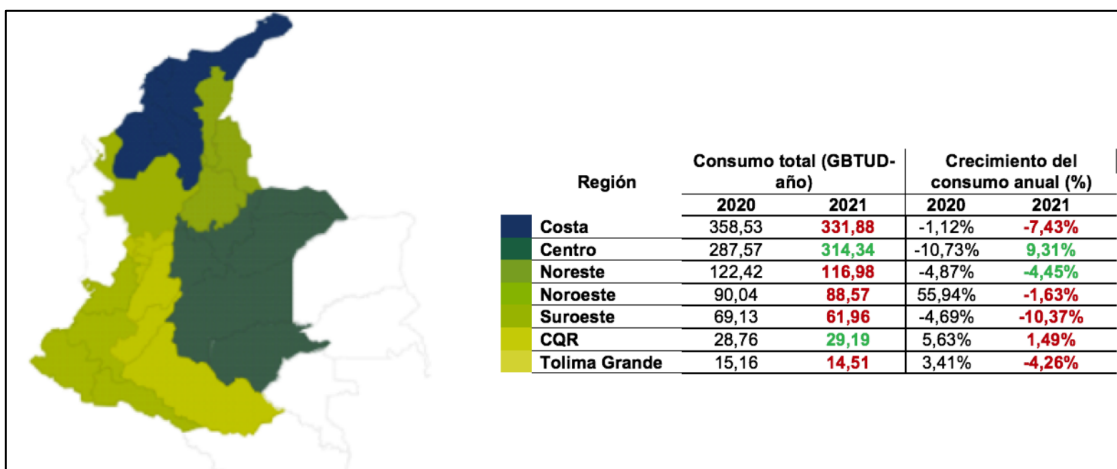
El hidrógeno verde será la ruta de producción de referencia para abastecer la demanda de hidrógeno de bajas emisiones en el largo plazo. Así mismo, la competitividad a nivel internacional de los costos obtenidos en las costas del Caribe posibilitará la creación de un nuevo mercado de exportaciones.

- **Demanda de Metano en Colombia**

En el 2021, solo dos regiones presentaron crecimientos positivos en sus consumos de gas natural frente al año 2020: Centro y CQR (Caquetá, Quindío y Risaralda). El mayor crecimiento lo tuvo Centro con un 9,3%. Sin contar el sector termoeléctrico, el aumento en el consumo de gas natural en esta región fue del 9,2%, el cual se explica por el crecimiento de la demanda de los sectores industrial (18,01%), transporte (11,64%) y petrolero (+100%), a pesar de la disminución que se presentó en los sectores terciario (-0,8%) y residencial (-4.1%)⁷³.

En la región CQR, se presentó un crecimiento moderado de 1,5% a pesar de la disminución en la generación eléctrica por parte de Termodorada en 37,4% con respecto a 2020. Excluyendo el sector termoeléctrico, la región tuvo un crecimiento de la demanda de 4,0%, siendo el sector terciario el de mayor crecimiento (8,0%), seguido por el industrial (7,3%).

⁷³ UPME. Informe proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.



Fuente: Informe proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036, UPME.

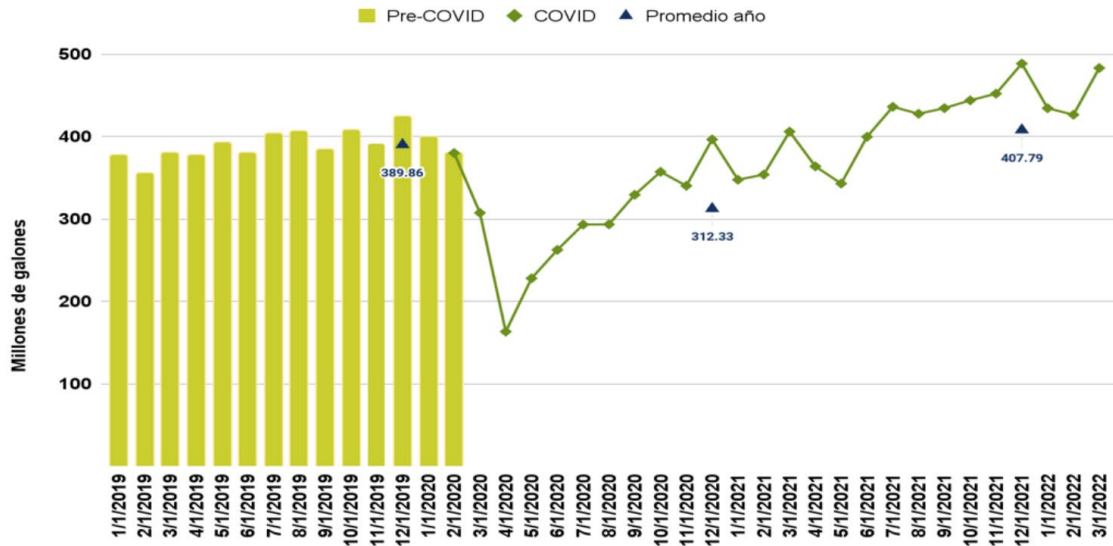
- **Demanda de metanol en Colombia**

El metanol generalmente se utiliza en la fabricación de productos químicos y como combustible para el transporte. El Biodiesel es la mezcla de esteres metílicos o etílicos de ácidos grasos derivados de aceites de origen vegetal o grasa animal, y se producen a partir de la reacción de transesterificación del aceite con un alcohol, específicamente el metanol, el cual resulta siendo un insumo fundamental para la producción del mismo, el cual participa con cerca del 11% del total de los insumos utilizados en la producción del biocombustible. Dicho insumo, el metanol, no se produce en Colombia, razón por la cual su importación de terceros países es necesaria.

El consumo total de combustibles líquidos a nivel nacional en 2020 fue de 3.748 millones de galones (Mgal) y para 2021 alcanzó un nivel de 4.894 Mgal, esto representa un aumento anual de 30%⁷⁴. En términos de demanda promedio mensual, se puede señalar que en 2021 hubo un crecimiento más que proporcional que la caída de 2020. La tasa de crecimiento fue del 31% con respecto a 2020. El consumo promedio mensual de combustibles líquidos fue de 407 Mgal. (Ver Figura 43)

⁷⁴ Ibid.

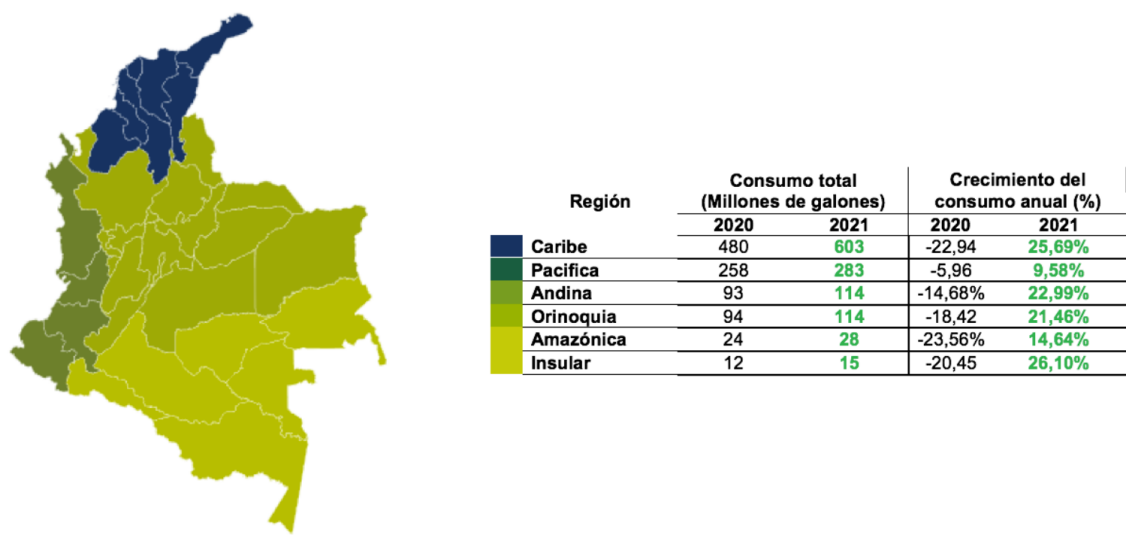
Figura 43. Demanda de Combustibles Líquidos en Colombia (2019, 2020, 2021 y hasta marzo 2022)



Fuente: UPME. Informe proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036

En 2021, los crecimientos por tipo de combustible líquido fueron diferenciados. La demanda de ACPM creció en 22% frente al año 2020, el consumo total pasó de 1.793 Mgal en 2020 a 2.192 Mgal en 2021. Por su parte, el consumo de gasolina aumentó en 31% pues fue de 2.251 Mgal frente a los 1.718 Mgal de 2020. Por último, el consumo total de Jet Fuel fue el que mayor tasa de crecimiento registró en 2021 (90%), pues la demanda pasó de 237 Mgal en 2020 a 451 Mgal en 2021. En términos regionales, el consumo de Diesel se concentra en Bogotá y Antioquia quienes tienen participaciones del 12%, respectivamente.

Figura 44. Demanda de Combustibles Líquidos por Región (Millones de galones - año) 2020 - 2021



Fuente: UPME. Informe proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036

De acuerdo con la ahoja de ruta del hidrógeno en Colombia, se prevé que la tasa de crecimiento esperada para la demanda de metanol es del 3,6% anual hasta 2030

- Demanda de Amoniaco en Colombia**

El amoniaco representa el 27% del consumo de hidrógeno en la actualidad, siendo su aplicación más importante la producción de fertilizantes para el sector agrícola.

Colombia es un referente del sector agrícola, sin embargo, uno de los principales problemas que enfrenta este sector, está asociado a la producción y costos de los fertilizantes. Actualmente el país importa cerca de 2 millones de toneladas de fertilizantes,

la mayoría nitrogenados⁷⁵, estas importaciones están sujetas a políticas internacionales que se reflejan en la inestabilidad de los precios.

Contar con alternativas para la producción de fertilizantes en el país se ha convertido en una prioridad, con ello se busca garantizar la seguridad alimentaria y evitar el aumento de precios. Sin embargo, lo ideal es lograrlo mediante un proceso que sea sostenible. El amoniaco verde es una alternativa, su producción derivada del hidrógeno proveniente de energías renovables, podría sustituir el amoniaco gris que se obtiene del gas natural y actualmente se importa.

En ese orden de ideas, es importante mencionar que, los departamentos de Valle del Cauca, Antioquia y Nariño son líderes en producción agrícola con una participación de 26,2% del total nacional (33,2 millones de toneladas)⁷⁶. Este último destaca especialmente por su diversidad, pues figura en los primeros lugares en 6 de 18 grupos.

Figura 45. Producción Agrícola por Departamentos



Fuente: <https://incp.org.co/valle-del-cauca-antioquia-y-narino-departamentos-lideres-en-produccion/>

⁷⁵ LA REPUBLICA. El país importa 42% de fertilizantes para el agro de Rusia y Ucrania. Diario La República. Disponible en Internet: <<https://www.larepublica.co/especiales/crisis-en-ucrania/el-pais-importa-42-de-fertilizantes-de-rusia-y-ucrania-precios-podrian-incrementarse-3310815>>.

⁷⁶ INSTITUTO NACIONAL DE CONTADORES PÚBLICOS DE COLOMBIA. Valle del Cauca, Antioquia y Nariño, departamentos líderes en producción -. Disponible en Internet: <<https://incp.org.co/valle-del-cauca-antioquia-y-narino-departamentos-lideres-en-produccion/>>.

El país cuenta con potenciales de generación de energía solar y eólica, de los mejores del mundo, lo que lo posiciona en el mercado naciente del Hidrógeno Verde, como jugador clave en la producción, no solo para consumo local, sino como exportador⁷⁷. En este sentido, el amoniaco verde, podría considerarse como el vector energético para poder exportar a grandes distancias.

De acuerdo con la proyección realizada en la hoja de ruta del hidrógeno, se espera un crecimiento anual del 1,5% hasta 2030 derivado de la creciente demanda de fertilizantes por el aumento de la población, aunque se proyectan nuevos usos adicionales para el amoniaco de bajas emisiones como combustible marítimo o en generación eléctrica.

5.1.1.4 Criterio Social. El desarrollo de las operaciones petroleras, implican una gran interacción con las comunidades en el área de influencia, todas las actividades involucradas durante su desarrollo, como la Exploración, Perforación, Producción y Transporte del crudo, generan efectos sobre los ecosistemas, el medio, y las poblaciones que hacen parte de las zonas productoras de hidrocarburos⁷⁸.

En la actualidad, la operación petrolera está marcada por una creciente conflictividad social entre las empresas, las comunidades y las instituciones que interactúan en cada territorio con dinámicas particulares. Si bien existen diferentes expresiones de esta conflictividad social, las vías de hecho, que se traducen principalmente en los bloqueos a la exploración, producción o transporte de hidrocarburos, son el termómetro por excelencia de la situación de conflictividad y sus efectos en la operación del sector de hidrocarburos. Durante el 2018, la conflictividad relacionada con el sector petrolero se concentró en los siguientes temas: atentados a los oleoductos, derrames de crudo,

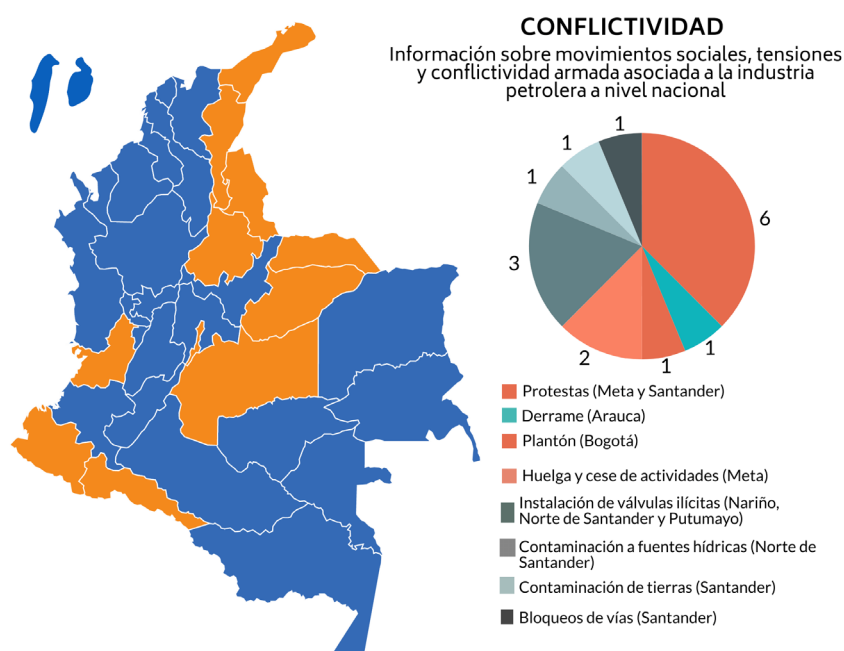
⁷⁷ Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia.

⁷⁸ ARDILA BARBOSA, Wilman Yesid. Impactos De La Industria Petrolera En El Medio Ambiente – Upstream Universidad Industrial De Santander. trabajo de grado. Facultad De Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2014.

protestas en contra de las compañías, contrabando de hidrocarburos, consultas populares, entre otros⁷⁹.

Como se puede ver en la figura 45 entre los departamentos que presentan una mayor conflictividad social se encuentra el departamento del Meta, Santander, Arauca, Nariño, Putumayo y Norte de Santander.

Figura 46. Conflictividad Social en el Sector de Hidrocarburos por Departamentos.



Fuente: <https://bit.ly/3JNsMBH>

En este sentido, un análisis de la conflictividad social en el sector hidrocarburos permitirá identificar los retos sociales que se deben enfrentar en los territorios del país en donde se pretenda implementar proyectos de los sistemas *Power to X*, teniendo en cuenta que

⁷⁹ CRUDO TRANSPARENTE. Pulso petrolero Regional: 31 de enero de 2020 – Crudo Transparente – Por un sector minero-energético, abierto, informado y responsable. Disponible en Internet: <<https://crudotransparente.com/2020/01/31/pulso-petrolero-regional-31-de-enero-de-2020/>>.

la infraestructura para el desarrollo de este tipo de proyectos requiere de una alta seguridad.

5.2 ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS *POWER TO X* EN EL SECTOR PETROLERO

La matriz energética Colombiana está altamente asociada a los combustibles fósiles. Colombia cuenta con un potencial petrolífero estimado en más de “37 mil millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 Kms² en todo el territorio nacional”⁸⁰. La actividad exploratoria está asociada principalmente a las cuencas de los Valles Inferior, Superior y Medio del Magdalena (VIM, VSM y VMM, respectivamente), Catatumbo, La Guajira, cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

Durante los últimos años y como parte del avance hacia la transición energética, el país inició la implementación de diferentes fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER), contribuyendo así al compromiso de las naciones de frenar el cambio climático. Sin embargo, Colombia no cuenta con ningún proyecto asociado a la implementación de tecnologías Power to x en ninguna industria comercial del país. Por tanto, se hace necesario realizar un acercamiento a las tecnologías Power to X, revisando las experiencias adelantadas en el mundo y considerando los aspectos que permitirían tener proyectos de esta índole en la industria petrolera que contribuyan al desarrollo y abastecimiento energético de las operaciones petroleras que hoy se proyectan en el territorio nacional.

⁸⁰ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEOS. Caracterización del Sector: Catálogo de Cualificaciones Extracción de Petróleo Y Gas, Bogota.2021.

Considerando las oportunidades que genera para Colombia el desarrollo e implementación de estos nuevos sistemas, en aras de mantener y aumentar el abastecimiento de las operaciones en el sector y suplir el gasto energético asociado al mismo, en esta sección se plantea la posibilidad de incluir estas nuevas tecnologías en diferentes áreas, como la perforación, producción, facilidades de superficie, entre otras. El desarrollo de los sistemas *Power to X*, permitirá disponer de alternativas de almacenamiento para la utilización de excedentes de electricidad de fuentes de energía renovable, y que a su vez representa la generación de nuevas sustancias que inicialmente buscan autoabastecer las necesidades operativas y en un segundo plano sean comercializables.

5.2.1 Estrategia para la Implementación de los Sistemas PTX en el Sector Petrolero.

La estrategia para la implementación de los sistemas *Power to X* incluye el desarrollo de diferentes fases, sobre las cuales se han definido una serie de líneas de trabajo que serán el punto de partida hacia nuevas alternativas a nivel energético en la industria. Se distinguen tres fases en las que se abordarán las siguientes líneas de trabajo:

Figura 47. Fases para la Implementación de las Tecnologías *Power to X*



5.2.1.1 Fase 1: Implementación de Energías Renovables para Abastecer las Necesidades Energéticas del Día

- **Realizar un diagnóstico del potencial eólico y solar que hay en la zona de interés**

En los sistemas *Power to X* se considera esencial, contar con un centro de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables no convencionales (FNCER) que garanticen el suministro energético para el aprovechamiento durante el día. Por tanto, es necesario analizar las zonas que presentan potencial para la generación de estas energías.

El análisis de las zonas puede efectuarse a partir de sistemas de información geográfica (GIS) realizando ejercicios de mapeo que permitan visualizar tanto las restricciones como los factores de potencial clave en las áreas de desarrollo eólico y solar en Colombia. Actualmente, se dispone de múltiples estudios que permiten estimar el potencial de generación en una región específica, para ello, se tienen en cuenta parámetros estadísticos para modelar las mediciones obtenidas. Técnicamente, el potencial se refiere a la máxima capacidad de desarrollo de energía eólica y solar, y se basa en criterios como: la velocidad del viento, irradiación solar, extensión de área y condiciones climáticas asociadas a las zonas.

- **Realizar la identificación de la demanda energética**

El reconocimiento de las características generales del campo es de suma importancia para la evaluación de los procesos que utilizan energía eléctrica, con el fin de identificar y tipificar el consumo de energía eléctrica se deben analizar las características de las operaciones realizadas en campo para evaluar los procesos que requieren suministro de energía eléctrica.

Un campo de petróleo se compone generalmente de facilidades de producción asociadas al manejo de fluidos tales como recolección, tratamiento, separación y sistema de levantamiento artificial y área de perforación; a su vez, un área civil en donde se

encuentran caminos de acceso, campamentos, entre otras destinadas al cubrimiento de necesidades vitales de los trabajadores; y a su vez un área administrativa de manejo y control del campo.

Figura 48. Componentes Básicos de un Campo de Petróleo.



Fuente: ALVAREZ CARREÑO, Stephany Yuliany., DURAN RONDÓN, María Fernanda. Análisis del uso de energía solar y eólica en la operación de un campo petrolero, proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.2019.

El suministro de energía se distribuye en todas las operaciones del campo, por ejemplo: en el área de producción se cuenta con unidades de bombeo y motores, a su vez, es necesario calcular el consumo máximo de energía eléctrica por cada unidad de bombeo, eficiencia de consumo y mediciones de potencia. El área destinada al control y tratamiento de los fluidos incluye el uso de equipos de bombas de cargue, inyección, presurización y compresores de aire. Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo y que requieren un alto suministro de energía.

El diagnóstico de la demanda energética es fundamental para reconocer el dimensionamiento de los sistemas que permitirían convertir esa energía en *Power to X*.

De esta forma, se busca asegurar el abastecimiento energético y conocer las condiciones operacionales para el diseño de una planta *Power to X*, en la cual se evalúan diferentes aspectos técnicos para su funcionamiento, como se mencionó en el capítulo 3. En general, el proceso de generación consta de dos grandes etapas, que se deberán analizar teniendo en cuenta el sistema o la tecnología PTX que se implementará. La primera etapa para la aplicación de cualquiera de los sistemas *Power to X* en campo, está asociada a la generación de hidrógeno renovable, que busca implementarse mediante el proceso de electrólisis. Una vez obtenido el hidrógeno, la siguiente etapa comprenderá los procesos adicionales y propios de cada sistema de generación PTX, ya sea: hidrógeno, metanol, metano o amoníaco.

5.2.1.2 Fase 2: Ampliar el Sistema Renovable para la Aplicación de Power to X para Abastecer las Necesidades Energéticas Durante la Noche. Existe un reto para cualquier empresa que requiera iniciar por primera vez la ampliación de energías renovables y está inmerso en la construcción de plataformas de instalación y mantenimiento. La optimización del uso de los recursos disponibles y el análisis de acciones prioritarias en el desarrollo tecnológico deben hacerse apoyándose en el modelado energético del sistema que se busca abastecer.

Hasta esta fase, el sistema de producción y distribución energética en el campo logrará cubrir la demanda de cada una de las operaciones durante el día, teniendo en cuenta el proceso de abastecimiento generado mediante las energías renovables implementadas, sin embargo, será necesario realizar una ampliación de los sistemas renovables a fin de dar inicio al abastecimiento de las necesidades energéticas operativas durante la noche.

La cobertura que se pretende realizar está asociada a aquellas operaciones que no requieren la movilización de infraestructura dentro del campo. Para ello se requiere tener en cuenta la dimensión de la ampliación del sistema de energía solar y eólica, lo que se pretende es generar energía en exceso que será aprovechada en las horas de la noche. Considerar el consumo en equipos para el tratamiento de agua, sistemas de reinyección

y en términos generales todo lo relacionado con las diferentes estaciones dentro del campo, es fundamental para asegurar el éxito del despliegue focalizado.

Existen dificultades técnicas y operativas que se pueden llegar a presentar en el momento de ampliar los sistemas de energías renovables solar o eólica, que indudablemente representan obstáculos a la hora de querer incursionar en estos proyectos.

Por ejemplo, la falta de personal altamente capacitado en normas de competencia laboral específicas para este tipo de tecnologías, el desconocimiento de los protocolos necesarios para realizar los estudios geológicos, topográficos y de suelos que serían pertinentes en las zonas en las que se van a ubicar los proyectos, así mismo, la efectividad para el almacenamiento de la energía producida por el sol y los vientos, ya que al ser energías con alta variación por el clima, se debe garantizar el flujo continuo para evitar intermitencias del servicio, ya todo esto implicaría costos y logística adicional.

5.2.1.3 Fase 3: Aprovechamiento en el Sector Petrolero. La fase 3 comprende la planeación para la expansión de infraestructura en coordinación con la generación eléctrica renovable y la implementación de los sistemas Power to X que pretenden abastecer en su mayoría las operaciones del campo, incluyendo aquellas que implican la movilización de equipos operacionales. En este sentido, se tienen 2 líneas de trabajo propuestas que permitirían alcanzar el objetivo:

- **Línea 1: Autoabastecimiento de materia prima**

Los procesos productivos en los sistemas Power to X, involucran diferentes sustancias o materias primas para las cuales se debe garantizar el abastecimiento, lo que se pretende es ampliar la cobertura a cada una de las operaciones del campo, por tanto, resulta indispensable contar con la materia prima necesaria para lograr que el proceso sea continuo. Alcanzar el autoabastecimiento, garantizará que la operación de producción del sistema *Power to X* que se esté implementando pueda efectuarse de forma eficiente, para esto se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Figura 49. Implementación de las Tecnologías PTX en el Sector Petrolero



Fuente: Modificado de Siemens.

Almacenamiento de hidrógeno a largo plazo: El hidrógeno, al ser el portador esencial para el desarrollo de los PTX se convierte en la principal fuente de materia prima que se debe garantizar. La planta de generación de hidrógeno es una instalación que integra diversas tecnologías claves para producir hidrógeno verde. Su implementación servirá, conectará, transformará y reducirá las emisiones de carbono en la industria. Debido a su bajo peso molecular y sus características químicas, el manejo efectivo y seguro del hidrógeno necesita soluciones, productos y conocimientos específicos. *

Solución de captura de CO₂ y suministro de N₂: La producción de sustancias como el metano y metanol involucran una corriente de CO₂, que en conjunto con el hidrógeno permiten su obtención. Es por ello, que el suministro de este gas debe garantizarse dentro del campo. Es importante tener en cuenta que al ser sistemas PTX el origen del CO₂ requerido juega un papel fundamental en la expansión de este tipo de proyectos para producir combustibles verdes. Actualmente, se cuenta con diversas formas para capturar el CO₂:

- **CO₂** de fuentes biogénicas, como la biomasa.
- **CO₂** de emisiones industriales.
- **CO₂** desde la atmósfera a través de la captura directa de aire (DAC).

Por su parte, la producción de amoníaco (NH_3) requiere una fuente de nitrógeno. En este proceso, el nitrógeno se suministra a través de la separación de aire principalmente como criogénico. Actualmente esta es una de las tecnologías más eficientes y rentables para generarlo en grandes cantidades, con la tecnología criogénica, el nitrógeno se produce en alta pureza que se puede utilizar como un subproducto útil.

- **Línea 2: Distribución y transporte dentro del campo**

Uno de los principales retos para la implementación de los sistemas Power to X en la industria de los hidrocarburos, está asociado a las condiciones propias de cada sustancia producida para ser transportadas dentro del campo de operaciones para suplir la demanda energética. Con la implementación de estas tecnologías, se pueden obtener diferentes sustancias que cubrirían el consumo de los sistemas de operación, incluyendo las diversas etapas que atraviesa un campo petrolero durante el desarrollo.

Actualmente, en Colombia no se cuenta con una infraestructura definida para transportar el hidrógeno y sus derivados. Sin embargo, la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia plantea la posibilidad de reacondicionar la red de gaseoductos de más de 7500 km de longitud y que actualmente está destinada al transporte de gas natural, el reacondicionamiento para el transporte de hidrógeno se plantea por tramos que conecten grandes centros productivos con importantes núcleos de demanda.

De hecho, el reacondicionamiento de infraestructura de gas natural existente es la forma más competitiva de transportar grandes volúmenes de hidrógeno, hasta un 50% menos frente a la instalación de nuevos hidroductos. Por tanto, es necesario identificar la

ubicación de los tramos de red gasista que podrían ser utilizados para un transporte competitivo del hidrógeno, especialmente si se encuentran en desuso, y delinear un plan de adecuación de las infraestructuras.

- **Potencial de exportación de sustancias *Power to X***

De acuerdo con la hoja de ruta del Hidrógeno, en términos de exportación, Colombia cuenta con gran potencial debido a las condiciones climáticas, la gran superficie disponible para la implementación de plantas de energías renovables y a su posición geográfica, ya que se encuentra en medio de dos océanos.

Para poder aprovechar todo este potencial, en la implementación de las tecnologías *Power to X*, es necesario el impulso de planes de desarrollo de infraestructura portuaria con la adaptación de los puertos del país para la exportación de hidrógeno y sus derivados (Metano, Metanol, amoníaco, entre otros). Los combustibles sintéticos que se usan hoy en día se producen a partir de fuentes fósiles, por lo que no son ni neutros ni libres de carbono, los combustibles sintéticos de los procesos *Power to X* son diferentes. Estos e-Fuels también podrían producirse con un exceso de electricidad de los parques eólicos y solares, evitando las reducciones temporales actuales o las paradas de estas fuentes cuando generan demasiada energía para la red.

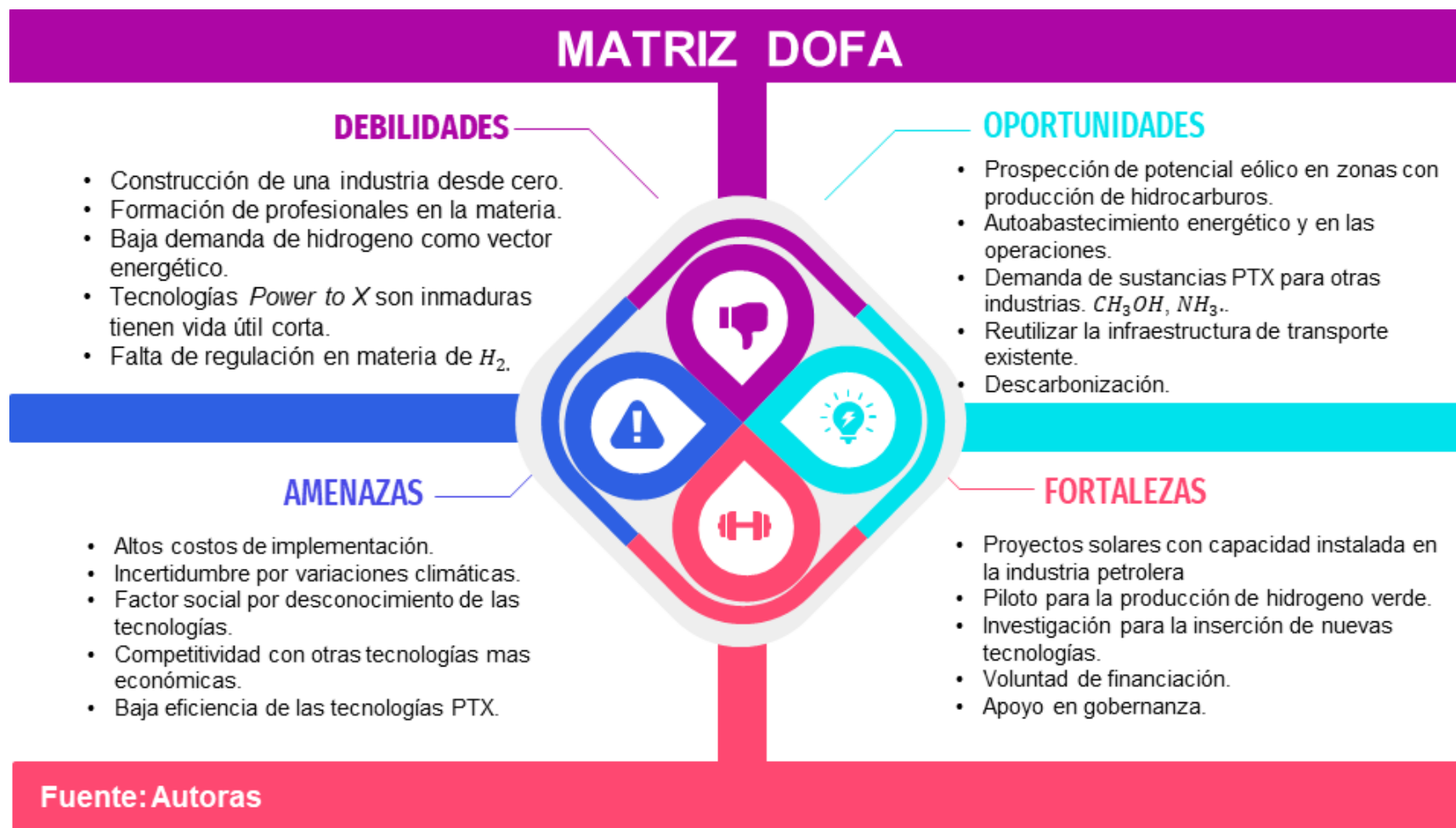
Entre los puertos más importantes de Colombia en materia de exportación e importación de combustibles se encuentran Cartagena, Buenaventura, Coveñas y Tumaco. Además, el país cuenta con puertos ubicados en zonas de alto recurso renovable como Puerto Brisa en la región de La Guajira. Así mismo la industria del petróleo tendrá el desafío de elaborar un plan de despliegue de infraestructura para la exportación de sustancias PTX, en donde se deberá contemplar el desarrollo de infraestructura de acondicionamiento, transformación y almacenamiento las sustancias de acuerdo con la demanda internacional esperada y ambición de exportación.

Por este motivo, se considera esencial apoyar el despliegue de producción de hidrógeno, amoníaco, metanol y metano, para su uso como combustibles alternativos y hacerlo de

manera coordinada con el despliegue esperado de transporte según la necesidad (cisternas, cilindros, tanques, ductos, etc) así como la infraestructura de recarga eléctrica renovable continua para evitar incurrir en sobrecostos.

5.2.2 Matriz DOFA. El diagnóstico de las condiciones de Colombia para la implementación de las tecnologías PTX, se realizó a través de la construcción de una matriz DOFA, esta herramienta permitió evidenciar en qué estado se encuentra actualmente la industria petrolera para el desarrollo de estas tecnologías en el territorio nacional. La elaboración de esta matriz tuvo en cuenta los diferentes criterios expuestos en capítulos anteriores y que son de vital importancia para determinar la viabilidad de estos proyectos.

Figura 50. Matriz DOFA



Teniendo en cuenta el análisis de la información se identifica como puntos fuertes de las tecnologías Power-to-X, la capacidad instalada de proyectos solares en la industria petrolera, teniendo en cuenta que en los últimos años se han desarrollado proyectos de esta índole, representando una fortaleza para la inserción de las tecnologías PTX en el sector petrolero. A su vez, se cuenta con un piloto de producción de hidrogeno a partir de energía solar y que actualmente se están realizando nuevas investigaciones para la inserción de nuevas tecnologías. El apoyo en gobernanza representa otra fortaleza para el despliegue de los sistemas power to X, debido a las políticas y estrategias trazadas por el estado colombiano para la generación de energías renovables, en las que se destacan la Hoja de Ruta de Hidrógeno, la Hoja de Ruta de la Misión de Transformación Energética y la Hoja de Ruta para el despliegue de la Energía Eólica Costa Afuera, la exclusión automática del IVA en infraestructura de energía solar; la reducción del 50 % del impuesto de renta durante 15 años para inversión en infraestructura para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)

Como oportunidades, se identificaron varios factores, el primero está relacionado con la prospección del potencial eólico en zonas con producción de hidrocarburos; es de indicar que actualmente se está realizando la implementación de un plan para comenzar a medir el potencial de generación de energía eólica en dos áreas de influencia de operaciones petroleras ubicadas en el departamento de Casanare lo que representa una oportunidad para la implementación de las tecnologías PTX. El Autoabastecimiento de las operaciones petroleras es una gran oportunidad para la industria, ya que el sistema de producción y distribución energética ayudaría a cubrir la demanda de cada una de las operaciones. Una oportunidad también radica en el amplio espectro de productos finales, es decir, portadores de energía (diferentes "X" posibles), que pueden ser producidos por esta tecnología y que al mismo tiempo pueden ser comercializables para otras industrias que requieran de estos productos finales. Así mismo se identifica un gran potencial para reutilizar la infraestructura de transporte existente; el reacondicionamiento de infraestructura de gas natural existente es la forma más competitiva de transportar

grandes volúmenes de hidrógeno. Power to X ofrece una solución a la descarbonización de partes del sector de hidrocarburos.

Hasta ahora, se ha evidenciado las fortalezas y oportunidades que presenta el sector de los hidrocarburos para la inserción de las tecnologías Power to X. Sin embargo, es importante resaltar aquellas debilidades para su implementación; inicialmente, se debe considerar que el desarrollo de estos sistemas, implica la construcción de una industria desde cero, debido a que hasta el momento no se cuenta con algún registro de proyectos Power to X dentro de la industria petrolera, por tanto, sería pertinente realizar diferentes estudios a fin de evaluar el cumplimiento de los diferentes criterios que se deben tener en cuenta y que fueron evaluados en capítulos anteriores para el despliegue de estos sistemas. A su vez, uno de los principales retos a los que se vería enfrentada la industria, está asociado a la falta de personal calificado para asumir este tipo de proyectos, actualmente no se cuenta con el nivel académico y de implementación suficiente en el país para soportar el desarrollo de estas tecnologías.

Por otra parte, si bien Colombia ha mostrado su interés por aumentar el nivel de participación de fuentes renovables en su matriz energética, se evidencian algunas falencias para la incursión de nuevas tecnologías. Por ejemplo, actualmente el país no cuenta con una demanda de hidrógeno establecida, por consiguiente, tampoco se tiene una normatividad técnica para el uso del hidrógeno como vector energético, por tanto, resulta pertinente evaluar la normatividad existente, a fin de permitir el desarrollo de las disposiciones necesarias para afianzar su implementación.

Otro de los aspectos que representan una debilidad, se refiere a la inmadurez y corta vida útil de las tecnologías. Actualmente, el nivel de desarrollo de estos sistemas no es el más alto, aunque los últimos años se han realizado diversos proyectos a nivel mundial, no es suficiente para contar con un grado alto de madurez. Otra de las debilidades, incluso para aquellas tecnologías que ya poseen un alto nivel de preparación tecnológica, está

asociada a la vida útil de las unidades de electrólisis las cuales tienen una vida útil relativamente corta.

Una de las principales amenazas para la implementación de las tecnologías Power to X en la industria petrolera, se asocia a los altos costos de inversión e implementación de las tecnologías. Por ejemplo, el electrolizador requerido para el proceso de electrólisis que es el foco principal de los diversos sistemas Power to X, no está disponible comercialmente en el país, lo que requiere importarlo y esto aumenta los costos de inversión. A su vez, el nivel de competitividad con otras tecnologías que son más viables económicamente. Power to X es una tecnología que requiere mucha energía, y por tanto podría incurrir en un aumento de los precios de la electricidad, lo que implica una baja eficiencia energética comparada con las tecnologías actualmente disponibles. Por lo tanto, si el precio de la electricidad procedente de renovables no es bajo o existe la necesidad de comprar electricidad de la red con tarifas propias, existe el riesgo de que estos sistemas no puedan convertirse en una opción competitiva a nivel económico.

El desarrollo de las actividades petroleras en Colombia implica una constante interacción con las comunidades en las áreas de intervención, por ello es común que se presente diversos tipos de conflictividad social entre las compañías petroleras y las comunidades ante la ejecución de sus actividades, por consiguiente, un factor determinante si lo que se pretende es realizar la inserción de estas nuevas tecnologías, es el social. Brindar el conocimiento necesario a las comunidades sobre la implementación de nuevas tecnologías, lograra cerrar la brecha por desconocimiento entre las partes, generando así que las actividades se puedan realizar de una forma segura y pertinente.

6. CONCLUSIONES

La descripción de las tecnologías presentada en este libro, producto de la revisión bibliográfica realizada, aporta un valor a la industria de los hidrocarburos en el país. Este, podría ser el punto de partida para fomentar la participación investigativa en la inserción de nuevas tecnologías en Colombia, teniendo en cuentas los diferentes retos o limitaciones a los que se vería enfrentada la industria para su implementación, pero también las oportunidades con las que se cuentan para hacerlo.

La implementación de proyectos asociados a Tecnologías Power to X implica la evaluación de diferentes criterios a nivel operativo, económico, geográfico y ambiental. Actualmente, Europa es pionero en estas tecnologías, esto se debe fundamentalmente a que La Unión Europea cuenta con políticas que favorecen el avance de proyectos Power to X, brindando diferentes incentivos económicos a fin de promover el desarrollo e implementación de estas nuevas tecnologías.

La costa caribe se proyecta como una de las zonas principales para la implementación de las tecnologías *Power to X*, debido a que presenta un alto potencial para la inserción de energías renovables no convencionales (FNCER) y cuenta con fuentes de hidrocarburos tanto *on shore* como *off shore*. Por otra parte, esta región del país actualmente tiene infraestructura a nivel de transporte de hidrocarburos que podría ser reacondicionada y soportar los requerimientos de los sistemas PTX para la distribución de las sustancias obtenidas. Una vez implementados estos sistemas, a largo plazo se podrían llegar a exportar las sustancias obtenidas mediante el *Power to X* y un factor clave, es que los puertos más importantes del país se encuentran en la zona del caribe.

El análisis de la matriz DOFA, evidencia que la industria petrolera cuenta con grandes oportunidades para la inserción de nuevas tecnologías como *Power to X*, teniendo en cuenta que actualmente se dispone de algunos factores claves para la implementación, como por ejemplo la capacidad instalada en proyectos de energía solar, a su vez la

industria sigue trabajando en la investigación y desarrollo de proyectos eólicos con los cuales busca cubrir a corto plazo parte de su demanda energética y posteriormente ir ampliando su capacidad hasta cubrir la mayor cantidad de operaciones que se realizan. Sin embargo, es evidente que el camino para alcanzar esto aún es largo y un poco incierto, debido a que actualmente la industria no dispone de personal capacitado en dichas tecnologías, a su vez, el factor económico sería clave para determinar la viabilidad de estos proyectos.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda como complemento a este proyecto, realizar un análisis con data real de la demanda energética de un campo petrolero junto con la capacidad de generación energética que actualmente poseen los proyectos de energía renovable asociados a la industria, debido a que, este proyecto de investigación propone una metodología para la implementación de las Tecnologías *Power to X* de forma sencilla, pero con alta incertidumbre, la cual permite evidenciar posibles escenarios de aplicación en la industria del petróleo.

A su vez, se recomienda realizar una consulta a expertos considerando las posibilidades de implementación de las tecnologías *Power to X* en Colombia.

Se recomienda construir un documento o plan de acción que permita la combinación de los sistemas de energía renovable con las tecnologías *Power to X*, para incrementar la confiabilidad en el suministro de electricidad limpia en Colombia.

Se recomienda profundizar la investigación para la implementación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en diferentes actividades del sector petrolero, a fin de contribuir con la transición energética en el país y la descarbonización de la industria petrolera.

Se recomienda la implementación de herramientas tecnológicas o software que permitan visualizar el potencial de generación de energías renovables, a su vez criterios económicos que serían determinantes al momento de evaluar la viabilidad de este tipo de proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ CARREÑO, Stephany Yuliany., DURAN RONDÓN, María Fernanda. Análisis del uso de energía solar y eólica en la operación de un campo petrolero, proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.2019.

ARANGO, Adriana., SIMÓN CORTÉS, Londoño. Energías Renovables En Colombia: Una Aproximación Desde La Economía, Revista Ciencias Estratégicas, vol. 25, núm. 38, Medellín, Colombia. julio-diciembre, 2017, pp. 375-390. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/1513/151354939007.pdf>

ARDILA BARBOSA, Wilman Yesid. Impactos De La Industria Petrolera En El Medio Ambiente – Upstream Universidad Industrial De Santander. Trabajo de grado. Facultad De Ingenierías fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2014.

BELLOTTI, D.; RIVAROLO, M. y MAGISTRI, L. A comparative techno-economic and sensitivity analysis of Power-to-X processes from different energy sources. En: Energy Conversion and Management. Mayo, 2022. Vol. 260, p. 115565. Disponible en Internet: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115565>>. ISSN 0196-8904.

BERMÚDEZ SORIANO, Luis Miguel. Potencial de los sistemas Power-To-Power para el almacenamiento de energía de origen renovable. Trabajo de grado. Sevilla: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, 2021. 11 p.

BINOY, Mariya y P A, Soloman. Heat Integration of Synthesis Gas Production Part of Haber-Bosch Process of Ammonia Manufacture. En: SSRN Electronic Journal. 2021. Disponible en: <<https://doi.org/10.2139/ssrn.3991462>>. ISSN 1556-5068.

BRITISH PETROLEUM. Full report–BP statistical review of world energy 2021.

CALO MARMOLEJO, Antonio Daniel. Estado actual de las técnicas de producción de combustibles a partir de CO₂, Trabajo de pregrado. Sevilla. Universidad de Sevilla, 2021.

CURRIE, Robert, et al. Design of an Air-Cooled Sabatier Reactor for Thermocatalytic Hydrogenation of CO₂: Experimental Proof-of-Concept and Model-Based Feasibility Analysis. En: Industrial & Engineering Chemistry Research. Julio, 2019. vol. 58, no. 29, p. 12964-12980. Disponible en: <<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b01426>>. ISSN 1520-5045.

DAIYAN, Rahman. MacGill, I., & Amal, R. Opportunities and challenges for renewable power-to-X. 2020. ACS Energy Letters, 5(12), 3843–3847. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/acsenenergylett.0c02249>

DIRECCIÓN NACIONAL DE PLANEACIÓN (13 de mayo de 2022). Colombia multiplicará 100 veces su producción energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en 2023. Portal Web DNP. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/Paginas/Colombia-Energia-Renovables-en-2023.aspx>

FRONTIER ECONOMICS; “International Aspects of A Power-To-X Roadmap: A Report Prepared For The World Energy Council, Germany”; 2018. p. 15

Gavin Rennie, Brad K. Hartnett, Victoria Reyes, Dafna Siegert, Daniel Sandoval, Maria Banda Análisis de brechas y oportunidades de innovación en el sector energético en América Latina y el Caribe, (.Monografía del BID; 846)

GONZÁLEZ ARRANZ, Sergio., Power To Gas Y Metanación Subterránea., proyecto de grado, Escuela Técnica Superior De Ingenieros De Minas Y Energía.2020, Madrid, España.

Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia, Gobierno de Colombia.

HUMPHREYS, John; LAN, Rong y TAO, Shanwen. Development and Recent Progress on Ammonia Synthesis Catalysts for Haber–Bosch Process. En: Advanced Energy and Sustainability Research. Vol. 2, no. p. 2000043. Disponible en: <<https://doi.org/10.1002/aesr.202000043>>. ISSN 2699-9412.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: IEA. World energy outlook 2020. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: IRENA. Offshore Renewables: Powering the Blue Economy 2020.

IRENA and AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.

IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol

KEBEDE, Abraham Alem. A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration. En: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Mayo, 2022. vol., p. 112213. Disponible en: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213>>. ISSN 1364-0321.

KOBER Bauer. et al. Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. Innosuisse –Swiss Innovation Agency, julio 2019. Disponible en: https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-07/Kober-et-al_WhitePaper-P2X.pdf

LAKATOS, L., HEVESSY, G., & KOVÁCS, J. Advantages and disadvantages of solar energy and wind-power utilization. World Futures, 2011 67(6), 395-408.

LIN, Yixiong, et al. CFD simulation of the Sabatier process in a shell-and-tube reactor under local thermal non-equilibrium conditions: Parameter sensitivity and reaction mechanism analysis. En: International Journal of Hydrogen Energy. Abril, 2022. Vol. 47, no. 34, p. 15254-15269 Disponible en: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.029>>. ISSN 0360-3199.

LÓPEZ SUÁREZ, Alfonso. Las Cuatro Petroleras Que Apuestan Por Las Energías Renovables. 21 de julio de 2022, En: Revista Digital El Colombiano. Disponible en: <https://cutt.ly/h1hvYCT>

LZZAT LQBAL, Cheema. ULRIKE, Krewer. Operating envelope of Haber-Bosch process design for power-to-ammonia. 2018, RSC Advances, 8(61), 34926–34936. Disponible en: <https://doi.org/10.1039/C8RA06821F>

MOJOLI, Emanuele. Enhancement of Power-to-Gas via Multi-catalyst Reactors Tailoring Reaction Rate and Heat Exchange. En: CHIMIA. 27, abril, 2022. Vol. 76, no. 4, p. 288. Disponible en: <<https://doi.org/10.2533/chimia.2022.288>>. ISSN 2673-2424.

NAVARRO DE MIGUEL, Juan Carlos. Estudio de la reacción de Sabatier para la valorización de CO₂ a partir de corrientes de flue gas. Tesis Doctoral. Universidad de Sevilla. 2020.

OLABI, A. G., et al. Critical review of energy storage systems. En: Energy [en línea]. Enero, 2021. Vol. 214, p. 118987. Disponible en: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>>. ISSN 0360-5442.

R. Amal, R. Daiyan, K. Polepalle, M. H. Khan. T. Gao. NSW Power to X (P2X) Pre-Feasibility Study. UNSW Sydney, Australia. 2021

SHELL. SKY, Meeting the goals of the Paris agreement.2018.

SIEMENS ENERGY (2021). Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world. Portal SIEMENS ENERGY. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/technical-papers/download-power-to-x.html>

Skov, I.R.; SCHNEIDER, N.; SCHWEIGER, G.; SCHÖGGL, J.-P.; POSCH, A. Power-to-X in Denmark: An Analysis of Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats. *Energies* 2021, 14, 913. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en14040913>

SORRENTI, Ilaria, et al. The role of power-to-X in hybrid renewable energy systems: a comprehensive review. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Mayo, 2022. Vol. 165, p. 112380. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112380>. ISSN 1364-0321.

STERNER, M.; SPECHT, M. Power-to-Gas and Power-to-X—The History and Results of Developing a New Storage Concept. *Energies* 2021, 14, 6594. <https://doi.org/10.3390/en14206594>

TAN, KANG MIAO, et al. Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration. En: *Journal of Energy Storage*. Julio, 2021. vol. 39, p. 102591. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>. ISSN 2352-152X.

THE CATALYST GROUP RESOURCES. Power-to-X: Techno-economic, Commercial and Strategic Developments for Production of Energy Carrier Chemicals, Petrochemicals and Sustainable Fuels. 2021

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. Modelos analíticos. Portal UPME. 2021. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/informacioncifras/paginas/modelos-analiticos.aspx>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA Proyección de demanda de energía eléctrica y gas natural 2021-2035. Portal UPME. 2021.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: EIA. Annual Energy Outlook with projections to 2050. 2020

VAHID VAHIDINASAB, Behnam Mohammadi. Whole Energy Systems Bridging the Gap via Vector-Coupling. 2022. Springer, Cap 2. 32 p. ISBN: 978-3-030-87652-4

WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Scenarios. Exploring Innovation Pathways to 2040. 2019

Wulf C, Zapp P and Schreiber A Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. Front. Energy Res. 8: 191. 2020. doi: 10.3389/fenrg.2020.00191

Zaher Chehade, Christine Mansilla, Paul Lucchese, Samantha Hilliard, Joris Proost. Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world. International journal of hydrogen energy 44 27637 -27655. 2019

ZHUANG, Yichen. Design and Experimental Study of a Sabatier Reactor for Conversion of CO₂ and Biogas into Renewable Natural Gas. Tesis doctoral. Waterloo, Ontario, Canada: University of Waterloo, 2022. 54 p.

ZLINDRA SCHOEN, Mayer Shapiro., et al. Development and Testing of Prototype Sabatier Reactor for Martian in Situ Propellant Production. In Earth and Space 2021 264-273 p.