

Artículo de revisión bibliográfica

Reducción de emisiones de carbono mediante el blending de gas natural e hidrógeno en las redes de distribución de gas natural de Bolivia

Reduction of carbon emissions through the blending of natural gas and hydrogen in the natural gas distribution networks of Bolivia

 Henry Panozo Villca¹  Edgar Canelas Jaimes²

1. Departamento de Petróleo, Gas y Energías, Universidad Privada del Valle, Cochabamba, Bolivia. Correo Electrónico: pyh2014956@est.univalle.edu. 2. Departamento de Petróleo, Gas y Energías, Universidad Privada del Valle, Cochabamba, Bolivia. Correo Electrónico: ecanelasj@univalle.edu

RESUMEN

El alto consumo de combustibles fósiles en la generación eléctrica y procesos industriales, representan más de un tercio de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), son prioritarios en la búsqueda de la descarbonización. Por otro lado, el hidrógeno es un combustible limpio, sostenible y con un bajo índice de contaminación, además de ser un vector energético, es también materia prima para contribuir en la descarbonización del planeta mediante el blending de gas natural con hidrógeno. Sin embargo, está sujeta a las limitaciones de diseño y transporte por la red de distribución de gas natural. Por lo que un análisis de las investigaciones para el sistema de transporte y todos los equipos secundarios permitirá dar un panorama sobre su factibilidad de uso. Este artículo presenta una revisión bibliográfica sobre diferentes fuentes de producción de hidrógeno y parámetros de blending de hidrógeno en la red de gas natural como alternativa para reducir las emisiones de carbono en Bolivia, en función de 5 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Palabras Clave: Blending. Hidrógeno. Gas natural. Descarbonización. Inyección de hidrógeno en tuberías de gas natural. Reducción de emisiones de carbono.

Abreviaturas: Hidrógeno (H₂), dióxido de carbono (CO₂), inyección de hidrógeno en las redes de gas natural (HIGG), reformado de metano con vapor (SMR); reformado autotérmico (ATR); Captura y almacenamiento de carbono (CCS), gas natural licuado (GNL).

ABSTRACT

The high consumption of fossil fuels in electricity generation and industrial processes, representing more than a third of global greenhouse gas (GHG) emissions, are a priority in the search for decarbonization. On the other hand, hydrogen is a clean, sustainable fuel with a low pollution rate, in addition to being an energy vector, it is also a raw material to contribute to the decarbonization of the planet by blending natural gas with hydrogen. However, it is subject to

Citar como: Panozo Villca, H., & Canelas Jaimes, E. (2023). Reducción de emisiones de carbono mediante el Blending de hidrogeno/gas natural en las redes de distribución de gas natural de Bolivia. Journal Boliviano De Ciencias, 19 (Especial), 64-91 <https://doi.org/10.52428/20758944.v19iEspecial.452>

Revisado: 09/02/2023
Aceptado: 28/06/2023
Publicado: 01/07/2023

Declaración: Derechos de autor 2023 Henry Panozo Villca.

Esta obra está bajo una licencia internacional [Creative Commons Atribución 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Los autores/as declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento.



design and transportation limitations through the natural gas distribution network. Therefore, an analysis of the investigations for the transport system and all secondary equipment will allow an overview of its feasibility of use. This article presents a bibliographic review on different sources of hydrogen production and hydrogen blending parameters in the natural gas network as an alternative to reduce carbon emissions in Bolivia, based on 5 of the 17 Sustainable Development Goals established by the United Nations Organization (UN).

Keywords: Blending. Hydrogen. Natural gas. Decarbonization. Hydrogen injection in natural gas pipelines. Reduction of carbon emissions.

Abbreviations: Hydrogen (H₂), carbon dioxide (CO₂), hydrogen injection into natural gas grids (HIGG), Steam methane reforming (SMR); Autothermal reforming (ATR); Carbon capture and storage (CCS), liquefied natural gas (LNG).

1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno (H₂) es el elemento más simple; un átomo consta de un núcleo formado por un solo protón alrededor del cual orbita un electrón (Rudolf, 1977); (Wylie-Interscience., 2005), es el elemento más extendido mismo que constituye aproximadamente el 75% de la materia del universo, pero prácticamente no hay forma libre en la tierra, debido a que se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos (Tambutti & Muñóz, 2002); (Zhiliang Cao, Henry Gu Cao., 2014).

Por otro lado, dado que el hidrógeno es una sustancia gaseosa incolora, inodoro e inflamable en condiciones estándar, al combustionar produce una llama azul claro y su vapor es más ligero que el aire (Ram B. Gupta, 2015). Sin embargo, a temperaturas muy bajas o presiones muy altas, el gas se vuelve líquido o sólido respectivamente (Ghimire *et al.*, 2015), con puntos de fusión y ebullición bajos, que es evidencia de una atracción débil entre las moléculas de hidrógeno (House & House, 2016), además se considera como un gas no tóxico (Pearson, 2018).

Es importante considerar que el hidrógeno no es una fuente de energía, sino un vector de energía (E.M.do Sacramento, Paulo C.M.Carvalho, L.C.de Lima, T.N.Veziroglu., 2013); (Duarte, 2016), de este modo durante el consumo de hidrógeno para producir energía, se libera agua, sin producir ningún tipo de emisión al medio ambiente. Por ello, se considera al hidrógeno como vector energético del futuro y su aplicación es una opción factible para reducir las emisiones medio ambientales (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021).

Este combustible puede ser utilizado tanto para el sector del transporte terrestre o aéreo así como para la generación de energía en el área industrial o doméstica, ya que posee un muy alto poder calorífico por unidad de masa comparado con otros combustibles (Vargas, 2016), sus propiedades fisicoquímicas se resumen en la Tabla 1 (Tabkhi y otros, 2008); (Emsley, 2001); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021).

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y metano molecular.

Propiedades	Unidad	Hidrogeno	Metano
Propiedades Físicas			
Densidad	<i>k g m</i>	0.09	0.68
Poder calorífico	<i>M j k g</i>	120	50
Índice de Wobbe	<i>M j N³</i>	40 – 48	47 – 53
Propiedades De Combustión			
Rango de inflamabilidad	% <i>v o l</i>	4 -75	4.4 – 17
Límite de oxígeno para combustión	% <i>v o l</i>	5	12
Velocidad de combustión	<i>m s</i>	3.1	0.4
Tamaño de celda de detonación	<i>m m</i>	~10	~300
Energía mínima para ignición	<i>m j</i>	0.016	0.21
Temperatura de autoignición	°C	560	600

Nota: Cuanto más elevado sea el poder calorífico de un combustible, mayor será la cantidad de energía que será capaz de producir (Castells, 2013).

Fuente: Elaboración propia en base a (Tabkhi *et al.* 2008); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G., 2021).

No obstante, para producir hidrógeno a partir de hidrocarburos, es necesario el aporte energético para romper dichas moléculas (Duarte, 2016). En efecto en 1800 los ingleses Nicholson y Carlisle utilizaron por primera vez la electrólisis del agua para producir hidrógeno (Tambutti & Muñoz, 2002); (McMurry E., John Fay C., Robert, 2009), es decir, la conversión a hidrógeno y oxígeno, por consiguiente de allí proviene el nombre Power-To-Gas (P2G) (Boudellal, 2018).

Power-To-Gas (P2G), es una tecnología denominada Power-To-X. En este contexto, el Power se refiere al exceso temporal de electricidad y la X a la forma de energía o el propósito en el que se convierte la energía eléctrica (Lund *et al.* 2015). P2G es un enfoque reciente del transporte de hidrógeno que propone obtenerlo a partir de recursos renovables y transportarlo a través de redes de gas natural. Se trata de obtener hidrógeno mediante electrólisis sin emisiones contaminantes, y aprovechar la electricidad sobrante cuando exista un excedente de electricidad generada por instalaciones basadas en fuentes de energía renovables como la eólica o la fotovoltaica. Una vez obtenido el hidrógeno, el siguiente paso es transportarlo y llevarlo a diferentes puntos de consumo, introduciéndolo en la red de gas natural. Con esta tecnología no hay necesidad de la construcción de nuevas líneas diseñadas para ello, y no hay necesidad de modificar la red existente, y se puede utilizar sin restricciones (Sternberg & Bardow, 2015).

De esta manera, Power-To-Gas (P2G), o energía de gas, es un área importante para la descarbonización (proceso de reducción de emisiones de carbono, especialmente dióxido de carbono, a la atmósfera), así como para aumentar la flexibilidad en el futuro sistema energético por su alto poder calorífico, como se muestra en la Tabla 1. Por otro lado, combinar el P2G con la red de distribución de gas natural mediante la inyección directa de hidrógeno es una de las varias aplicaciones posibles (Quarton & Samsatli, 2018).

Según los datos publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022), la producción global total de hidrógeno en 2021 fue de 94 millones de toneladas (Mt), en consecuencia, las emisiones relacionadas son más de 900 toneladas de dióxido de carbono (T). Sin embargo, el 96 % de la producción mundial de hidrógeno se obtiene a partir de materias primas fósiles; el reformado de metano con vapor (SMR), el reformado de petróleo y la gasificación del carbón son los métodos más comunes (Levalley *et al.*, 2014).

En relación a lo expuesto, muchos países en Europa, como Alemania, Francia, Australia, Reino Unido y los Países Bajos, cuentan con extensas redes de gas natural, estos países están interesados en continuar utilizando estas redes de gas con un futuro bajo en carbono para evitar abandonar por completo estos valiosos activos y aportar a la reducción de emisiones de carbono (Quarton & Samsatli, 2018), debido a que las redes de gas natural pueden operar con una variedad de presiones y una flexibilidad incorporada se puede aprovechar mediante el blending de gas natural e hidrógeno (Stephen Clegg, Mancarella, Pierluigi., 2016).

Dentro de este orden de ideas el presente trabajo tiene como objetivo realizar una revisión bibliográfica analizando la situación de la política energética en Bolivia, aspectos prácticos y/o técnicos, parámetros de operación, aceptabilidad de diferentes tipos de material, análisis de fuentes de obtención de hidrógeno, uso y efecto para el aporte a la descarbonización mediante el blending de hidrógeno en las redes de gas natural de Bolivia.

2. DESARROLLO

Cuando se realiza el blending de gas natural e hidrógeno la normativa técnica DVGW-Arbeitsblatt G-260 y las normativas europeas (DIN EN 16723-1), (DIN EN 16726), indican las propiedades fisicoquímicas y parámetros de calidad mínimas del gas natural que son requeridos para el blending de hidrógeno con metano (CH₄), algunas de las principales propiedades se comparan en la Tabla 1 (Müller von der Grün G., Hotopp S., Müller-Kirchenbauer J. 2013).

De este modo es necesario determinar el impacto en el sistema de transporte y posibles cambios de propiedades en diferentes equipos y accesorios (Messaoudani y otros, 2016). Por consiguiente, es importante conocer las tecnologías de producción de hidrógeno, tipos de hidrógeno, porcentajes de blending adecuados para el uso en equipos de operación, impacto medio ambiental y al ser un caso de estudio para Bolivia es importante conocer las características de las redes de distribución de gas natural asimismo las posibles fuentes de obtención de hidrógeno.

2.1 Producción de hidrógeno

El consumo mundial de hidrógeno en 2021 fue de 90 Millones de toneladas (IEA, Hydrogen, 2022), de los cuales el 96% provienen de recursos no renovables (gas natural 50%, hidrocarburos líquidos 30% y carbón o subproductos de la industria química 16%) y el 4% restante provenientes de recursos renovables (Duarte, 2016).

Una descripción general de la clasificación de tecnologías de producción de hidrogeno se muestran en la Figura 1, mismas tecnologías se clasifican en cuatro categorías de procesos: termoquímicos, electrolíticos, fotolíticos y termolíticos según (Energy, 2021) y (Aguado Molina y otros, 2021).

- a) **El proceso termoquímico (termólisis).** Implica la disociación de las moléculas de agua mediante el suministro de calor de una fuente externa a alta temperatura.
- b) **Los procesos de termolíticos (pirólisis) y los electrolíticos (electrólisis).** Pueden utilizar energía fósil y renovable.
- c) **El proceso de fotólisis.** Utiliza la radiación solar para provocar la hidrólisis del agua, se distinguen dos métodos:
 - **Biofotólisis.** El hidrógeno se extrae del agua mediante la luz solar y microorganismos especiales como las algas verdes y las cianobacterias.
 - **Fotoelectrólisis.** Es la electrólisis del agua provocada por la diferencia de potencial provocada por la incidencia de la radiación solar sobre electrodos fabricados con determinados materiales semiconductores.

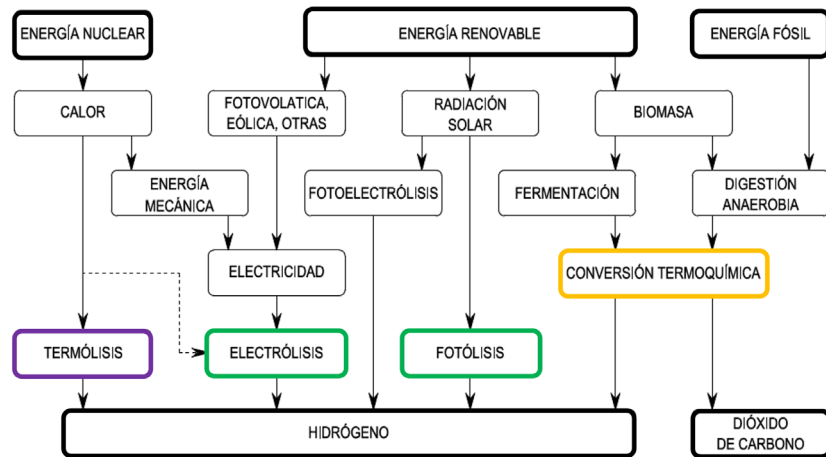


Figura 1. Clasificación de las tecnologías de producción de hidrógeno.
Fuente: (M.^a Llera Sastresa & Zabalza Bibrián, 2011).

El proceso más prometedor para la producción de hidrógeno a gran escala es la electrólisis del agua, que actualmente representa el 1% de la producción mundial del hidrógeno. Este proceso es el más adecuado desde un punto de vista medio ambiental ya que no produce emisiones de CO_2 , ya que los productos generados se convierten en agua y son emitidos al medio ambiente (Aguado Molina *et al.*, 2021); (Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. , 2021); (Lucena, 2010).

Los costos de producción de hidrógeno de los procesos ya mencionados varían ampliamente, los métodos más económicos de producción de hidrógeno están asociados al reformado de combustibles fósiles, que a su vez son los más contaminantes. En cambio, la electrólisis con energía renovable es una de las formas más limpias de obtener hidrógeno, aunque también es la más cara (Aguado Molina *et al.*, 2021). El reformado de biomasa y los ciclos termoquímicos están en medio debido al costo y el impacto en la atmósfera, como se observa en la Figura 2.

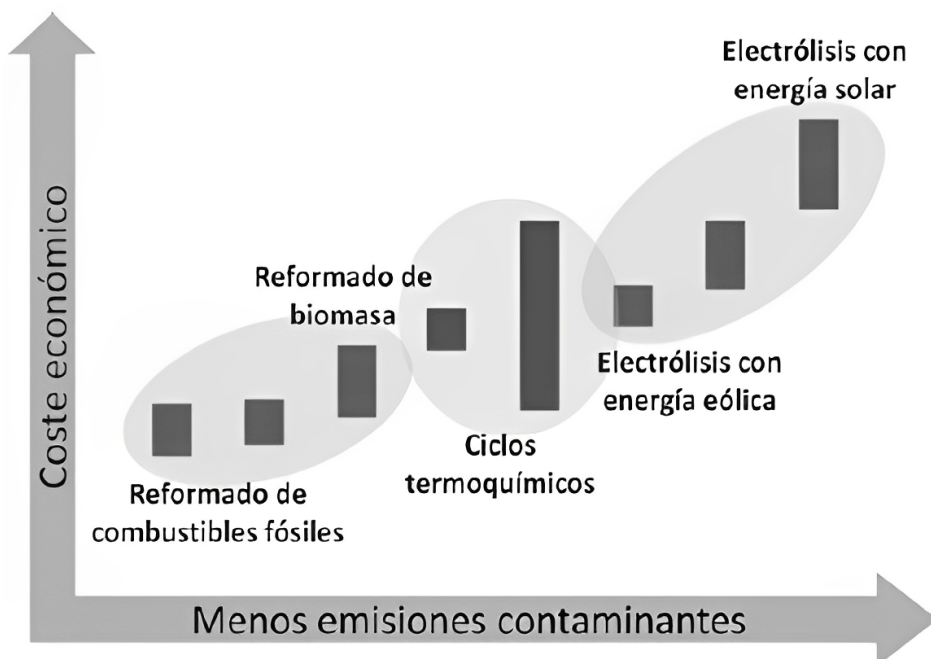



Figura 2. Comparación del coste de los principales métodos para obtener hidrógeno y de su impacto en la atmósfera.

Fuente: Elaboración propia en base a (Piqué, 2010).

Es así como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estableció en 2019 una clasificación de colores del hidrógeno para facilitar la difusión de la información. Con nuevos descubrimientos e investigaciones, este sistema se ha ampliado de modo que existen diferentes tipos de hidrógeno, que se pueden clasificar según la fuente de obtención, procesos mediante los cuales se obtuvieron y la cantidad de emisiones de dióxido de carbono que cada uno produce. cómo se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Esquema conceptual de los colores del hidrógeno con las distintas fuentes, procesos, postprocesos y emisiones.

Hidrógeno	Fuente de obtención	Proceso	Post – proceso	Emisiones directas	Emisiones de C O
Negro/Marrón	Carbón	Gasificación	-	C O	
Gris	Gas natural	SMR, ATR, oxidación parcial	-	C O	
	Petróleo		-	C H fugitivo	
Amarillo	Electricidad	Electrolisis	-	Propias del mix de la red	
Azul	Carbón	Gasificación	CCS	C O (CCS no es 100% eficiente)	
	Gas natural	SMR, ATR, oxidación parcial	CCS	C H fugitivo	
	Petróleo		-	C H fugitivo	
Turquesa	Gas natural	Pirolisis	-	Residuos radioactivos	
Rosa/Morado	Nuclear	Electrolisis	-	Nulas	
Verde	Renovable	Electrolisis	-	Nulas	
	Biogás	SMR, ART, oxidación parcial	CCS	Nulas (considerando el ciclo completo)	
	Biomasa	Gasificación	CCS		

Nota: Steam methane reforming (SMR); Autothermal reforming (ATR); Carbon capture and storage (CCS).

Fuente: Elaboración propia en base a (Gupta R. B., 2009); (IEA, 2019).

En resumen, la Tabla 2 indica que el hidrógeno obtenido por combustibles fósiles es mucho más contaminante al medio ambiente en comparación al hidrógeno obtenido de las centrales nucleares que no emiten GEI, pero sí residuos radioactivos. Por tanto, el hidrógeno más limpio es el hidrógeno verde con nulas emisiones de dióxido de carbono. La Tabla 3 muestra las definiciones según esta clasificación:

Tabla 3. Definiciones según el tipo de hidrógeno

Hidrógeno Marrón/Negro	Producido a partir de carbón, negro en el caso de ser un carbón bituminoso y marrón en el caso de emplearse lignito, típicamente mediante un proceso de gasificación
Hidrógeno Gris	Producido a partir de gas natural o petróleo mediante procesos de reformado de metano con vapor, reformado autotérmico del gas natural u oxidación parcial de crudo, principalmente, pero sin capturar las emisiones contaminantes, que llegan a la atmósfera, emite CO ₂ al medio ambiente.
Hidrógeno Amarillo.	Producido mediante electrólisis del agua, proceso que mediante el aporte de energía permite disociar el agua en hidrógeno y oxígeno, empleando directamente la electricidad de la red eléctrica. Consecuentemente, este hidrógeno será tan limpio como lo sea el mix eléctrico del país en el que se produzca.
Hidrógeno Azul.	El proceso de producción del hidrógeno azul discurre por la misma ruta que el hidrógeno gris, pero en lugar de emitir la atmósfera el CO derivado de la producción, este pasa por un sistema de captura de carbono para su posterior almacenamiento
Hidrógeno Turquesa	Es un proceso más simple que el reformado del gas natural del que se derivan el hidrógeno gris y azul. Además, el mayor contenido en hidrógeno de la corriente saliente hace que se requiera un menor post-procesado del hidrógeno producido para lograr un grado comercial, lo cual también podría suponer una ventaja competitiva frente al hidrógeno gris y azul
Hidrógeno Rosa/Morado	Se denomina hidrógeno rosa/morado a aquel producido mediante electrólisis del agua, como en el caso del hidrógeno amarillo, pero empleando para ello únicamente electricidad procedente de una central nuclear.
Hidrógeno Verde	El hidrógeno verde puede obtenerse a partir de una amplia gama de procesos, siendo el mayoritario aquel que permite obtener hidrógeno mediante la electrólisis del agua utilizando para ello electricidad procedente de fuente renovables, fundamentalmente eólica, solar y biomasa, pero también podría incluirse la hidroeléctrica, mareomotriz o undimotriz.

Fuente: Elaboración propia en base a (Gupta R. B., 2009); (CNH2, 2021).

En el ámbito de producción de hidrógeno verde, se están desarrollando varios proyectos relacionados con plantas de biogás a partir del biometano y otros contemplan la producción *In-Situ* de hidrógeno para suministrar biometano a los reformadores a través de la red de gas natural. Aunque existe una amplia variedad de procesos de conversión química (reformado, pirólisis y gasificación). La tecnología más avanzada en este ámbito es el reformado, misma consta de diferentes procesos; el más común es el reformado con vapor de agua o SMR, por su nombre en inglés “Steam Methane Reforming”; procesos de reformado autotérmico, ATR “Autothermal Reformer or Catalytic Processes” y procesos de oxidación, PO_x “Partial Oxidation Processes”. De este modo la tecnología con vapor utiliza altas temperaturas (700 °C - 1000 °C) para producir hidrógeno a partir de fuentes de metano como el biogás o el biometano, esta es una alternativa interesante en comparación de la electrólisis del agua, ya que este hidrógeno verde se puede producir en su punto de consumo: en puertos, puntos de suministro, refinerías o plantas de fertilizantes, a costos muy competitivos y con una huella de carbono inigualable si su materia prima es biogás procedente de estiércol bovino o porcino (Puchades, 2021); (Morante *et al.*, 2020); (Speirs J, B *et al.*, 2017).

Hazer Group ha desarrollado una tecnología innovadora que convierte el biometano en hidrógeno y grafito renovables utilizando un catalizador de mineral de hierro, creando una vía de hidrógeno alternativa a los enfoques tradicionales de reformado de metano con vapor y electrólisis. Es una alternativa de bajo costo y bajas emisiones a los métodos comerciales existentes; utiliza metano como materia prima para producir hidrógeno y grafito, sin la producción de dióxido de carbono en el proceso de reacción y capturando el carbono como grafito sólido. Hasta finales del 2019 la compañía Hazer Group, tenía previsto producir 100 toneladas anuales de hidrógeno a partir del biogás proveniente del tratamiento de aguas residuales (ARENA, 2019).

Del mismo modo, investigadores de la Universidad de Melbourne han creado un nuevo dispositivo alimentado por energía solar para producir hidrógeno de la atmósfera. Puede convertir la humedad del aire en gas hidrógeno con una pureza del 99% y funciona hasta con una humedad relativa del 4% como se muestra en la Figura 3. Es decir, que puede producir en zonas donde el agua es escasa. Esta investigación concluye indicando que el hidrógeno verde producido por la división del agua utilizando energía renovable es el portador de energía más prometedor de la economía baja en carbono. Sin embargo, el desajuste geográfico entre la distribución de energías renovables y la disponibilidad de agua dulce plantea un desafío importante para su producción (Guo *et al.* 2022).

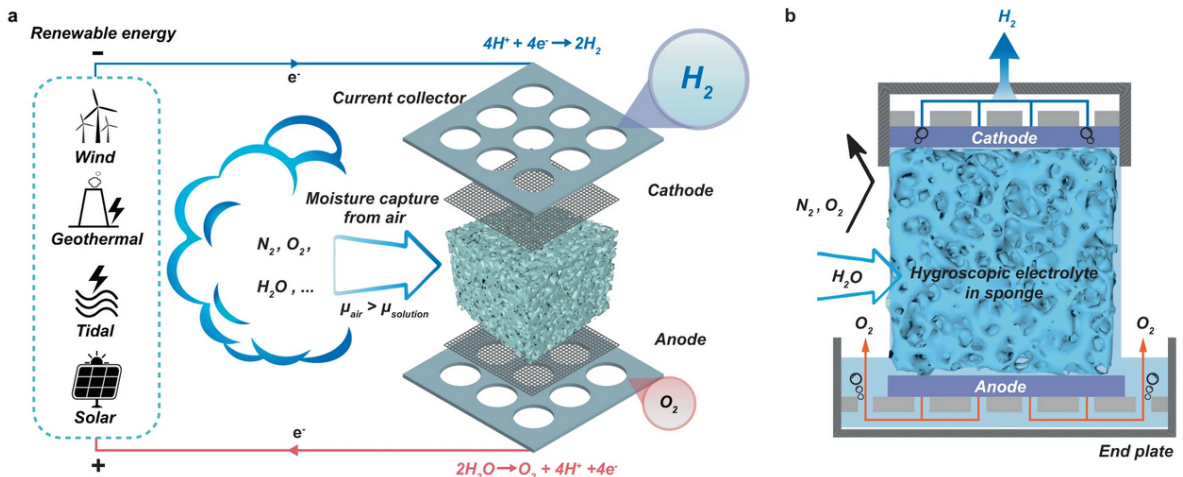


Figura 3. El concepto de electrólisis directa del aire (DAE) para la producción de hidrógeno. Fuente: (Guo *et al.*, 2022).

Así mismo, investigadores de la Universidad RMIT de Australia han desarrollado un método más barato y eficiente desde el punto de vista energético para producir hidrógeno directamente del agua de mar, usando láminas de fosforo de molibdeno y níquel poroso dopado con nitrógeno para una división eficiente del agua de mar como se muestra en la Figura 4. El nuevo método descompone el agua de mar directamente en hidrógeno y oxígeno, evitando así la necesidad de desalinización o desalación (proceso mediante el cual se elimina la sal), los costos, consumo de energía y emisiones de carbono que conlleva (iAgua, 2023); (Loomba *et al.*, 2023).

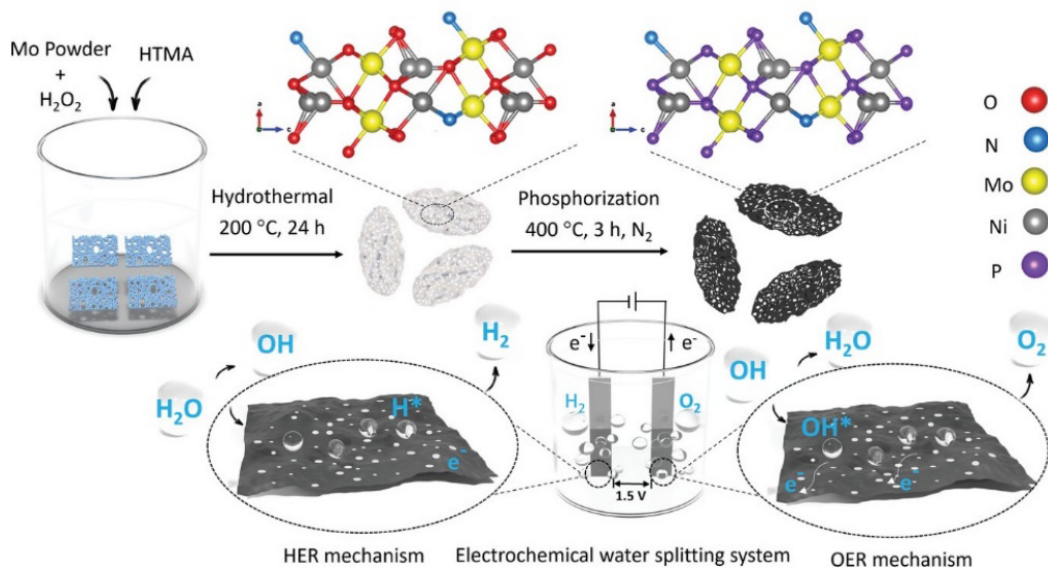


Figura 4. Síntesis de láminas de fosforo de molibdeno y níquel poroso dopado con nitrógeno y el proceso de división electroquímica del agua de mar. Fuente: (Loomba *et al.*, 2023).

2.2 Almacenamiento de hidrógeno

Así como el apartado de la producción de hidrógeno, es esencial familiarizarse con los métodos de almacenamiento, ya que, durante mucho tiempo, la existencia de un sistema adecuado para el almacenamiento fue uno de los obstáculos más grandes para el uso a gran escala, especialmente en el sector de transportes. Dado que el hidrógeno es un combustible que tiene una elevada densidad energética por unidad de masa, tanto en estado líquido como gaseoso, por lo tanto, se deben examinar y conocer los tipos de almacenamiento y la opción más adecuada.

La baja densidad del hidrógeno hace que sea un gas muy volumétrico, lo que quiere decir que, por unidad de volumen, la cantidad de masa que se puede almacenar es muy baja comparada con la de otros combustibles. Por este motivo se analizan diferentes opciones de almacenamiento. Más allá de la capacidad de almacenamiento inherente en las redes de gas natural, existen muchas opciones para el almacenamiento de energía de hidrógeno, en diferentes estados como gas, líquido o ligado a otros productos químicos, según (Gupta R. B., 2009) y (Piqué, 2010), se tienen los siguientes estados para el almacenamiento:

- **Gas.** En tanques de alta presión (350–700 bar) o en formaciones geológicas. Esto es similar al almacenamiento de gas natural como gas natural comprimido y en depósitos subterráneos de almacenamiento de gas.
- **Líquido.** Se requiere enfriar el gas por debajo de su punto de ebullición $-252,8$ [°C] usando procesos similares a la producción de gas natural licuado (GNL). Entonces, el hidrógeno se puede manejar de manera similar al GNL.

- **Químico.** almacenado en las superficies de los sólidos como ser las estructuras metalorgánicas o dentro de los sólidos de los hidruros complejos unido a productos químicos (tolueno, amoniaco).

El almacenamiento de hidrógeno líquido requiere de un alto costo de inversión, el beneficio que posee al ser más denso que el hidrógeno gaseoso, permite almacenarlo en grandes cantidades y en espacios más reducidos, alcanzando proporciones de 1:15 en un espacio de iguales dimensiones y así maximizar su capacidad. Por otra parte, para evitar la criogenización, se ha estudiado la posibilidad de almacenar y transportar el hidrógeno, mediante amoniaco líquido (NH₃), ya que este compuesto a temperatura ambiente se mantiene líquido y podría reducir los costos de almacenamiento y transporte. El único detalle que presenta, serían los costos adicionales por la regasificación en cada planta para la separación del hidrógeno con nitrógeno.

De este modo, debido a los volúmenes de almacenamiento que requiere la red de gas natural, la opción de almacenamiento más atractiva sería en estructuras geológicas. A nivel mundial, actualmente se están llevando a cabo muchos proyectos para probar la viabilidad del almacenamiento de hidrógeno en reservorios de hidrocarburos agotados y otras formaciones geológicas (International Energy Agency, 2006); (Piqué, 2010).

2.3 Transporte de gas natural con hidrógeno

La Asociación Europea de Gases Industriales (EIGA) ha desarrollado una directriz (IGC 121/14) sobre la redirección de tuberías de transmisión para operar con mezclas de hidrógeno superiores al 10%. El documento concluye que los grados comunes de tubería de acero al carbono como API 5L X52, como también la ASTM-A 106 Grado B, se utilizan ampliamente en el servicio de hidrógeno, la evaluación de tuberías de la Tabla 4. nos muestra que los grados de acero X56, X60 y X65, se debe realizar pruebas para la evaluación de impacto medio y verificar el potencial de aumentar los niveles de oxígeno para mitigar la fragilización por hidrógeno. Si esto no tiene éxito, es posible que se requieran modificaciones en los regímenes operativos.

Tabla 4. Evaluación de tuberías del sistema de transmisión

Material de tubería	Materiales	Actuación	Seguridad	Operaciones
	Fragilización por hidrógeno/integridad de la soldadura	capacidad	Riesgo de rotura importante	Actividades de mantenimiento
API 5L GrB				Cambios en los procedimientos operativos
Grado de acero X 42				
Grado de acero X 46				
Grado de acero X 52				
Grado de acero X 56				
Grado de acero X 60				
Grado de acero X 65				
Bajo / Sin Impacto	Impacto medio/potencial	Alto / No técnicamente factible		

Fuente: elaboración propia en base a (Aqua Consultants, Element Energy, 2021); (MarcoGaz, 2019).

Así también los últimos hallazgos de Aqua Consultants & Element Energy, muestran que el hidrógeno afectará negativamente a partes de la red de transmisión construidas con grados de acero superiores a X56, y las opciones de mitigación pueden incluir:

- Operar la sección del oleoducto a una presión operativa máxima permitida (MAOP) reducido.
- Aplicación de revestimientos / revestimientos internos.
- Introducir niveles ligeramente elevados de oxígeno.

Las tuberías de transmisión de gas natural pueden operar de manera segura durante más de 60 años si se operan y mantienen dentro los parámetros permitidos como recomienda la normativa de distribución por redes de la (ANH, 2009), como también señalan (Andarcia Garcia & Molina Robles, 2013) y (Aqua Consultants, Element Energy, 2021). Por tal motivo, para mezclas de hidrógeno en gasoductos o redes de distribución de gas natural, adicionalmente se deben considerar aspectos técnicos de seguridad resumidos en la Tabla 5.

Tabla 5. Consideraciones de seguridad del material

Fragilización por hidrogeno	Proceso por el cual el hidrógeno molecular se disipa en grietas o micro fisuras en una tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas.
Filtraciones	La filtración de hidrogeno por las paredes de la tubería es mayor que el gas natural. Debido a su tamaño molecular y al coeficiente de difusión el cual depende de la materialidad de las tuberías (0.005-0.001).
Punto de inflamación	Rango inflamable más amplio (C H: 4,4-17 %/H : 4-75 %), límite inferior de combustión de oxígeno (C H: 12 % vol./ H : 5 % vol.), velocidad de combustión (C H: 0,4 m/s) /H : 3,1 m/s), energía mínima de ignición (C H:0,21 mj/H :0,016 mj).
Temperatura de Autoignición	Las temperaturas de autoignición del metano y el hidrógeno son muy similares, entre 540°C y 585°C, respectivamente. No hubo efecto significativo en la mezcla debido a la mayor concentración de metano. Pero si a considerar a mayores volúmenes de hidrogeno.
Energía de ignición	Aunque el hidrógeno tiene una temperatura de autoignición superior a la del metano, su energía de ignición es un orden de magnitud menor y, por tanto, incluso más fácil de encender. El hidrógeno tiene además una baja conductividad eléctrica, que ocasiona que el flujo o agitación pueda generar cargas electrostáticas que produzcan chispas. Por esta razón, cualquier equipo de almacenamiento de hidrógeno debe ser convenientemente puesto a tierra.
Odorante del hidrógeno	Dado que el hidrógeno en sí es inodoro, es necesario agregar un odorante por seguridad, al igual que el gas natural. En el estudio de caso de Hy4heat, se determinó que el odorante NB era una mezcla de Terc-butyl mercaptano y Sulfuro de di metilo, adecuada para el gas hidrógeno.
Colorante del hidrógeno	El hidrógeno es incoloro al ojo humano, al momento de su combustión este no puede ser visto a simple vista, dificultando su manipulación y aumentando el riesgo tanto para las personas como para los operarios. Los aditivos aún están en investigación.

Fuente: Elaboración propia en base a (U.S. Department Of Energy, 2001); (Aguado Molina *et al.*, 2021).

La interacción del hidrógeno con el material modifica propiedades que deben ser consideradas, entre ellas se puede considerar:

- En un ambiente rico en hidrógeno, este puede ser absorbido o adsorbido por el material de la tubería y causar fragilización. Las posibles razones son la distribución desigual del hidrógeno en el material, la escasa fuerza de unión del material o la precipitación de moléculas de hidrógeno. Este efecto se produce a temperatura ambiente (Lucena, 2010).
- La reacción química entre el hidrógeno gaseoso y el material puede conducir a la formación de burbujas de gas o hidratos, lo cual puede ocasionar que el material falle. La reacción entre el hidrógeno y el carbono, conocida como “ataque de hidrógeno”, crea una alta presión al crear moléculas de metano. Como solo ocurre a temperaturas superiores a 196 [°C] y a presiones parciales de hidrógeno elevadas, no afecta al acero de la tubería. Aún así, juega un papel en las turbinas de gas (Lucena, 2010).

De este modo el blending de gas natural e hidrógeno en las redes de distribución, deben medirse y comprimirse antes de ingresar la mezcla para verificar su interacción con la tubería, compresores y turbinas de gas (Ghimire y otros, 2015). La Figura 5 muestra un análisis de los porcentajes admisibles probados en diferentes equipos de almacenaje y líneas de transmisión según lo indicado por MarcoGaz.

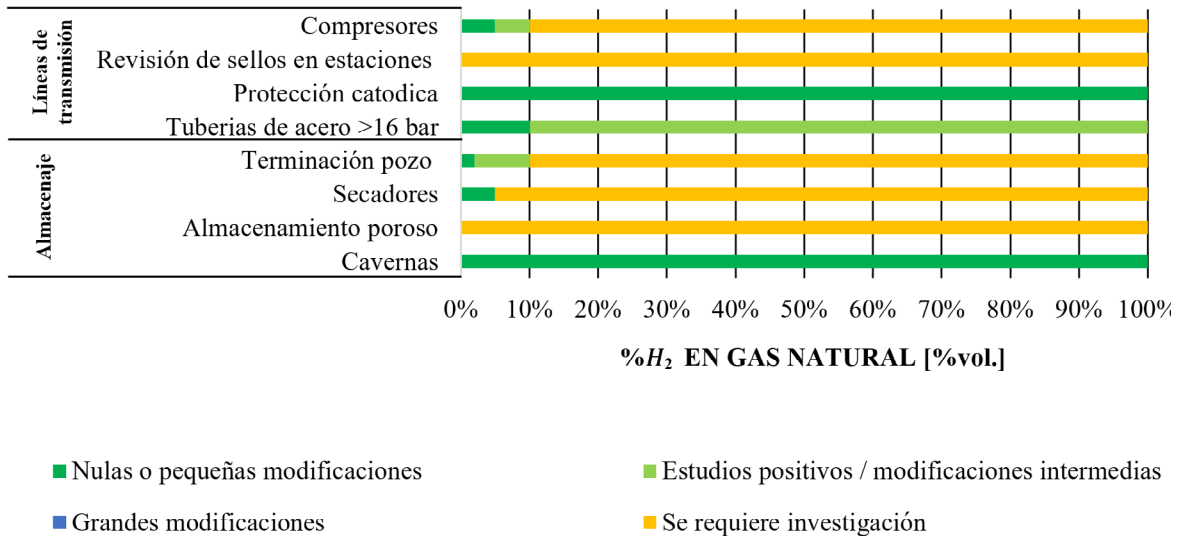


Figura 5. Tolerancias por segmento para el transporte y almacenaje del blending de hidrógeno en gas natural. Fuente: Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

Analizando la Figura 5, es necesario profundizar investigaciones en sellos de las estaciones de llegada del blending de gas natural e hidrógeno, almacenaje en lugares de alta porosidad, por otra parte, las tuberías que cuentan con protección catódica en el transporte y el almacenaje en cavernas pueden operar hasta con 100% de hidrógeno.

Cabe considerar por otra parte, el análisis precedente de MarcoGaz, también realizó el estudio de la tolerancia por segmento de la red de distribución, regulación de presión, sistema de medición y red de servicios de acuerdo al porcentaje en volumen [%vol.] de la aceptabilidad de inyección de hidrógeno, mismas ejemplificadas en la Figura 6.

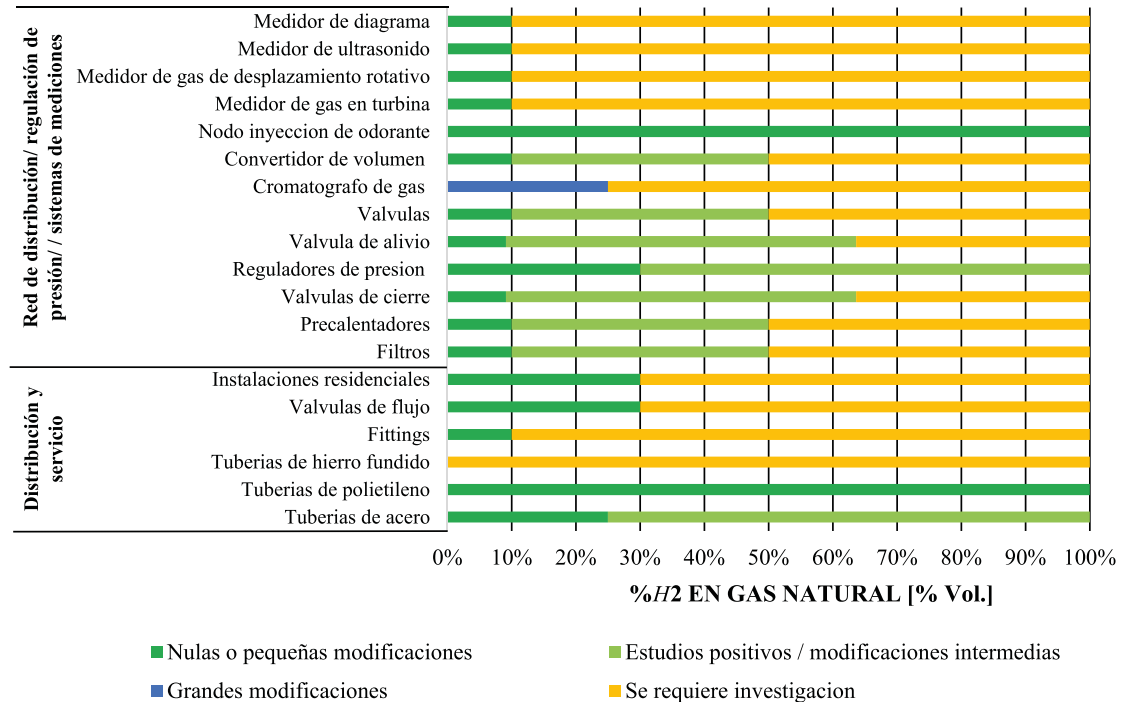


Figura 6. Tolerancia por segmento de la red de distribución.
Fuente: Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

Según el estudio de MarcoGaz, se observa que las tuberías de acero pueden soportar hasta un 25% [%vol.] de H₂ en gas natural, asimismo se puede indicar que las tuberías de polietileno pueden transportar hasta el 100% [%vol.] de H₂ en las redes de distribución de gas natural.

En relación al problema expuesto, MarcoGaz resume el impacto y la aplicación del hidrógeno en equipos de transporte en el campo doméstico, comercial, industrial y vehicular, donde podemos ver que en el campo doméstico, el uso de hidrógeno en cocinas o quemadores puede llegar al 10%, 10% en calderas de condensación, 2% en turbinas, y finalmente en el campo automotriz hay investigaciones activas que permiten una mezcla del 5%, el 35% requiere modificaciones intermedias y el 65% requiere modificaciones mayores, demostrados en la Figura 7.

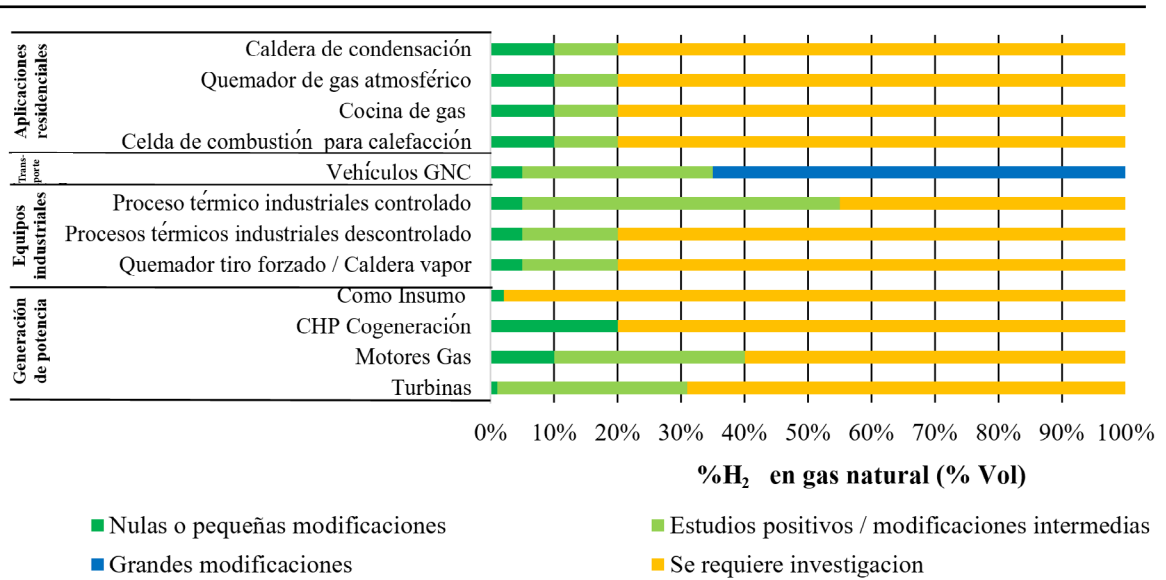


Figura 7. Tolerancias por segmento en la red de distribución, regulación de presión, sistemas de medición y red de servicios.

Fuente: Elaboración propia en base a (MarcoGaz, 2019).

El blending de hidrógeno en los gasoductos de gas natural continúa en investigación, actualmente se tienen proyectos potenciales en Europa y Sudamérica, ambos continentes tienen países referentes en el estudio del blending de hidrógeno en los gasoductos de gas natural. Europa tiene como país referente a Alemania, sin dejar de lado a Francia, Reino Unido y Australia, que del mismo modo tienen avances tecnológicos.

A continuación, se muestra la Tabla 6 con los proyectos más destacados en esta región.

Tabla 6. Proyectos destacados en Europa.

País	Proyecto	Tipo de selección de fuente	Porcentaje de inyección de H ₂
Alemania	P2G Frankfurt	Electrólisis	2% [Vol.]
Francia	GRHYD	Electrólisis	6% [Vol.]
Reino Unido	Hydeploy	Electrólisis	15% [Vol.]
	Hydrogen Park South	H ₂ verde	5% [Vol.]
Australia	Hydrogen Park Gladstone	H ₂ verde usando electrolizador	10% [Vol.]

Fuente: Elaboración propia en base a (IEA, 2019); (Quarton & Samsatli, 2018).

Todos los proyectos de la vida real, estudios económicos y estudios de optimización que se han revisado se refieren al uso de P2G y HIGG para el equilibrio de la red o la descarbonización. Muchos proyectos de la vida real y estudios económicos evaluaron el potencial de HIGG para el equilibrio de la red desde la perspectiva del operador de la planta (J. P. Hodges, *et al.*, 2015).

La Figura 8 muestra los niveles máximos de inyección de hidrógeno permitidos en los proyectos de la vida real, además del nivel máximo de inyección asumido en los estudios de modelización. El nivel asumido en los estudios de modelización varía ampliamente. Muchos estudios consideraron múltiples niveles de inyección máximos discretos, hasta 20 vol.% o incluso más, lo que parece apropiado en función de los proyectos de la vida real, como ser el proyecto Ameland que ha demostrado que se pueden lograr mezclas alrededor de este nivel. Esos estudios, como (Schiebahn *et al.*, 2015) y (De Joode *et al.*, 2014), y de hecho los proyectos de equilibrio de la red de la vida real, que permiten niveles mucho más bajos de inyección de hidrógeno, son posiblemente demasiado pesimistas. Muchos de los estudios que se muestran en la Figura 8 y que han investigado los niveles de inyección de 100 vol.% modelaron esto como un caso independiente de “hidrógeno puro”, en lugar de modelar un nivel de inyección sin restricciones hasta un máximo de 100 vol.% (Quarton & Samsatli, 2018), de este modo se investigó más de un nivel de inyección. Esto se muestra utilizando los marcadores de nivel “más bajo (lowest level)”, “medio (middle level)” y “más alto (highest level)”.

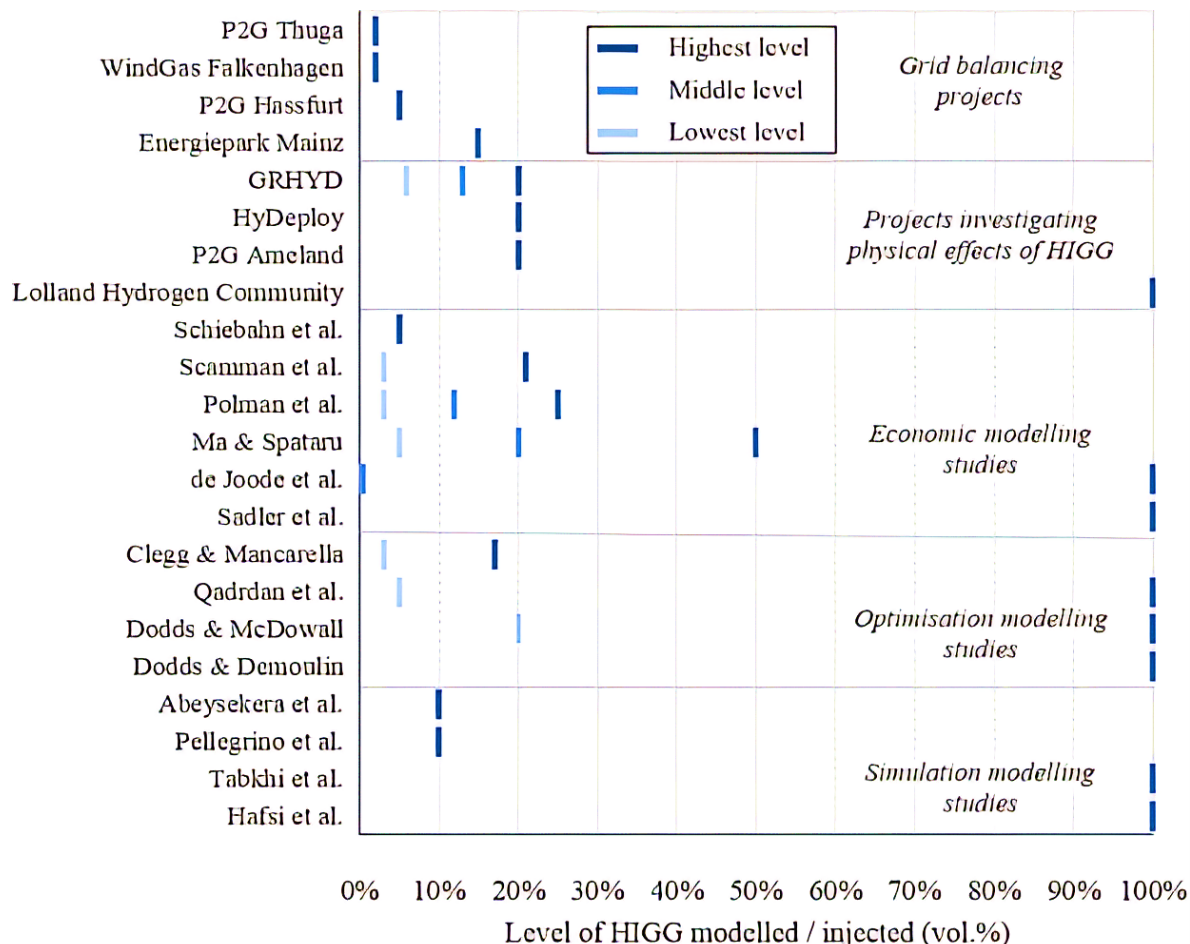


Figura 8. Niveles máximos de inyección de hidrógeno utilizados en proyectos de la vida real y asumidos en estudios de modelización. Fuente: (Quarton & Samsatli, 2018).

En Sudamérica el mayor referente en cuanto al estudio, uso y aplicación del hidrógeno es Chile que el año 2019 junto a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) realizaron el estudio del blending para la aplicación en sus gasoductos norte, centro y sur (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020). De este modo, Chile considera en su estudio “Inyección de hidrógeno en redes de gas natural” los años de operación del gasoducto y tipo de material del gasoducto (API 5L X-42, API 5L X-52) aptos para el blending. Por ello Chile tiene planificado hasta el año 2025 realizar el blending de hidrógeno en el total de los gasoductos chilenos (Norte, centro, sur), llegar al 2030 con emisiones bajas de CO_2 y el 2050 convertirse en el primer país sudamericano reconocido como un país referente en la aplicación de energías verdes (Vasquez Torres *et al.* 2021); (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020).

2.4 Consideraciones del blending de hidrógeno en Bolivia

El ministerio de Hidrocarburos y Energías, impulsa un plan estratégico para la producción de hidrógeno verde con el objetivo de subir el potencial energético de Bolivia y contribuir a la descarbonización (Ministerio De Hidrocarburos Y Energías, 2021), ya que no se cuenta con una planta y una tecnología específica para la producción de hidrógeno.

Bolivia cuenta con una longitud total de distribución de gas natural de 606,358.00 [km], y una longitud total de 3977.35 [km] en redes de gasoducto según lo reportado por Yacimientos petrolíferos Fiscales (YPFB), demostradas en la Tabla 7.

Tabla 7. Sistema de transporte por gasoductos en Bolivia

Gasoducto	Siglas	Empresa Operadora	Longitud [Km]	Material	
Carraco - Cochabamba	GCC	YPFB Transporte S.A.	251.3		
Gasoducto al Altiplano	GAA	YPFB Transporte S.A.	779.3		
Taquiperenda – Cochabamba	GTC	YPFB Transporte S.A.	585.2		
Tarabuco - Sucre	GTS	YPFB Transporte S.A.	39.1		
Sucre – Potosí	GSP	YPFB Transporte S.A.	103.1	En promedio se tienen en mayor porcentaje tuberías del tipo:	
Yacuiba – Rio Grande	GSCY	YPFB Transporte S.A.	441.0		
Carrasco – Yapacaní	GCY	YPFB Transporte S.A.	76.3		
Yapacaní – Colpa	GYC	YPFB Transporte S.A.	115.0		
Villamontes – Tarija – El Puente	GVT	YPFB Transporte S.A.	174.3		
Gasoducto integridad Juana Azurduy	GIJA	YPFB Transporte S.A.	14.6		API 5L X42
Rio Grande – Santa Cruz	GRSZ	YPFB Transporte S.A.	46.4		API 5L X52
Rio Grande – Mutún	GTB	YPFB Transporte S.A.	556.7		
Est. Chiquitos (gtb) – San Matías	GOB	Gas Oriente Boliviano LTSA.	363.0		
Ducto menos línea 12 plg.		YPFB Andina S.A.	0.05		
Yacuiba – Rio Grande	GASYRG	YPFB Transierra S.A.	432.0		
Total			3977.35 [Km]		

Fuente: Elaboración propia, en base a (YPFB,2018).

El material de las tuberías actuales de red de transporte API 5L X42 y X52 se encuentran dentro los materiales aptos para el blending de hidrógeno en los gasoductos, sin embargo, en necesario realizar un estudio del estado de los mismos de acuerdo a los mantenimientos realizados desde su implementación. Considerando otros parámetros para el transporte no se tienen análisis y/o estudios en equipos secundarios de operación, transporte, porcentaje de admisibilidad o el almacenaje del blending de gas natural e hidrógeno. Del mismo modo es importante considerar diferentes escenarios y tecnologías para la producción de hidrógeno en Bolivia a fin de realizar el blending de gas natural e hidrógeno en las redes de distribución de gas natural como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Posibles fuentes de obtención de hidrógeno en Bolivia

Fuente de obtención	Tipo de hidrógeno	Propuesta de obtención
Refinerías	Hidrógeno gris	Procesos petroquímicos
Planta de Urea y Amoniaco	Hidrógeno gris	Proceso petroquímico
Parques Fotovoltaicos	Hidrógeno verde	Mediante electrólisis
Parques Eólicos	Hidrógeno verde	Mediante electrólisis
Hidroeléctricas	Hidrógeno verde	Mediante electrólisis
Termoeléctricas	Hidrógeno verde	Mediante electrólisis
Biogás/ aire/ aguas residuales	Hidrógeno verde	Mediante electrólisis

Nota: La termoeléctrica Guaracachi actualmente produce hidrógeno mediante su planta de electrólisis para autoproducción de hidrógeno, que es usado para el enfriamiento del generador de la turbina a vapor del Ciclo Combinado (ENDE, 2022).

Fuente: Elaboración Propia, 2022.

Evidentemente, la alternativa medioambiental más favorable para Bolivia es la obtención de hidrógeno a través de parques fotovoltaicos y eólicos, ya que el hidrógeno producido en las refinerías de petróleo o a través de la planta de urea y amoníaco es altamente contaminante para el medio ambiente.

De este modo, el hidrógeno de origen fotovoltaico es muy ventajosa mediante electrólisis, ya que el recurso solar es el más deslocalizado de todos los recursos renovables (Linares Hurtado & Moratillas Soria, 2007). Desde el punto de vista económico y medioambiental, la energía solar fotovoltaica se considera el método de producción más eficaz para la producción de hidrógeno verde, de acuerdo a esta tecnología el rendimiento global de producción de hidrógeno es de casi un 16% usando los rendimientos de los fotoconvertidores y electrolizadores modernos de aproximadamente un 20% y un 80 %, respectivamente (Aguado Molina *et al.* 2021).

Por otra parte la tecnología en los parques eólicos tiene como objetivo utilizar el hidrógeno como elemento de almacenamiento de energía química, lo que permite el acoplamiento entre la producción de energía química cuando se genera más energía eléctrica que la demanda de la red o más de lo previsto, este exceso de electricidad se envía a la celda de electrólisis, donde se produce la electrólisis del agua (reacción electroquímica para formar hidrógeno y oxígeno); (Llera Sastresa & Zabalza Bribián, 2011).

Comparando ambas tecnologías, se puede indicar que el proceso de producción fotovoltaico es similar al eólico, siendo la principal diferencia que los electrolizadores se alimentan directamente con la electricidad en corriente continua que se produce en los paneles fotovoltaicos (Aguado Molina *et al.*, 2021).

2.5 Impacto medio ambiental

las Naciones Unidas establecieron un sistema de límites sobre los derechos de emisiones de dióxido de carbono (ONU, 2018), con esta medida, el carbono tiene un precio y, a medida que el límite de emisión aumenta cada año, se vuelve más costoso, lo cual se puede apreciar en la Tabla 9.

Tabla 9. Valores medios anuales de las emisiones de CO₂

Año	€ Ton/CO ₂	Año	€ Ton/CO ₂	Año	€ Ton/CO ₂	Año	€ Ton/CO ₂
2008	22,02	2012	7,33	2016	5,35	2020	24,75
2009	13,06	2013	4,45	2017	5,83	2021	53,55
2010	14,32	2014	5,96	2018	15,88	2022	80,87
2011	12,89	2015	7,68	2019	24,84	2023	86,96

Nota: El dato del año 2023 fue tomado de la media anual hasta el mes de mayo.
Fuente: Elaboración propia en base a (SEDECO2, 2023).

Es así como SEDECO2 realiza evaluaciones anuales y mensuales sobre los derechos de emisión de CO₂. El precio para 2022 fue de 80,87 € por tonelada de CO₂ emitida. En 2023 la media anual actual se sitúa en 86,96 € por tonelada de CO₂ (SEDECO2, 2023). Como puede verse en la Figura 9, esta tendencia al alza ha hecho que las tecnologías renovables sean cada vez más competitivas frente a las tecnologías convencionales y, además, las inversiones en energía limpia tienen una perspectiva a largo plazo más amplia que otras fuentes de energía.



Figura 9. Valores medios anuales de los derechos de emisión de CO₂. Fuente: Elaboración propia en base a (SEDECO2, 2023)

Como se mencionó anteriormente, las materias primas para la producción de hidrógeno no renovable pueden ser gas natural, petróleo y carbón. Los combustibles derivados del gas natural emiten 10,1-17,2 kilogramos de CO_2 por kilogramos de hidrógeno obtenido [$KgCO_2/KgH_2$], mientras que el carbón emite 23-30 [$KgCO_2/KgH_2$]. Tal y como se apreció en la producción del hidrógeno, se podría aplicar tecnología de captura de CO_2 a estos métodos para reducir en un 90% las emisiones de este contaminante, aunque el uso de la tecnología encarecería el producto. Por tanto el hidrógeno azul emite 2,97-9,16 [$KgCO_2/KgH_2$], el hidrógeno turquesa emite 3,26-6,44 [$KgCO_2/KgH_2$], el hidrógeno amarillo emite 4,9-5,6 [$KgCO_2/KgH_2$], y el hidrógeno rosa emite 4,9-5,6 [$KgCO_2/KgH_2$], el hidrógeno rosa emite 0,47-0,96 [$KgCO_2/KgH_2$], y el hidrógeno verde emite 0,52-1,14 [$KgCO_2/KgH_2$] Carretero, 2022); (IEA, 2019); (Gobierno de España, 2022).

A continuación, se presenta la Figura 10 que compara las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de acuerdo a los datos del párrafo anterior.

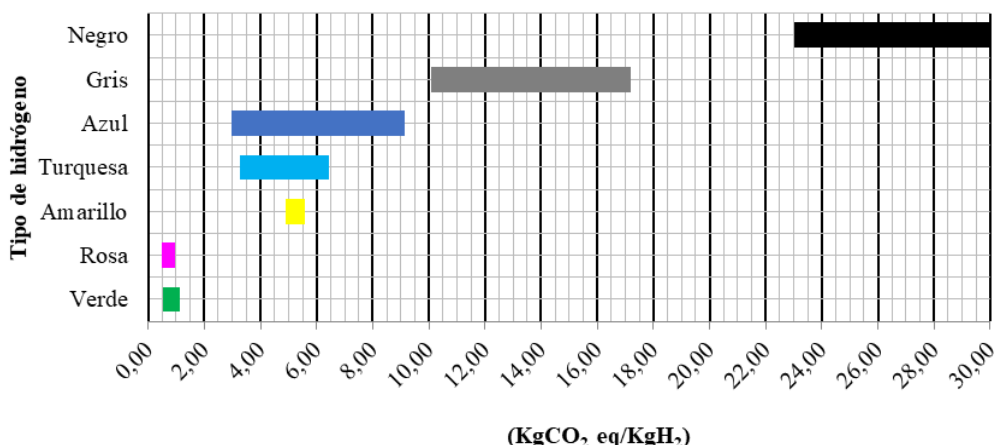


Figura 10. Diagrama comparativo de las principales tecnologías de producción de hidrógeno en términos de emisiones equivalentes de CO_2 incluyendo su ciclo de vida del hidrógeno producido. Fuente: Elaborado en base a (Gupta R. B., 2009).

Cuando se habla de gases de efecto invernadero (GEI) se habla de CO_2 equivalente (CO_{2eq}), que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido de nitrógeno (N_2O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

Desde la perspectiva ambiental de Chile para realizar el blending de gas natural e hidrógeno verde producido mediante la electrolisis, se reportó que el consumo total nacional de gas natural en 2019 fue de 4.699.252.920 [m^3], y la inyección de 5%, 10% o 20% de hidrógeno a la red evitará que se liberen a la atmósfera 132 kilotoneladas [kt], 277 [kt] y 599 [kt] de dióxido de carbono, respectivamente. En este sentido, para producir esta cantidad de hidrógeno, siempre que los electrolizadores estén funcionando en torno al 90 %, la potencia necesaria sería de 627 megavatios [MW] (Vasquez Torres *et al.* 2021).

En 2021, las emisiones de CO_2 en Bolivia han crecido 2,175 megatoneladas, un 10,74% respecto a 2020, dando como resultado 22,428 megatoneladas de CO_2 , en consecuencia, Bolivia es el país número 99 del ranking de países por emisiones de CO_2 , formado por 184 países, en el que se ordenan los países de menos a más contaminantes. Actualmente, en Bolivia el transporte, el uso de hidrocarburos en los procesos de industrialización, las emisiones fugitivas y otros, representan el 12,61% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de Bolivia (EXPANSION, 2021).

En este orden de ideas realizando una estimación para Bolivia, y tomando como referencia a las tres principales termoeléctricas (Entre Ríos, Warnes y Del Sur) que consumen grandes cantidades de gas natural, y de acuerdo con el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entre enero y marzo de 2022 estas tres generadoras de energía eléctrica consumieron 10.235 millones de pies cúbicos (MPC) de gas natural, y la inyección de hidrógeno al 5%. 10% o 20% evitarían que se libere aproximadamente 0.008141 [kt], 0.01708 [kt], 0.03694 [kt] de dióxido de carbono, respectivamente. Cabe considerar que estos resultados fueron obtenidos mediante la regla de tres simple, con la finalidad de comprobar la cantidad de emisiones de dióxido de carbono que evitarían ser liberados únicamente hablando de un periodo de 3 meses, para considerar resultados mucho más precisos y exactos se debe realizar estudios e investigaciones extensas, contemplando factores como ser: los años de operación de las turbinas, eficiencia térmica y entre otros.

3. CONCLUSIONES

El hidrógeno al ser un vector de energía, y revisando sus propiedades fisicoquímicas es potencialmente una fuente de energía alternativa, ya que, al combustionar con el oxígeno, no libera dióxido de carbono, más al contrario la reacción da como producto agua. Siempre que el hidrógeno se produzca de una manera baja en carbono, ya sea a través del reformado de metano a vapor (SMR), captura y almacenamiento de carbono (CCS) o a través de la electrólisis se puede considerar con un mayor impacto para realizar el blending de hidrógeno en las redes de distribución de gas natural.

En los estudios discutidos, se caracterizaron rutas bioquímicas utilizando microorganismos para la bioconversión de biomasa, principalmente a través de procesos de fermentación oscuros por sus ventajas (condiciones de reacción suaves). Asimismo, existen desventajas que están directamente relacionadas con la lenta tasa de conversión para la producción de hidrógeno y el costo de los reactores y cepas requeridas para desarrollar el proceso. Por tanto, en futuras mejoras se deberían desarrollar sistemas de producción más eficientes, incluyendo nuevas cepas bacterianas más económicas.

Los procesos de ruta bioquímica se han distinguido por utilizar microorganismos con el fin de convertir biomasa en productos biológicos, en particular, mediante procedimientos de fermentación oscura. De igual manera, también se han demostrado desventajas, las cuales están asociadas directamente con el índice de transformación de hidrógeno lento y con el precio de los reactores y clases, que son necesarios para poner en marcha estos procesos. En consecuencia, en las mejoras venideras, es necesario desarrollar sistemas de producción que sean más efectivos, que impliquen nuevas variedades de bacterias más económicas.

Las vías termoquímicas se han reconocido por utilizar procesos catalíticos heterogéneos, en particular orientados a utilizar fuentes sedimentarias. Estos procedimientos tienen el provecho de ser fáciles de adecuar a las necesidades de la industria, pese a que se requiere de componentes químicos de elevadas tarifas.

Por esta razón, en el contexto de los procedimientos no catalíticos en el futuro se requiere idear métodos que fomenten el empleo de fuentes sustentables y crear materiales innovadores con ventajas en los ámbitos operativos, económicos y medioambientales. Además, los métodos fotoquímicos han sido igualmente efectivos como métodos para conseguir hidrógeno. Dentro de los últimos estudios, se han involucrado procedimientos que se ejecutan en su mayoría a manos de la fotodescompensación del agua, de modo que, sería factible en un futuro que se potenciara el uso de la biomasa dentro de estos desarrollos, con el fin de delimitar métodos más económicos y eficientes.

Las principales rutas de producción de hidrógeno, asociándolas a sus colores correspondientes, como se muestra en la Tabla 2 son de vital importancia para determinar el origen del hidrógeno que se utilice en las diversas aplicaciones, tanto desde un punto de vista económico como medioambiental. En el punto de consumo final todos los tipos de hidrógeno presentarán las mismas emisiones, nulas, pero si se tiene en cuenta todo el ciclo de producción y consumo, unos claramente tendrán emisiones de gases de efecto invernadero muy superiores a otros como se observa en la Figura 10.

Realmente tan solo las emisiones directas del hidrógeno turquesa, rosa y verde son nulas, y en algunos países, según su mix energético, lo podría ser también el hidrógeno amarillo. En el caso del hidrógeno turquesa, las causas de las emisiones asociadas a la cadena de suministro del gas natural hacen que, si se tiene en cuenta la totalidad del ciclo de vida, sus emisiones se incrementen notablemente y quedan como alternativa ecológica el hidrógeno rosado y el verde. El hidrógeno de color rosa, por otro lado, requiere de energía nuclear y presenta una problemática social en el momento en que los intervalos para la creación de nuevas centrales nucleares son mayores a diez años. De esta manera, el hidrógeno verde parece ser la principal alternativa para el futuro, sus emisiones directas son nulas y las emisiones indirectas pueden ser drásticamente reducidas.

La producción de hidrógeno por electrólisis del agua no producirá contaminantes en principio, pero consume mucha electricidad, por lo que el impacto de este método de producción de hidrógeno en el medio ambiente depende fundamentalmente de la fuente de la electricidad consumida. Usar electricidad de fuentes renovables es la solución más sostenible para esta ruta de producción de hidrógeno. El impacto ambiental de la electrolización del agua para producir hidrógeno depende en gran medida de la fuente de entrada de electricidad al proceso. El reformado de hidrocarburos (principalmente metano) es actualmente el proceso más utilizado y económico, teniendo como principal desventaja las elevadas emisiones de CO_2 . El reformado de productos obtenidos a partir de biomasa como el biometano es, por tanto, una alternativa atractiva, beneficiándose de la madurez de la tecnología y su neutralidad en términos de emisiones de CO_2 .

Tomando una conclusión general en este aspecto, se puede indicar que las tecnologías que presentan menores costes son realmente contaminantes, mientras que las que presentan unas mejores características medioambientales todavía cuentan con un costo elevado. Esta es la única limitante que le resta al hidrógeno

verde para ser la mejor alternativa en cualquiera de las dos opciones mencionadas, económica y medioambiental. Actualmente es sin duda la mejor solución a nivel medioambiental, resta únicamente lograr equiparar sus costes con los del hidrógeno producido a partir del gas natural.

Uno de los principales objetivos de este artículo es estudiar la producción y el transporte de gas natural/hidrógeno, por ello, como se demuestra en la Tabla 5 uno de los principales problemas que tiene el hidrógeno es la fragilización por las paredes de la tubería, Aqua consultants & element energy, realizaron el estudio correspondiente a los grados de acero permitidos para la aceptabilidad del hidrógeno, mismo que concluye indicando que existen 4 tipos de tuberías de aceros que ya fueron probados, entre estos grados de acero se encuentran API 5L X42, API 5L X46, API 5L X52. La fragilización por hidrógeno afecta la integridad estructural de la línea de transmisión y los componentes metálicos asociados, no obstante puede infiltrar y difundir moléculas de hidrógeno en la red de tuberías a través de la presión interna ejercida sobre las paredes de la tubería. Esto da como resultado una menor ductilidad de la pared de la tubería y fallas mecánicas de la tubería.

Alternativamente a nivel mundial, se evaluó el potencial de HIGG desde la perspectiva de todo el sistema. Varios proyectos de la vida real están investigando los aspectos prácticos de HIGG para niveles de inyección más altos. Algunos estudios económicos también han intentado adoptar una perspectiva de todo el sistema; sin embargo, los estudios de optimización son los más adecuados para esto, ya que pueden modelar el funcionamiento del sistema y tomar decisiones operativas y de inversión. Sin embargo, hasta la fecha, relativamente pocos estudios de optimización han incluido HIGG.

En el contexto actual, Bolivia no cuenta con campos nuevos de explotación de yacimiento de gas natural o petróleo, de este modo el hidrógeno puede ser un gran potencial de estudio para sustituir el gas natural mediante el blending de gas natural/hidrógeno, pero la producción y el almacenaje de hidrógeno juegan un papel muy importante a la hora de plantear escenarios de implementación de esta tecnología como también la edición a las redes de distribución de gas natural. Así también Bolivia apunta a la transición energética con parques fotovoltaicos y parques eólicos, es así que actualmente existe una sobreoferta de energía eléctrica, de este modo una propuesta alterna es producir hidrógeno en los parques fotovoltaicos y los parques eólicos.

En Bolivia se puede obtener hidrógeno a partir de varias tecnologías, ya sea mediante parques fotovoltaicos o eólicos, pero el principal tema a tratar es el almacenamiento del hidrógeno ya que el mismo tiene elevados costos de inversión, es por ello que lo más conveniente sería producir el hidrógeno e inmediatamente aplicarlo a plantas que operen con gas como son las termoeléctricas, hidroeléctricas y equipos secundarios que usan el gas natural como principal combustible.

En Bolivia se tiene gasoductos aún operando desde el año 1974, algunos de estos gasoductos y redes de distribución son de grado API 5L X42 y API 5L X52, pero no se cuentan con datos publicados con exactitud para una correcta determinación de su operabilidad con hidrógeno. Para saber con mayor exactitud se deben realizar pruebas del estado actual y niveles de corrosión en estos gasoductos y de este modo demostrar si el blending de gas natural e hidrógeno es aceptado, como también conocer el porcentaje de mezcla y condiciones de operabilidad.

En Bolivia se ha trabajado poco para aplicar el blending de gas natural con hidrógeno en las redes de transporte del país, sin embargo, se requiere mucha más investigación académica, industrial y trabajo, especialmente por parte de los formuladores de políticas, ya que no se tienen políticas y regulaciones para el blending de hidrógeno en los gasoductos y las redes de distribución del gas natural.

4. BIBLIOGRAFÍA

- Andarcia Garcia, O. A., & Molina Robles, Z. C. (2013). *Estudio de los aceros empleados para el transporte de gas por tuberías*. Universidad de Oriente Nucleo de Manogas, Maturin. https://handbook.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLÓGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/71.pdf
- Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J. L., Jove Pérez, E., Zayas Gato, F., Quintián Pardo, H., & Calvo Rolle, J. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica. *Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións*, XII, 154. <https://doi.org/https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>
- Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J. L., Jove Pérez, E., Zayas Gato, F., Quintián Pardo, H., & Calvo Rolle, J. L. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento. *Coruña, España: Universidade da Coruña*. <https://doi.org/https://doi.org/10.17979/spudc.9788497497985>
- ANH. (2009). ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos : <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=41&R=66&D=1>
- Aqua Consultants, Element Energy. (2021). *New Zealand Hydrogen Pipeline Feasibility*. Nueva Zelanda: Provincial Development Unit.
- ARENA. (2 de Septiembre de 2019). Agency, Australian Renewable Energy. Retrieved 5 de Mayo de 2023, from <https://arena.gov.au/news/world-first-project-to-turn-biogas-from-sewage-into-hydrogen-and-graphite/>
- Boudellal, M. (2018). *Power-to-Gas*. Alemania: DE GRUYTER. <https://doi.org/10.1515/9783110559811-001>
- Brijaldo MH, Castillo C, Pérez G. . (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*, 23(2). <https://doi.org/https://doi.org/10.25100/iyc.v23i2.11155>
- Carretero, Ó. S. (2022). *Apilados*. Retrieved 15 de Diciembre de 2022, from <https://apilados.com/blog/tecnologias-para-la-produccion-de-hidrogeno-los-colores-del-hidrogeno/>
- Castells, X. E. (2013). *Reciclaje De Residuos Industriales*. En X. E. Castells, *Reciclaje De Residuos Industriales* (pág. 92). Madrid, España.
- CNH2. (2021). Centro Nacional del Hidrogeno: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
- de Joode, J., Daniëls, B., Smekens, K., van Stralen, J., Dalla Longa, F., Schoots, K., . . . Holstein, J. (2014). *Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system*. Report, ECN & DNV GL, The Netherlands. <https://www.ecn.nl/docs/library/report/2014/e14026.pdf>
- Duarte, H. A. (16 de Marzo de 2016). *Producción de Hidrógeno a partir de materias primas renovables derivadas de biomasa*. Universidad Nacional del Litoral. Facultad de Ingeniería Química; Argentina. <http://hdl.handle.net/11185/983>
- E.M.do Sacramento, Paulo C.M.Carvalho, L.C.de Lima, T.N.Veziroglu. (Noviembre de 2013). *Energy Policy - Feasibility study for the transition towards a hydrogen economy: A case study in Brazil*. *ELSEVIER*, 62, 3-9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.071>

- Emsley, J. (2001). *Nature's Building Blocks* (First Edition ed.). October 12, 2011: Oxford: Oxford University Press.
- ENDE. (22 de Julio de 2022). Ende Guaracachi. <https://guaracachi.com.bo/index.php/publicaciones/noticias/249-ende-guaracachi-instala-planta-de-hidrogeno-para-ciclo-combinado>
- Energy, U. D. (2021). ENERGY.GOV. Retrieved Agosto de 2022, from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>
- EXPANSION. (2021). EXPANSION. (Unidad Editorial Información Económica, S.L.U.) Retrieved 12 de Agosto de 2022, from <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/bolivia>
- Ghimire, A., Frunzo, L., Pirozzi, F., Trably, E., Escudie, R., Lens, P. N., & Esposito, G. (15 de April de 2015). A review on dark fermentative biohydrogen production from organic biomass: Process parameters and use of by-products. *Applied Energy*, 144, 73-95.
- Gobierno de España. (2022). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>
- Götz Thilo Müller von der Grün, Steven Hotopp, Joachim Müller-Kirchenbauer. (2013). Transport and Usage of Hydrogen via Natural Gas Pipeline Systems. (M. H. al., Ed.) Springer., 421–436. https://doi.org/10.1007/978-3-642-37849-2_33
- Guo, J., Zhang, Y., Zavabeti, A., Chen, K., Guo, Y., Hu, G., . . . Li, G. K. (6 de Septiembre de 2022). Hydrogen production from the air. *Nature Communications*, 13(5046 (2022)). <https://doi.org/https://doi.org/10.1038/s41467-022-32652-y>
- Gupta, R. B. (2009). *Hydrogen fuel : production, transport, and storage*. United States of America: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business.
- Gupta, R. B. (2009). *Hydrogen fuel : production, transport, and storage*. United States of America: CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business.
- House, J. E., & House, K. A. (2016). Chapter 7 - Hydrogen. Academic Press, 111 - 121. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804697-5.00007-5>
- iAgua. (20 de Febrero de 2023). Retrieved 15 de Mayo de 2023, from <https://www.iagua.es/noticias/redaccion-iagua/como-producir-hidrogeno-directamente-agua-mar-necesidad-desalacion>
- IEA. (2019). International Energy Agency. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>
- IEA. (Septiembre de 2022). *Hydrogen*. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>, License: CC BY 4.0
- International Energy Agency, I. (Enero de 2006). *Hydrogen Production and Storage R&D*. (I. Publications, Ed.) Paris, Francia: Head of Publications. Retrieved 12 de Julio de 2021, from books@iea.org
- J. P. Hodges, W. Geary, S. Graham, Philip Hooker, R. Goff. (01 de January de 2015). *Injecting Hydrogen into the Gas Network- A Literature Search*. Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM). <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1193>
- Levalley, T. L., Richard, A. R., & Fan, M. (13 de Octubre de 2014). The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(30), 16983 - 17000. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.08.041>

- Linares Hurtado, J. I., & Moratillas Soria, B. Y. (2007). El Hidrogeno y la Energia. España.
- Llera Sastresa, E. M., & Zabalza Bribián, I. (2011). Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos.
- Loomba, S., Waqas Khan, M., Haris, M., Mousavi, e., Zavabeti, A., Xu, K., . . . Mahmood, N. (8 de Febrero de 2023). Nitrogen-Doped Porous Nickel Molybdenum Phosphide Sheets for Efficient Seawater Splitting. Small. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/sml.20220731>
- Lucena, F. J. (Mayo de 2010). análisis de sistemas integrados de producción de hidrogeno a partir de energía eólica aportaciones al modelo dinámico de sistemas. Sevilla.
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45, 785-807. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- M.ª Llera Sastresa, E., & Zabalza Bibrián, I. (2011). Producción, almacenamiento y usos energéticos. En Hidrógeno : producción, almacenamiento y usos energéticos (1.ª edición ed.). Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- MarcoGaz. (01 de Octubre de 2019). Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use - TF_H2-427. [https://www.MARCOGAZ.org/publications-1/documents/McMurry E., John Y Fay C., Robert. \(2009\). Química General. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.](https://www.MARCOGAZ.org/publications-1/documents/McMurry E., John Y Fay C., Robert. (2009). Química General. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.)
- Messaoudani, Z. I., Rigas, F., Binti Hamid, M. D., & Che Hassan, C. (19 de October de 2016). Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review. International Journal of Hydrogen Energy, 41, 17511-17525. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.171>.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (Noviembre de 2020). Ministerio de Energía. (M. Correa A, C. Barría Q, & B. Maluenda P, Edits.)
- Ministerio De Hidrocarburos Y Energias, M. (27 de Febrero de 2021). Ministerio De Hidrocarburos Y Energias. <https://www.mhe.gob.bo/2021/02/27/bolivia-impulsa-un-plan-para-la-generacion-de-hidrogeno-verde-rumbo-a-la-transicion-energetica/>
- Morante, J. R., Andreu, T., Garcia, G., Guilera, J., Tarancon, A., & Torrell, M. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. (Vol. 35). Madrid, España: Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>
- ONU. (2018). La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe (LC/G.2681-P/Rev.3). Naciones Unidas, Santiago.
- Pearson, M. (12 de Julio de 2018). Dispelling Common Hydrogen Safety Myths. Ballard. <https://blog.ballard.com/hydrogen-safety-myths>
- Pino Morales, F. (2006). Geotecnia . Maturin, Monangas, Venezuela. Retrieved 12 de Diciembre de 2022, from <https://dokumen.tips/documents/pino-f-curso-de-geotecnia.html?page=689>

- Piqué, J. L. (2010). *El Hidrogeno Y Nuestro Futuro Energético* (Primera ed.). (S. Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, Ed.) Catalunya, España: UPC. Retrieved 18 de Julio de 2021, from www.edicionsupc.es
- Polman EA, de Laat JC, Crowther M. (2003). Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen. Report. International Energy Agency. https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf
- Puchades, L. (Marzo de 2021). BIOVIC. <https://www.dropbox.com/s/11d4qfsab-s6uztb/134-137%20RETEMA229.pdf?dl=0>
- Quarton, C. J., & Samsatli, S. (December de 2018). Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? ELSEVIER, 98, 302 - 316. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>
- Ram B. Gupta, A. B. (Ed.). (2015). *Compendium of Hydrogen Energy*. Woodhead Publishing Series in Energy, 2, 438. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/C2014-0-02673-1>
- Relaciones Externas Bolivia, M. (2 de Junio de 2017). Ministerio De Relaciones Externas. <https://www.cancilleria.gob.bo/webmre/node/2057>
- Romilio Tambutti, Hector Muñoz. (2002). *Fisica/ Physics*. Mexico, D.F.: LIMUSA, S.A.
- Rudolf, C. H. (1977). *Quimica General*. Barcelona, España: Reverte, S.A. Retrieved 1 de Julio de 2022, from <https://books.google.es/books?id=CrMTtgiB2wcC&pg=PA15&dq=masa+atomica+hidrogeno+1,007&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwio-v6au4trcAhWkyIUKHZzPApQQ6AEIJzAA#v=onepage&q=masa%20atomica-%20hidrogeno%201%20C007&f=false>
- Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., & Stolten, D. (6 de Abril de 2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12), 4285-4294. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>
- SEDECO2. (2023). SEDECO2. Retrieved 29 de Mayo de 2023, from <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- Speirs J, Balcombe P, Johnson E, Martin J, Brandon N, Hawkes A. (2017). A greener gas grid: what are the options? Report. <https://www.sustainablegasinstitute.org/a-greener-gas-grid>
- Stephen Clegg, Mancarella, Pierluigi. (01 de February de 2016). Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems. IET - The Institution of Engineering and Technology. <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0439>
- Sternberg, A., & Bardow, A. (20 de Enero de 2015). Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. *Energy & Environmental Science*, 8, 389-400. <https://doi.org/https://doi.org/10.1039/C4EE03051F>
- Tabkhi, F., Azzaro-Pantel, C., Pibouleau, L., & Domenech, S. (2008). A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection. *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.103>
- U.S. Department Of Energy. (2001). Office of the Assistant Secretary Energy Efficiency & Renewable Energy. Retrieved 2022, from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>

Vargas, G. A. (2016). El Hidrógeno Como Fuente Alterna de Energía. CINVESTAV.

Vasquez Torres, R., Tello Guerra, P., Fuster Justiniano, J., Farias Hermosilla, R., Espinoza Caceres, E., & Machuca Lazo, N. (2021). Inyeccion de hidrogeno en redes de gas natural. Santiago de Chile. www.energia.gob.cl

Wylie-Interscience. (2005). “Hydrogen”. Van Nostrand’s Encyclopedia of Chemistry., 797-799.

Zhiliang Cao, Henry Gu Cao. (2014). Unified Field Theory and Topology of Nuclei. International Journal of Physics, 2(1), 15-22. <https://doi.org/10.12691/ijp-2-1-4>