

Revisión de la producción, transporte y uso del hidrógeno, y del impacto de las mezclas de gas natural con hidrógeno sobre la infraestructura de gas natural

Review of hydrogen production, transportation and use, and the impact of natural gas blends with hydrogen on natural gas infrastructure

Carlos Eduardo García Sánchez^{1*}

¹ Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, Parque Tecnológico UIS Guatiguará, km 2 vía El Refugio, Piedecuesta, Colombia.

* Autor de contacto. Correo electrónico: cgarcia@cdtdegas.com

Resumen

Se está implementando una gran cantidad de planes políticos y de inversiones para lograr la transición energética, dentro de la cual se incluye al hidrógeno como un vector energético importante. Se considera que el hidrógeno permitirá almacenar los excedentes de energía eléctrica renovable, y posibilitará la descarbonización de aplicaciones que son difíciles de convertir a energía eléctrica. Sin embargo, actualmente no está desplegada la capacidad de producción de hidrógeno renovable que se requeriría, ni existe la infraestructura para almacenarlo y transportarlo, ni tampoco están masificados los dispositivos y equipos de uso final de hidrógeno. Se ha propuesto que una manera de impulsar el desarrollo de la capacidad de producción de hidrógeno consiste en adicionarle hidrógeno al gas natural, para el cual ya se encuentra una amplia infraestructura de transporte y uso desplegada. Múltiples planes de transición energética contemplan el mezclado del hidrógeno con el gas natural dentro de las acciones a corto plazo. Entre estos planes está la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia, publicada recientemente. Aunque múltiples estudios apoyan la afirmación de que no hay mayores problemas sobre la infraestructura de transporte y uso de gas natural si la cantidad de hidrógeno que se adiciona es pequeña, es claro que se requieren estudios individuales que evalúen las particularidades de cada país para determinar los límites de adición de hidrógeno en el gas natural y las modificaciones en infraestructura de transporte y uso del gas, entre otras cosas. Esto es debido a que las composiciones de los gases

TECNOLOGÍA

naturales son variables entre distintas regiones, al igual que la infraestructura de transporte y distribución puede tener sus características particulares, y también los equipos de uso final pueden tener sus requerimientos específicos. Entre los aspectos que deben ser estudiados respecto de las mezclas de hidrógeno y gas natural se encuentran: seguridad y detección de fugas; impactos sobre la infraestructura de transporte; impactos sobre la infraestructura de distribución; impactos sobre quemadores; e impactos sobre motores.

Palabras Clave: *Hidrógeno; mezclas gas natural – hidrógeno; tecnología; economía; impacto.*

Abstract

A large number of policy and investment plans are being implemented to achieve the energy transition, which includes hydrogen as an important energy carrier. It is believed that hydrogen will allow the storage of surplus renewable electrical energy, and enable the decarbonization of applications that are difficult to convert to electrical energy. However, the renewable hydrogen production capacity that would be required is not currently deployed, nor is the infrastructure in place to store and transport it, nor are hydrogen end-use devices and equipment widely available. It has been proposed that one way to boost the development of hydrogen production capacity is to add hydrogen to natural gas, for which there is already extensive transportation and use infrastructure in place. Multiple energy transition plans include blending hydrogen with natural gas as a near-term action. Among these plans is Colombia's recently published hydrogen roadmap. Although multiple studies support the assertion that there are no major problems on natural gas transport and use infrastructure if the amount of hydrogen added is small, it is clear that individual studies are required to assess the particularities of each country to determine the limits of hydrogen addition in natural gas and modifications in transport infrastructure and gas use, among other things. This is because the compositions of natural gases are variable between different regions, just as the transportation and distribution infrastructure may have its own particular characteristics, and end-use equipment may have its own specific requirements. Among the aspects that need to be studied with respect to hydrogen and natural gas mixtures are: safety and leak detection; impacts on transportation infrastructure; impacts on distribution infrastructure; impacts on burners; and impacts on engines.

Keywords: *Hydrogen; natural gas - hydrogen blends; technology; economy; impact.*

1. Hidrógeno y la economía del hidrógeno

Actualmente, el carbón, el gas natural y el petróleo generan alrededor del 85 % de la energía consumida globalmente [1]. Este elevado consumo de combustibles fósiles está generando problemas de calentamiento global, pues el uso de la energía causa el 70 % de las emisiones de gases de efecto invernadero [2]. Lo anterior, sumado al agotamiento de las materias primas no renovables, al incremento continuo de la demanda energética, a las motivaciones económicas y políticas derivadas de la extracción de recursos fósiles en unos pocos países y a los efectos negativos sobre la calidad de aire urbano, ocasionan que se considere insostenible la actual economía de hidrocarburos, y que sea necesario llevar a cabo una "transición energética" con la cual se disminuya o elimine la dependencia respecto de los combustibles fósiles [3]. A pesar de lo anterior, la situación actual no sugiere que la humanidad haya avanzado mucho en la transición [4]. Por ejemplo, se están llevando a cabo expansiones en la infraestructura para gas natural en muchas regiones del mundo. Estas tendencias contradictorias generan un alto nivel de incertidumbre respecto al futuro del sistema energético [5]. Un futuro con energía sostenible requiere del cumplimiento de los siguientes aspectos [6]:

- Garantizar la seguridad del suministro energético.
- Usar recursos energéticos locales sostenibles.
- Reducir las emisiones globales de dióxido de carbono.
- Mejorar significativamente la calidad del aire urbano.
- Crear una nueva base energética industrial y tecnológica.

No se espera que esta transición energética

se materialice de manera intempestiva, sino que sea un proceso gradual de larga duración [7].

Se considera que la transición energética requerirá del desarrollo de variados mecanismos de producción, transporte y almacenamiento de energía. Entre los elementos de alta importancia dentro de la eventual transición energética se encuentra el hidrógeno. Esta sustancia no se encuentra libre de forma natural, así que no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético. El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, es el más liviano, tiene el mayor contenido energético específico, es sostenible y no tóxico [6]. El hidrógeno tiene un poder calorífico superior de 142 MJ/kg [1], pero al ser el elemento más liviano, su densidad es baja. La densidad energética del hidrógeno en condiciones estándar es de 0.01079 MJ/L; en comparación, para la gasolina es del orden de 34 MJ/L [8]. El hidrógeno a menudo es percibido como un gas explosivo peligroso, pero en realidad la posibilidad de un accidente con hidrógeno no es muy diferente a la que existe con otros gases combustibles de uso común [4]. El uso del hidrógeno no produce gases de efecto invernadero, y evita la emisión de material particulado y óxidos de azufre, y adicionalmente de óxidos de nitrógeno si se utiliza en celdas de combustible [9]. Sin embargo, se requiere que el hidrógeno sea producido sin generar gases de efecto invernadero para poder catalogar al hidrógeno como energía limpia [7]. Dependiendo de las condiciones en que se produzca, se ha desarrollado el siguiente código de colores:

- "Hidrógeno verde" si se ha producido utilizando electrólisis de agua y energía eléctrica proveniente de una fuente renovable de energía, o algún otro proceso con el cual la producción de hidrógeno no genere emisio-

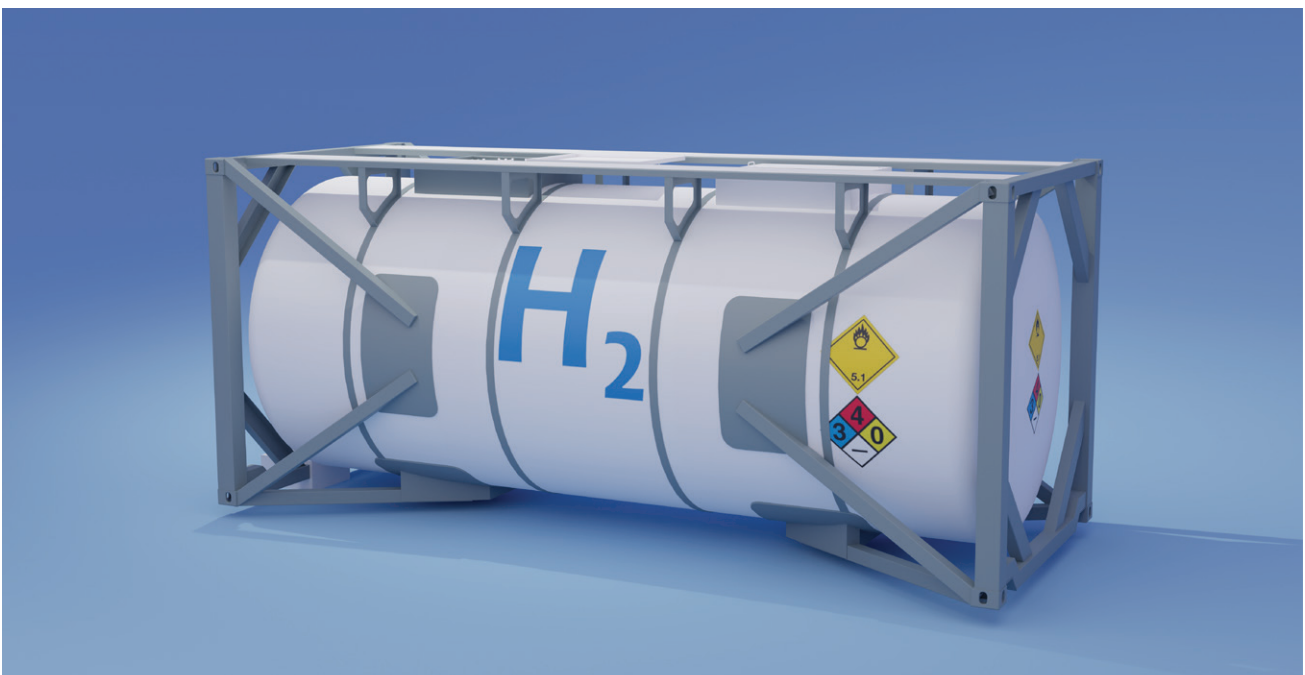
nes de gases de efecto invernadero. Hoy en día, el costo de producción de hidrógeno por electrólisis es muy superior al de la producción a partir de combustibles fósiles. Resultaría competitivo en el corto plazo bajo condiciones de disponibilidad de electricidad renovable a bajo costo, o alta penalización por emisiones de dióxido de carbono [10].

- “Hidrógeno azul” si se produce a partir de combustibles fósiles, pero se captura el dióxido de carbono generado en la producción utilizando un sistema de captura y almacenamiento de CO₂. La mayoría de los recursos renovables no están disponibles en sistemas energéticos de gran escala, de modo que la producción de hidrógeno azul puede ser una etapa inicial en la transición hacia una economía de hidrógeno desarrollada [9]. Sin embargo, aún no existe una solución

completa, socialmente aceptada y económicamente competitiva para la captura y almacenamiento de dióxido de carbono [10; 11].

- “Hidrógeno gris” si se produce a partir de combustibles fósiles, sin captura de dióxido de carbono.

Se le llama “economía del hidrógeno” a un sistema propuesto en el cual el hidrógeno es producido y usado extensamente como transportador primario de energía [6; 7]. El hidrógeno se visualiza como un medio de almacenamiento y transporte de las energías renovables intermitentes, las cuales son dependientes de la ubicación, y son difíciles de almacenar y transportar [1; 9]. El hidrógeno es una alternativa muy interesante para descarbonizar los usos finales que no son fáciles de convertir a energía eléctrica [12]. Un eventual desarrollo de la economía del hidrógeno traerá consigo la aparición de nuevas necesidades de empleos [13]. La meta principal de la economía del hidrógeno



es que esté basada en el hidrógeno verde, balanceando el suministro intermitente de las energías renovables con la demanda [4; 14]. La idea de usar hidrógeno como transportador de energía data de más de dos siglos atrás, pero se acentuó tras la crisis global energética de los 1970s [6]. El desarrollo de la economía del hidrógeno requiere de 4 aspectos fundamentales: producción, almacenamiento, seguridad y utilización [7; 9].

Una gran barrera para la economía del hidrógeno es la insuficiente competitividad actual del hidrógeno verde. Se estima que el hidrógeno gris tiene actualmente un costo de 1.5 €/kg, mientras que el hidrógeno azul quedaría en 2 €/kg, y el hidrógeno verde entre 2.5 y 5.5 €/kg [15]. La economía del hidrógeno no se desarrollará mientras no exista un método para producir grandes cantidades de hidrógeno verde eficientemente y con bajos costos [13]. Se espera que en una década el hidrógeno verde sea competitivo en precio con el hidrógeno gris, para lo cual se requiere que haya un incremento en la eficiencia técnica, que los costos de producción y el precio de los materiales bajen, y que la manufactura incremente su escala [4]. Teniendo en cuenta que el costo de los electrolizadores ha disminuido un 60 % en la última década, se espera que en 2030 sea la mitad del costo actual, con economía de escala [15]. Otro gran factor habilitante para la economía del hidrógeno es el desarrollo de infraestructura, pues a diferencia del gas natural o la electricidad, no existe actualmente infraestructura desplegada para llevar hidrógeno a los consumidores [16]. También existen diversos desafíos metro-lógicos que deben superarse para una materialización de la economía del hidrógeno, incluyendo la disponibilidad de bancos de pruebas para flujos de hidrógeno, la dificultad de operar en estado transitorio para los medidores, el establecimiento de errores

máximos permisibles, y la ejecución de ensayos de desempeño, perturbación de flujo y durabilidad [17].

Hasta el momento, el hidrógeno es un combustible que ha estado “siempre en el futuro”. Desde la década de los sesenta en el siglo pasado, diferentes entidades e instituciones han anunciado el desarrollo de una economía del hidrógeno en el mediano plazo, sin que hasta el momento se haya materializado ninguno de esos anuncios [13]. Hoy en día, el hidrógeno como transportador de energía es un tema de muy alto interés en los ámbitos académico e industrial. El número de publicaciones y patentes sobre diferentes aspectos de la economía de



hidrógeno (almacenamiento, producción, distribución, aplicaciones, implementación, etc.) mantiene una tendencia creciente, pasando de casi 8 000 artículos y 450 patentes durante 2010, a más de 17 000 artículos y 860 patentes durante 2018 [3].

1.1. Situación mundial

El mercado del hidrógeno es del orden de los 150 mil millones de dólares, con usos principalmente en procesos de refinación de petróleo, en producción de amoníaco y metanol, y en procesamiento de alimentos,

cosméticos y electrónica. Se estima que el 95 % del mercado de hidrógeno actual es producido por el consumidor en el sitio de uso [13]. En Europa, el hidrógeno producido en sitio es actualmente el 64 % del total, el hidrógeno que se obtiene como subproducto representa el 21 %, y el hidrógeno que se produce centralmente y se transporta es el 15 %. El 95 % del hidrógeno en Europa es producido por reformado de metano y por reformado autotérmico; el resto es principalmente subproducto de procesos cloroalcalinos, que utilizan electrolizadores [18]. En cuanto al uso de hidrógeno como combustible vehicular, actualmente las estaciones de suministro de hidrógeno están concentradas principalmente en tres países: Japón (114), Alemania (87) y Estados Unidos (74), de un total de 432 estaciones (datos de 2019). En los próximos años, se espera un crecimiento en el número de estaciones en Corea, Francia y Países Bajos [4].

La factibilidad de realizar una transición nacional a una economía del hidrógeno está siendo considerada y fomentada en países como Australia, Canadá, China, Francia, Alemania, Japón, Noruega, Corea del Sur, Reino Unido y Estados Unidos [3; 11]. Hoy en día, ya son 30 los países que han desarrollado hojas de ruta para el hidrógeno, o tienen planes energéticos en los que el hidrógeno es un elemento clave [12]. Diversos estudios han trabajado en el diseño y planeación de cadenas de suministro de hidrógeno, aplicando métodos de optimización, enfoques basados en sistemas de información geográfica (GIS), y evaluación de planes de transición [19]. En Estados Unidos, California ha establecido metas de transición energética agresivas, que incluyen que el 60 % de la energía eléctrica generada en 2030 provenga de fuentes renovables, llegando a un 100 % en 2045 [20]. En Europa, la Comisión Europea publicó en 2020 una "estrategia de hidrógeno para una Europa neutral climáti-



camente". En ella, se mencionan diferentes aspectos políticos que se requieren para crear un ambiente habilitador para el escalado de la producción y el uso del hidrógeno. Incluye metas como la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores para producción de hidrógeno renovable en el año 2024 (para descarbonizar la producción actual de hidrógeno), y llegar a 40 GW en 2030 [15]. Sin embargo, otros documentos de la Comisión Europea señalan que se requiere mayor análisis sobre el papel del hidrógeno, y sobre estrategias para un desarrollo paso a paso de redes aisladas de 100 % de hidrógeno, que subsecuentemente crezcan en una gran red de hidrógeno [21]. La prioridad para la Unión Europea es el desarrollo de hidrógeno renovable, producido principalmente a partir de energía solar y eólica. En el corto y mediano plazo, se requieren otras formas de hidrógeno de bajo carbono, para reducir las emisiones de la actual producción de hidrógeno y para soportar el uso paralelo y futuro del hidrógeno renovable [15]. Entre las metas de Alemania, están que el 40 % de su electricidad sea generada con renovables en 2025, incrementando el porcentaje a un 80 % en 2050 [20]. En 2020, se lanzó la Alianza Europea para Hidrógeno Limpio (European Clean Hydrogen Alliance), y el número de compañías que hacen parte del Consejo Internacional del Hidrógeno se ha incrementado desde 13 en el 2017, a 81 en el 2020 [15].

La infraestructura de hidrógeno existente en Europa será insuficiente para los volúmenes de hidrógeno previstos en los escenarios neutrales de carbono. Se afirma que parte de la infraestructura de gas natural deberá ser modernizada para usar hidrógeno, y, alternativa o adicionalmente, se deberá desplegar nueva infraestructura dedicada para hidrógeno [18]. La infraestructura de gas natural europea consiste en más de 200 000 km de tuberías de transporte, más de 2

millones de km de redes de distribución, y más de 20 000 estaciones de compresión y reducción de presión. Esta red es altamente compleja y heterogénea [21].

A nivel global, la red de transmisión (transporte) de gas natural cuenta con más de 2.9 millones de km, y tiene grandes capacidades de transporte y almacenamiento, superiores a los 100 GWh [2; 4]. Sin embargo, no todos los elementos de las redes de gas natural pueden utilizarse si se reemplaza el gas natural por hidrógeno, por lo que las redes requieren de inversiones para su adaptación. En la literatura, se encuentran estimaciones de costos de inversión para modernización de tuberías de 0.37 millones de euros por kilómetro, mientras que nuevas tuberías para hidrógeno costarían entre 0.93 y 3.28 millones de euros por kilómetro. Los compresores deben ser reemplazados para que operen con hidrógeno [18]. También se ha planteado la posibilidad de utilizar inicialmente el hidrógeno para mezclarlo con gas natural. En este aspecto se están ejecutando proyectos demostrativos, en los cuales se inyecta hidrógeno hasta en un 20 % en redes pequeñas de gas natural, en Reino Unido (HyDeploy) y en Francia (GRHYD), entre otros [2].

Debido al papel del hidrógeno como vector energético, y a la necesidad de que su producción sea verde, el desarrollo de la economía del hidrógeno está atado a otras fuentes renovables. Algunas estimaciones indican que es altamente improbable que el *power-to-gas* (producción electrolítica de hidrógeno a partir de excedentes de energías renovables, denotado P2G) pueda cubrir los requerimientos de un sistema de gas, debido a la capacidad de producción de electricidad que se requeriría. Por ejemplo, en 2017 el sistema de distribución de gas en el Reino Unido entregó 561 TWh de gas a los consumidores, comparado con una producción nacional total de electricidad

de 336 TWh (de los cuales 62 TWh fue de viento, de olas y solar) [2]. Otras referencias consideran que el potencial de producción de hidrógeno y metano sintético, basados en electricidad renovable, es suficientemente grande para sustituir la demanda de gas natural [21]. Puede afirmarse entonces que cabe la posibilidad de que las necesidades de gases combustibles no sean satisfechas únicamente con hidrógeno, sino que también se requiera considerar otros gases renovables, entre los cuales se destaca el biogás. La inyección de biometano en redes de gas natural es una práctica ya establecida en países como Alemania, Suecia, Países Bajos, Suiza y Austria [22]. Se estima que en 2016 había más de 17 000 plantas de mejora (*upgrading*) de biogás en Europa, con una capacidad total instalada de 9985 GW [23]. Se ha llamado la atención respecto de la necesidad de racionalizar los incentivos a los gases renovables, para mejorar la efectividad, evitar distorsión en la competencia entre vectores energéticos, y valorar los beneficios económicos para la producción local de gases renovables [21]. En la literatura, se encuentran estudios de simulación con el objetivo de determinar la cantidad máxima de biogás que podría inyectarse a una red de distribución de gas natural. Asumiendo biogás sin compuestos azufrados, oxígeno y siloxanos, pero con dióxido de carbono, se establece que es posible adicionar un máximo de 9 % de biogás, que representa un 4.7 % de la energía [22]. Otro estudio, de tipo prospectivo, compara tres escenarios posibles con los que se cumplirían los objetivos de disminución de emisiones a 2050. Los escenarios fueron denominados "eléctrico", "metano" e "hidrógeno", y representan situaciones en las que se favorece particularmente cada uno de esos vectores energéticos [21].

1.2. Situación nacional

El consumo final de energía en Colombia es del orden de 1350 PJ (petajoules). Los mayores consumos se dan en transporte (550 PJ), industria (325 PJ) y residencial (258 PJ). Los principales componentes de la oferta energética son el diesel (20 %), la gasolina (19 %), la electricidad (17 %) y el gas natural (15 %). El gas natural es el energético más usado en la industria, con un 29 % de participación, y el tercero de mayor utilización en el sector residencial, con un 20 %. La intensidad energética en Colombia (2015) fue de 2.26 MJ/USD. El consumo per capita de energía eléctrica en Colombia es de 1 312 kWh-año (4.7E-06 PJ-año), comparado con un promedio mundial de 3 132 kWh-año [24].

En 2019, Colombia produjo 886 kBPD de petróleo, 435 kBPD de combustibles líquidos de petróleo, 10 kBPD de etanol, 14 kBPD de biodiésel y 1374 GBTUD de gas natural. La extracción y producción de hidrocarburos y minerales ha representado en promedio un 5.1 % del PIB de Colombia durante los últimos 15 años. La planta de regasificación de gas natural ha entregado al sistema 28 GBTUD en 2018 y 17 en 2019. La generación de energía eléctrica en Colombia es de 17 749 MW, de los cuales 68 % proviene de hidroeléctricas. En el corto plazo, se espera la adición de 1 398 MW provenientes de fuentes solares y eólicas [24].

El Plan Energético Nacional 2020-2050 (PEN) explora escenarios futuros en los que se mantiene un abastecimiento confiable de la demanda energética, considerando el desarrollo económico, la adaptación al cambio climático y el aprovechamiento de la innovación. El PEN le apuesta a la digitalización como un camino hacia la descentralización y la descarbonización energética. Entre los

objetivos del PEN, se encuentran “diversificar la matriz energética” y “propender por un sistema energético de bajas emisiones”. En cuanto a diversificación, se tiene como visión a 2050 que entre el 10 % y el 20 % de la oferta de energía primaria provenga de fuentes no convencionales de energía (en 2019, el valor fue 3.1 %) [24]. Respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, Colombia se comprometió a una reducción de emisiones del 51 % en 2030 respecto al escenario de referencia. En un escenario de apropiada penetración del hidrógeno, se tendría una demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones del orden de 1850 kt al año para 2050, de los cuales un 40 % se usaría para producir derivados como amoníaco y combustibles sintéticos. Con esto, el hidrógeno de bajas emisiones estaría abatiendo más de 13 Mt de dióxido de carbono en 2050 [12].

Las medidas de mitigación ante el cambio climático requieren de la adopción de mejoras en eficiencia energética y de la sustitución de combustibles fósiles por otros de menores emisiones. Se espera que en las siguientes décadas esto ocasione una disminución en el mercado de los hidrocarburos fósiles, lo que puede afectar la balanza comercial y el empleo en el país, pues los energéticos fósiles son las principales exportaciones del país [24]. La construcción de una industria productora y exportadora de hidrógeno permitiría compensar la disminución de exportaciones de fósiles. Colombia podría convertirse en un centro de operaciones logístico de hidrógeno, y además podría producirlo a unos precios competitivos [12]. Entre las acciones consideradas en el PEN sobre el hidrógeno, se encuentran “hidrógeno en transporte ligero y de carga”, “sustitución de fósiles por hidrógeno verde” y “producción de hidrógeno (verde)” [24].

Actualmente, Colombia tiene una demanda anual de 150 kt de hidrógeno, el cual se pro-

duce casi en su totalidad por reformado de gas natural. Para que Colombia se posicione en el mercado del hidrógeno, se requerirán recursos financieros nacionales e internacionales para desarrollar los primeros proyectos comerciales, a nivel de producción y de demanda. Se prevé que en 2022 las FNCER representen el 12 % de la matriz energética colombiana, con condiciones favorables para producción de hidrógeno verde en algunas zonas del norte del país. Se requiere promover la producción competitiva de hidrógeno de bajas emisiones, como primer paso para su despliegue en el país [12]. Colombia ha incluido al hidrógeno verde como FNCER, y al hidrógeno azul como FNCE. Esto les provee varios beneficios tributarios a los proyectos relacionados con hidrógeno: deducción de la renta del 50 % de la inversión, exclusión del IVA y exención del pago de aranceles a bienes y servicios adquiridos, y depreciación acelerada de activos [25].

Las aplicaciones que alcanzan en menor tiempo la paridad de costos con sus respectivas alternativas fósiles son la refinación y el transporte pesado. Por consiguiente, es prioritario introducir proyectos de hidrógeno en estas aplicaciones, para traccionar la demanda. Se estima que para 2030, los costos de producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica en la costa norte colombiana estén entre 1.7 y 2.2 USD/kg, que son valores competitivos a escala global. La hoja de ruta del hidrógeno en Colombia plantea para 2030, entre otras cosas, que se tenga entre 1 y 3 GW de capacidad instalada de electrólisis para producir hidrógeno verde (implicando la instalación de entre 1.5 y 4 GW de FNCER); que se logren costos de 1.7 USD/kg de hidrógeno en zonas de recurso renovable óptimo; que se tenga una producción de hidrógeno azul de 50 kt; que haya más de 1500 vehículos ligeros y 1000 vehículos pesados de celda de combustible, y al

menos 50 hidrogeneras; que se utilice un 40 % de hidrógeno de bajas emisiones sobre el consumo total de hidrógeno de la industria; y que se haya invertido 2500 millones USD en proyectos de demanda y producción de hidrógeno [12].

Uno de los ejes del compromiso del Gobierno Nacional con el desarrollo del hidrógeno es el apoyo al despliegue de infraestructura, en donde se contempla la interacción con la infraestructura de transporte de gas natural para "aprovechar sinergias y minimizar los costos del despliegue", entre otras cosas. Otro de los ejes es "impulso al desarrollo tecnológico e industrial" [12]. El Gobierno nacional debe diseñar una política pública para promover la investigación y desarrollo local de tecnologías relacionadas con hidrógeno [25]. La hoja de ruta del hidrógeno prevé el establecimiento de la documentación y regulación requerida para la economía del hidrógeno en menos de 2 años; la promoción del uso de hidrógeno de bajas emisiones en menos de 5 años; y habilitar nuevos usos en un periodo de entre 5 y 10 años. Se busca que el potencial exportador de hidrógeno de Colombia sea comparable a sus actuales exportaciones de carbón (más de 5 billones USD) [12].

Entre las acciones de corto plazo para apoyar el despliegue de infraestructura incluidas en la hoja de ruta del hidrógeno, se encuentran "analizar las posibilidades de *blending* de hidrógeno en la red existente de gas natural" y "adaptar regulación para nuevas aplicaciones tales como el *blending*". Se menciona que las experiencias internacionales indican que las redes existentes pueden tolerar cantidades de hidrógeno de entre 5 % y 10 %, pero que se requiere de la realización de inventarios de elementos en las redes que pueden verse afectados por la presencia de hidrógeno. Colombia tiene una red de gasoductos de transporte de más de 7500 km, y una red de distribución que su-

ministra 911 MPCD. Otro aspecto que debe ser evaluado con la cadena del gas natural colombiana es el impacto del hidrógeno azul en el abastecimiento de gas natural de Colombia [12].

2. Tecnologías de producción de hidrógeno

Existen múltiples tecnologías propuestas para producir hidrógeno, obteniéndolo de sustancias como agua o hidrocarburos a costa de cierto consumo de energía [26]. De esas tecnologías, se encuentran con madurez comercial el reformado de metano con vapor (SMR), la oxidación parcial de metano (POX) y la gasificación de carbón, y en corto plazo se espera que lo tenga el reformado autotérmico [1]. Las tecnologías de electrólisis con mayor madurez son la electrólisis alcalina, la electrólisis de membrana de polímero y las electrólisis con óxido sólido [18]. El costo de producción de hidrógeno por electrólisis es muy superior al del reformado. Resultaría competitivo en el corto plazo bajo condiciones de disponibilidad de electricidad renovable a bajo costo, o alta penalización por emisiones de dióxido de carbono [10]. A largo plazo, y considerando indicadores económicos, ambientales, sociales, técnicos y de confiabilidad, el mejor desempeño promedio está dado por la electrólisis de agua a partir de energías solar o eólica [9]. Muchos métodos, como la descomposición fotoelectroquímica del agua, la electrólisis de alta temperatura y la conversión microbiana, están lejos de ser técnicamente factibles, y más aún de ser comercialmente competitivos [13].

La purificación del hidrógeno es una parte importante del proceso de producción, y su



costo debe ser considerado [7]. Actualmente, los costos de producir hidrógeno pueden agruparse en las siguientes categorías [3]:

- Alrededor de 2 USD/kg: reformado de metano SMR, gasificación de carbón con CCS, electrólisis fotovoltaica solar.
- Alrededor de 4 USD/kg: fotofermentación.
- Entre 6 USD/kg y 7 USD/kg: electrólisis PEM, electrólisis alcalina, electrólisis eólica.
- Entre 8 USD/kg y 11 USD/kg: electrólisis solar térmica, termólisis solar, fotoelectrólisis.

lisis solar térmica, termólisis solar, fotoelectrólisis.

Para el despliegue de la producción de hidrógeno, el hidrógeno azul puede comenzar incluyendo sistemas de captura y almacenamiento de carbono en las capacidades de reformado de metano desplegadas actualmente. En cambio, la industria del hidrógeno electrolítico deberá desarrollarse a partir de una base muy pequeña [18]. Otro aspecto importante en el despliegue es el nivel de centralización o distribución de la producción. Se considera que los sistemas de energía distribuidos son una pieza clave en

la economía del hidrógeno, pues consisten en implementar múltiples unidades generadoras cerca a los usuarios, en lugar de grandes plantas de generación centralizadas, lo cual puede ser importante en etapas iniciales de la economía del hidrógeno y en ciertas regiones geográficas [14]. También se están contemplando sistemas de multigeneración de energía, que integren diferentes energías renovables e hidrógeno, para obtener calefacción, enfriamiento, electricidad e hidrógeno [4]. Sin embargo, estudios indican que a largo plazo la producción centralizada de hidrógeno es menos costosa que la producción distribuida [27]. Es probable que diferentes fuentes primarias de energía sean utilizadas para producir hidrógeno en diferentes regiones [16].

En el presente informe, se clasifican las tecnologías de acuerdo con la materia prima principal del proceso, lo cual permite una mejor perspectiva desde el punto de vista de disponibilidad de recursos. Para cada tecnología, se indica el nivel de madurez tecnológica (TML), en una escala de 1 a 10 donde los números mayores indican mayor cercanía con la etapa comercial (la cual está basada en la escala *technology readiness level* - TRL de la NASA), y el porcentaje de eficiencia actual de la tecnología [7].

2.1. A partir de hidrocarburos

En esta categoría se presenta la producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos no renovables, es decir, a partir de fuentes fósiles. La producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos contiene varias tecnologías maduras, con la que se producen alrededor de 50 Mt al año [1].

2.1.1. Reformado de metano con vapor (SMR)

<TML = 10> [Eficiencia = 60 a 85 %]

En el SMR, hidrocarburos (metano, principalmente) y vapor se convierten catalíticamente en hidrógeno y dióxido de carbono. En una primera etapa, se produce gas de síntesis (hidrógeno y CO). Luego se efectúa la reacción *water-gas shift*, en la que reaccionan el CO y agua para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Finalmente se purifica el gas, que normalmente se hace por *pressure swing adsorption* [3]. Usualmente, se despliegan para operar a gran escala (150 a 300 MW), aunque hay esfuerzos de desarrollo orientados a adaptarla a pequeña escala (0.15 a 15 MW) [14]. El costo estimado del hidrógeno producido es de 1.8 USD/kg. Las condiciones de reacción son: temperatura entre 700 y 850 °C, presión entre 3 y 25 bar, y relación vapor/carbono cercana a 3.5 [1]. Entre las debilidades de este método de producción están: alto consumo de energía, altos costos operativos, emisión de dióxido de carbono y desactivación de catalizador. Como perspectivas de desarrollo, están mejorar purificación de producto, usar materias primas renovables e intensificar el proceso [14].

2.1.2. Oxidación parcial (POX)

<TML = 7 a 9> [Eficiencia = 60 a 75 %]

Consiste en hacer reaccionar hidrocarburos con vapor para producir hidrógeno y dióxido de carbono, en presencia de oxígeno. El proceso es intensivo en capital, por la recirculación del oxígeno y la necesidad de desulfurización [3]. La temperatura del proceso está entre 1300 y 1500 °C sin catalizador a partir de metano, crudo o carbón, o 950 °C con catalizador a partir de metano o hidro-

carburo líquido liviano [1].

2.1.3. Reformado autotérmico

<TML = 6 a 8> [Eficiencia = 60 a 75 %]

Consiste en convertir hidrocarburos y agua en gas de síntesis, con combustión de parte de los hidrocarburos para proveer la energía necesaria. Requiere inversión más baja que SMR y gasificación de carbón. [3]. Las condiciones de reacción son temperatura entre 950 a 100 °C, y presión hasta 100 bar [1].

2.1.4. Reactores de membrana

<TML = 7 a 9> [Eficiencia = 64 a 90 %]

Algunas membranas metálicas, como las de Pd, resultan muy adecuadas para la separación de hidrógeno, debido a una muy alta selectividad hacia esta sustancia. Entonces, integrando membranas metálicas en el proceso de reformado de combustible, se puede lograr simultáneamente la producción de hidrógeno y su purificación, con condiciones más suaves de presión y temperatura que SMR o POX. Presentan costos relativamente altos para escalas industriales y dificultades para tratar grandes flujos, por lo que se visualiza como una tecnología ventajosa para aplicaciones distribuidas [28].

2.1.5. Reformado por plasma

<TML = 1 a 3> [Eficiencia = 9 a 85 %]

Los métodos de procesamiento por plasma para la producción de hidrógeno consisten en el uso de plasmas térmicos o no térmicos para reformar líquidos y gases, principalmente hidrocarburos. Las tecnologías para producción de hidrógeno por plasma más prometedoras son descargas de microondas, *gliding*, y *plasmatron* con arco

de tobera. La tecnología estaría orientada a producción de hidrógeno a pequeña escala [29].

2.2. A partir de carbón

La producción de hidrógeno usando carbón como materia prima se hace por medio de una tecnología, que es la gasificación. Requiere de carbón y agua como materias primas. Es una tecnología madura.

2.2.1. Gasificación

<TML = 10> [Eficiencia = 74 a 85 %]

El carbón reacciona endotérmicamente con vapor para producir gas de síntesis, que luego puede pasar por *water-gas shift* para incrementar la cantidad de hidrógeno [1]. El tratamiento del sólido que no reacciona y la ceniza de subproducto incrementan los costos del proceso [3].

2.3. A partir de biomasa

Entre las fuentes de biomasa que se han considerado para producir hidrógeno se cuentan los cultivos energéticos, los residuos agrícolas, los residuos forestales, los residuos residenciales y los residuos industriales [1].

2.3.1. Termoquímico

2.3.1.1. Pirólisis

<TML = 8 a 10> [Eficiencia = 35 a 50 %]

Consiste en el calentamiento de biomasa a unos 850 K en atmósfera inerte. Se obtienen productos en fases sólida, líquida y gaseosa, y en ésta se obtiene hidrógeno entre

otras sustancias (se puede realizar la reacción *water-gas shift* para incrementar la producción de hidrógeno) [1]. La eficiencia depende de la materia prima, del catalizador, de la duración del proceso y de la temperatura [3].

2.3.1.2. Gasificación

<TML = 10> [Eficiencia = 35 a 50 %]

Primero se seca la materia prima, luego se descompone en ausencia de oxígeno, posteriormente se le adiciona una cantidad controlada de oxígeno para incrementar la temperatura, y concluye con la reacción entre el carbón y una fase gas compuesta principalmente de dióxido de carbono, agua y oxígeno a temperaturas de entre 800 y 1300 °C [14]. La eficiencia depende de la materia prima, del catalizador, de la duración del proceso y de la temperatura [3]. Requiere biomasa con menos de 35 % de humedad [1]. Entre las ventajas, se encuentran que la materia prima es abundante y barata (biomasa), es amigable ambientalmente, y es favorable para producción a gran escala. Como debilidades, se cuentan el alto costo del reactor, una eficiencia de sistema baja, y la emisión de gases de efecto invernadero. Se tienen como perspectivas de desarrollo mejorar la purificación de producto, tratar con la variabilidad de materias primas, mejorar la eficiencia y disminuir el costo del proceso [3].

2.3.1.4. Biotermólisis

<TML = 2 a 4> [Eficiencia = sin datos]

La biotermólisis consiste en realizarle un tratamiento previo a la biomasa, por ejemplo, con microondas, y posteriormente su

alimentación a microorganismos adecuados (ciertas algas) para una fermentación oscura con miras a producir hidrógeno [30].

2.3.2. Proceso biológico

La producción de hidrógeno por proceso biológico sucede cuando microorganismos convierten agua y sustratos orgánicos en hidrógeno, por la acción de enzimas hidrogenasas y nitrogenasas.

Esta alternativa puede contribuir al manejo de residuos [4].

2.3.2.1. Fotobiólisis/Biofotólisis

<TML = 1 a 3> [Eficiencia = menor a 14 %]

Consiste en la fotólisis de agua asistida por bacterias o algas a través de sistemas de enzimas hidrogenasa o nitrogenasa. Está constituido por dos sistemas fotosintéticos, el PSI produce agente reductor para la reducción de dióxido de carbono y el PSII descompone el agua. Se requiere un control sobre la cantidad de oxígeno, para mantenerla por debajo de 0.1 [1]. La versión indirecta, usando las enzimas hidrogenasa y nitrogenasa, está en etapas iniciales de desarrollo. [3]

2.3.2.2. Water-gas-shift biológica

<TML = 2 a 4> [Eficiencia = sin datos]

En este proceso, se produce dióxido de carbono y hidrógeno por parte de algunas bacterias fotoheterotróficas, creciendo en oscuridad y alimentándose de monóxido de carbono y agua [1].

2.3.2.3. Fotofermentación

<TML = 1 a 3> [Eficiencia = menor a 1 %]

Algunas bacterias fotosintéticas pueden producir hidrógeno a partir de ácidos orgánicos o biomasa y luz del sol, con la acción de nitrogenasa. No es un proceso competitivo actualmente [1].

2.3.2.4. Fermentación oscura

<TML = 3 a 5> [Eficiencia = 60 a 80 %]

Consiste en bacterias anaeróbicas actuando sobre materia orgánica para producir hidrógeno y dióxido de carbono [14]. También se produce acetato, butirato y gases [1]. Esta tecnología cuenta con un reactor simple, no depende de luz ni oxígeno, y puede usar una amplia variedad de fuentes de carbono. Como debilidades, vale la pena mencionar el bajo rendimiento de hidrógeno, la gran cantidad de subproductos, y la variación entre reactores. Como perspectivas de desarrollo se encuentran aplicar investigación en ingeniería metabólica, mejorar materiales y mejorar selectividad hacia hidrógeno [14].

2.4. A partir de agua

En esta sección, se incluyen las tecnologías orientadas a obtener hidrógeno a partir de la descomposición de agua, utilizando energía. Si la fuente de energía usada no es contaminante, puede considerarse que el hidrógeno producido es limpio. La producción de hidrógeno por electrólisis alcalina del agua es una tecnología madura, con instalaciones comerciales del orden de los megawatts ya instaladas. Por otra parte, las tecnologías basadas en electrolizadores de membranas de intercambio de protones (PEM) y de óxido sólido (SO) han avanzado bastante [4].

2.4.1. Electrólisis

Consiste en la descomposición de agua usando energía eléctrica. Es un proceso endotérmico, y se produce el hidrógeno en el cátodo. La electricidad requerida puede ser generada de cualquier fuente, incluyendo solar, hidro, nuclear, viento y geotérmica. El electrolizador consta de un ánodo, un cátodo y un electrolito que permite el transporte de los iones [3].

El costo de la electricidad para la electrólisis es una de las mayores barreras; actualmente, el hidrógeno producido por electrólisis es entre 2 y 5 veces más caro que el producido por SMR [14]. En cualquier caso, hay oportunidades para generación a gran escala usando eólica, solar, mareomotriz e hidráulica [3], y se espera que los electrolizadores puedan competir con el hidrógeno generado de fósiles en 2030 [4].

Es un proceso sin polución, el hidrógeno es puro, y el proceso es un enlace entre las energías química y eléctrica. Como debilidades, se cuentan el alto consumo de electricidad, la baja eficiencia de sistema y el alto costo de capital. Como perspectivas de desarrollo de la tecnología, se encuentran mejorar eficiencia, integrar fuentes renovables, y desarrollar materiales durables y baratos [14].

Existen tres tecnologías principales de electrólisis, la electrólisis alcalina <TML = 9 a 10> [Eficiencia = 62 a 82 %], la electrólisis con membrana de intercambio de protones <TML = 7 a 9> [Eficiencia = 67 a 84 %] y el uso de celda electrolizadora de óxido sólido <TML = 3 a 5> [Eficiencia = 75 a 90 %].

2.4.2. Electrólisis fotovoltaica (solar)

<TML = 1 a 3> [Eficiencia = 3 a 11 %]

Consiste en el uso de la energía de celdas fotovoltaicas para realizar electrólisis del agua. Usa electrolizadores con electrolito de membrana de polímero y una celda solar en serie. Requiere mejoras en el pareo entre las características corriente-voltaje de las celdas fotovoltaicas con las de los electrolizadores de agua [31]. Actualmente la eficiencia del fotoconvertidor es de un 20 %, con una eficiencia de los electrolizadores de alrededor de 80 %, y una eficiencia de la conversión de energía solar del orden de 16 % [1].

2.4.3. Foelectrólisis (solar)

<TML = 1 a 2> [Eficiencia = 0.5 a 12 %]

La producción de hidrógeno fotoelectroquímica se basa en la utilización de un electrodo semiconductor que tenga una banda prohibida entre las bandas de valencia y de conducción, para descomponer el agua directamente con la energía de la luz solar. El electrodo semiconductor absorbe fotones, y los electrones separados fluyen a través de un circuito externo hacia el cátodo, donde se produce hidrógeno, mientras que los vacíos en el ánodo reaccionan con el agua para producir protones y O_2 . Está limitado por el transporte de carga, y por la eficiencia de absorción de la luz del electrodo semiconductor [3]. Adoptarla en la práctica para la producción de hidrógeno es retador porque se basa en interacciones intrincadas entre la luz del sol, semiconductores y soluciones líquidas [1, 26].

Es un campo de investigación activo, pero aún está lejos de ser comercialmente viable. La eficiencia (solar a hidrógeno) para

electrodos sencillos es inferior al 1 % actualmente, y se estima que se requiere una eficiencia 10 veces mayor, junto con otras condiciones, para que sea comercializable [26].

2.4.4. Termólisis de agua

<TML = 1 a 3> [Eficiencia = 20 a 55 %]

La termólisis o descomposición termoquímica de agua es el proceso de calentar el agua a una temperatura lo suficientemente alta, superior a 2500 °C, que ocasione su descomposición en hidrógeno y oxígeno. Se han propuesto diferentes ciclos de reacciones a diferentes temperaturas para lograr la conversión de energía térmica en química que se requiere, con menores temperaturas [32].

3. Almacenamiento y transporte de hidrógeno

La economía de hidrógeno requiere del desarrollo de alternativas de almacenamiento de hidrógeno que sean seguras, compactas, livianas y costo-eficientes. El desarrollo de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno ha demostrado ser un tema retador [1]. Se requieren tanto sistemas de almacenamiento estáticos como móviles; estos últimos tienen mayores restricciones sobre el tamaño y las condiciones de operación [6]. Los sistemas de almacenamiento permiten desacoplar el suministro y la demanda, cambiando la energía generada en diferentes escalas de tiempo [7]. Un estudio que comparó varias tecnologías de almacenamiento indicó que el mejor desempeño promedio,

considerando indicadores económico, ambiental, social, técnico y de confiabilidad, lo tienen los nanomateriales, seguidos de los hidruros químicos y metálicos [9].

Respecto a medios de transporte, el hidrógeno podría transportarse en camiones como líquido, gas comprimido, LOHC o hidruros. Las dos últimas actualmente tienen un porcentaje de hidrógeno muy bajo. En el caso de entrega de hidrógeno líquido o comprimido, es probable que la estación de entrega sea responsable de entre 30 % y 60 % del costo total de entrega del hidrógeno [27]. Para distribución local (menor a 500 km) y baja demanda, transportar hidrógeno líquido en camiones sería lo más económico. Por otra parte, el transporte marítimo llevaría hidrógeno licuado, y se considera que es la manera más económica para transporte en distancias que exceden los 3500 km [33]. Otro estudio muestra que el mecanismo preferible depende de las distancias de transporte y de la penetración del hidrógeno en el mercado. Con un mercado de vehículos de celdas de combustible maduro, el transporte de hidrógeno por tubería resulta preferible [27].

A continuación, se clasifican las alternativas existentes para el transporte de hidrógeno, de acuerdo con el estado de agregación en que se encuentra la sustancia transportadora.

3.1. Fase gaseosa

La opción más viable actualmente para el transporte de hidrógeno es como gas comprimido [33]. El hidrógeno se almacena normalmente a mayores presiones que el gas natural, debido a que su densidad volumétrica de energía es la tercera parte del gas natural. Esto implica que se requieren

compresores más poderosos y tanques de almacenamiento más resistentes [16]. El método más común de almacenamiento de hidrógeno es introducirlo en fase gaseosa en cilindros a máximo 20 MPa. Las aplicaciones actuales de celdas de combustible requieren presiones entre 35 y 70 MPa. El uso de altas presiones favorece la existencia de fugas [6].

Se estima una pérdida de contenido energético del 10 % al utilizar compresión para almacenar o transportar hidrógeno [1]. Para la compresión de hidrógeno, existen tecnologías en desarrollo tanto mecánicas como no mecánicas [4]. Entre las tecnologías de compresión se cuentan las siguientes [8]:

- Compresores de pistón recíprocante: se usan para alcanzar presiones superiores a 3 MPa. Buenos para aplicaciones de alta presión y flujo moderado. Pueden sufrir fragilización por el hidrógeno, así que se requieren materiales apropiados.
- Compresores de diafragma: tienen alta salida, son compactos, bajo consumo energético y bajos requerimientos de enfriamiento. Se requiere una buena selección del material del diafragma. Sufren desgaste, en el diafragma y en el contacto entre el diafragma y el plato perforado.
- Compresores lineales: tiene menos partes móviles que los compresores de pistón. Aún no se ha utilizado en aplicaciones de hidrógeno diferentes a criogénicas.
- Compresores líquidos: pueden alcanzar eficiencias superiores al 83 %. Con múltiples etapas, pueden incrementar la presión desde unos 2 MPa hasta más de 80 MPa.

3.1.1. Tanques a presión

El uso de recipientes o cavidades para almacenar hidrógeno como gas comprimido resulta ser el método más común y simple de almacenamiento. Tiene la ventaja de brindar rápida transferencia de hidrógeno, tanto de ingreso como de salida. Como desventaja, se puede mencionar que requiere mucho espacio, presenta problemas de costos y hay consideraciones de seguridad [33]. Los tanques disponibles comercialmente pueden alcanzar un contenido de hidrógeno promedio de hasta 2 % en peso a presiones de hasta 25 MPa, aunque también se han desarrollado tanques compuestos que soportan presiones de hasta 70 MPa [8].

Para almacenamiento centralizado, se ha estudiado la opción de almacenar el hidrógeno a alta presión en cavernas salinas, que son extremadamente impermeables al hidrógeno [6]. Para almacenamiento móvil, actualmente se usan tanques de compuesto de fibra de carbono para presiones entre 20 y 100 MPa, y tanques metálicos para presiones mayores [33].

3.1.2. Tubería

Las tuberías resultan la manera más efectiva de transportar y distribuir grandes cantidades de hidrógeno continuamente. Existen tuberías de hidrógeno implementadas en industrias de refinación y químicas, las más largas midiendo algunos centenares de km. Presiones de operación típicas están entre 10 y 30 bar, con flujos de entre 310 y 8900 kg/h. Las estimaciones indican que es la manera más económica de transportar hidrógeno para distancias hasta unos 1800 km [33].

Existe una infraestructura considerable desplegada para el transporte y distribución de gas natural. Por consiguiente, una posibilidad es adaptar esa infraestructura para llevar hidrógeno. El hidrógeno puede distribuirse mezclado con el gas natural en proporciones de hasta 15% en la infraestructura de transporte actual, con algunas modificaciones en el monitoreo en tiempo real para asegurar seguridad [33]. Sin embargo, se requiere investigación y desarrollo para modificar las tuberías de gas natural existentes, para poder transportar a larga distancia hidrógeno puro minimizando las pérdidas [9].

3.2. Fase líquida

3.2.1. Hidrógeno licuado

Para licuar el hidrógeno, se requiere llevarlo a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Al licuarlo, se obtiene una mayor densidad energética que con la compresión (71 kg/m^3 en su punto de ebullición normal, que es 20 K). El proceso de licuado es costoso en energía y tiempo, por lo cual se estima una pérdida de contenido energético del 40 % [1]. Los principales obstáculos del hidrógeno licuado son la evaporación persistente, los altos requerimientos energéticos y la necesidad de tanques de almacenamiento especiales [6]. Otra opción relacionada es el hidrógeno crio-comprimido, en el cual se usan bajas temperaturas y altas presiones, almacenando el hidrógeno en dos fases [8; 33].

3.2.2. Líquido orgánico transportador de hidrógeno (LOHC)

Consiste en usar una sustancia orgánica

insaturada que pueda hidrogenarse y deshidrogenarse con relativa facilidad, como cicloalcanos, H-heterociclos o ácido fórmico [1]. El ácido fórmico es uno de los más prometedores, con 4.4 %peso de capacidad de hidrógeno [33].

3.2.3. Producción de líquidos

La producción de líquidos consiste en generar sustancias como amoníaco, metanol, metano, dimetiléter y metilciclohexano para transportar el hidrógeno. Es sostenible siempre que el carbono usado en su elaboración lo sea [33].

3.3. Fase sólida

Consiste en almacenamiento del hidrógeno en materiales en estado sólido, que absorben y liberan el hidrógeno de manera reversible. Los hay de fisisorción y de quimisorción. En la fisisorción, el hidrógeno es absorbido por interacciones van der Waals. En la quimisorción, el material forma enlaces químicos con el hidrógeno [6; 33].

3.3.1. Hidruros

3.3.1.1. Hidruros complejos

Normalmente se componen de dos elementos, uno que forma un hidruro estable (tierra rara o alcalino) y otro que forma un hidruro inestable (metal de transición, como Ni) [1]. En este caso, iones metálicos forman enlaces iónicos con hidruros, y un segundo átomo metálico o metaloide se enlaza covalentemente [33]. El uso de complejos como NaAlH_4 y $\text{Mg}(\text{NH}_2)_2\text{-LiH}$ ha mostrado alta densidad energética, pero las reacciones son muy complejas y su reversibilidad es deficiente [6].

3.3.1.2. Hidruros químicos

Son compuestos de hidrógeno y no metales. Se forman enlaces por pares de electrones compartidos, con electronegatividad comparable. Son gases o líquidos con relativamente bajos puntos de ebullición y fusión [33]. Se obtiene alta densidad energética, pero la liberación de hidrógeno genera mucho calor y es irreversible en las condiciones de uso [6].

3.3.1.3. Hidruros metálicos

Se aprovecha la capacidad de los hidruros metálicos de absorber o desorber hidrógeno dependiendo de la temperatura. En este caso, el hidrógeno se enlaza al metal a presiones y temperaturas moderadas, y se libera manipulando la presión [6]. Algunos investigadores la consideran la opción con más potencial, siendo superior a 8 % peso de hidrógeno [33]. Los hidruros metálicos presentan mayor potencial para el almacenamiento, con densidades energéticas superiores a las que se alcanzan con el hidrógeno líquido. De momento, las principales desventajas de los hidruros metálicos son el elevado peso de los tanques, la baja capacidad de almacenamiento a baja temperatura, y la lenta cinética a alta temperatura [1; 6].

3.3.2. Nanomateriales

Los nanomateriales son buenos adsorbentes de gases gracias a su estructura altamente porosa. La capacidad de almacenar hidrógeno varía con la preparación, la incertidumbre del procesamiento, la temperatura de liberación del hidrógeno y la estabilidad del material [1].

3.3.3. Marcos metaloorgánicos

Son metales o clústeres de óxidos metálicos altamente porosos que presentan una alta recepción de hidrógeno. Los procedimientos de síntesis y caracterización son muy costosos, y afectan significativamente sus propiedades de almacenamiento [1]. Los marcos metalo-orgánicos capturan al hidrógeno por fisisorción. Con este método, se tienen rápidos procesos de sorción y bajos costos de material. Como desventajas, se cuentan el peso de los materiales transportadores, el requerimiento de baja temperatura y alta presión, y baja capacidad de captura de hidrógeno actualmente [34].

4. Utilización del hidrógeno

Como energético, el hidrógeno puro se utiliza quemándolo o haciéndolo reaccionar en celdas de combustible. De esta manera, es posible obtener energía en forma de calor o de electricidad, o utilizarlo para impulsar motores de combustión, y puede sustituir otros energéticos en aplicaciones de todo tipo. Adicionalmente, su uso como intermediario facilita el almacenamiento de energía renovable que se produzca en exceso en momentos puntuales. También es posible usarlo mezclado con otros combustibles en quemadores o motores de combustión.

4.1. Transporte

Actualmente, el sector transporte aporta más del 20 % de las emisiones globales de dióxido de carbono [9]. Esto ocasiona que sea uno de los sectores clave en una eventual descarbonización de la energía.

El hidrógeno puede utilizarse en un motor de combustión, o en una celda de combustible. En un motor, la energía química se convierte en calor, y luego el calor en energía mecánica. En una celda de combustible, la energía química se transforma en energía eléctrica [6]. Los vehículos con celdas de combustible tienen ventajas sobre los eléctricos de batería en cuanto a menores costos de inversión, y llenado (recarga) más rápido [9]. En la entrega de hidrógeno a vehículos, se utilizan diferentes presiones de acuerdo con el tipo de vehículo, actualmente entre 350 y 700 bar [33]. Una ventaja de las celdas de combustible con hidrógeno sobre las baterías de ion de litio (vehículos eléctricos) está en la cogeneración de calor y electricidad, porque se puede lograr una mayor eficiencia [4].

4.2. Industria

El hidrógeno puede conducir a una mayor eficiencia en procesos industriales de media y alta temperatura, en los cuales la electricidad no es muy efectiva [9].

El sector industrial consume más del 30 % de la energía final, aportando alrededor del 25 % de las emisiones de dióxido de carbono. Además de esto, algunas usan hidrógeno como materia prima, principalmente en petroquímica, producción de metanol, electrónica, producción de amoníaco, producción de metales, procesamiento de alimentos y cosméticos. Existe además potencial de uso en metalurgia, para una reducción directa de óxidos de hierro, y para la utilización de carbono obtenido en procesos de captura y almacenamiento de carbono [3; 9].

4.3. Generación de electricidad

Se hace utilizando celdas de combustible. El hidrógeno requiere una alta pureza para su uso en esta aplicación. Sin embargo, teniendo en cuenta que se espera que la mayor cantidad de hidrógeno se produzca por electrólisis, en realidad el uso de hidrógeno para producir electricidad significaría que la producción de hidrógeno se llevó a cabo únicamente como mecanismo de almacenamiento de la energía, o con el fin de transportarlo a un sitio más cercano a donde se utilizará la energía eléctrica.

4.4. Calentamiento y enfriamiento

En algunos países, el calentamiento de espacios (en edificios y residencias) es un gran consumidor de energía. En esos casos, la combustión de hidrógeno puede desplazar a un combustible fósil.

Relacionado con la utilización del hidrógeno, se encuentran algunos trabajos en la literatura que se enfocan en los aspectos logísticos de la cadena de distribución. Por ejemplo, existen trabajos que aplican métodos de optimización para diseñar cadenas de suministro de hidrógeno a diferentes escalas: nacional, regional y local. A escala nacional, la familia de modelos de energía MARKAL/TIMES, desarrollada por la IEA, es de las más comúnmente aplicadas. Los modelos a escala nacional suelen optimizar simultáneamente la oferta y la demanda de hidrógeno dentro de un contexto energético, y esta es su principal fortaleza [19]. También se han aplicado para evaluar el impacto social de una economía de hidrógeno [11]. El Department of Energy (DOE) y el National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos han desarrollado un modelo para conducir análisis sobre un amplio rango de tecnologías de hidrógeno. El mode-

lo es denominado "The Hydrogen Analysis (H2A)", y busca realizar un análisis de costos consistentes para la producción de hidrógeno central y distribuida, utilizando una metodología estándar de análisis de flujo de fondos descontados. El DOE está enfocado en el desarrollo de tecnologías de producción de hidrógeno con un costo objetivo de 4 USD/kg [35].

Entre las debilidades de los estudios que se han hecho se encuentran: representación débil de la estructura del mercado de transporte y sus dinámicas de comportamiento; representación débil de la aversión al riesgo de nuevas tecnologías por parte de los consumidores e inversores; la ausencia de estructura espacial a escala inferior a la nacional; y una débil representación de los rendimientos de escala en la provisión de infraestructura para hidrógeno. Es importante que se consideren también las escalas espaciales, además de las temporales, en estos problemas de diseño óptimo. Puede ser útil enlazar modelos de sistemas de energía con modelos de infraestructura para tal fin [19]. Además, los sistemas energéticos deben analizarse desde los puntos de vista ambiental y sociopolítico, y no sólo desde los puntos de vista técnico y económico [14].

5. Impacto de las mezclas de hidrógeno con gas natural

Existen varios motivos por los cuales se ha impulsado la idea de adicionar hidrógeno al gas natural, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- » La generación de energía eléctrica a partir de energía eólica o solar es variable, y no necesariamente con la misma tendencia que la demanda de energía eléctrica. Por consiguiente, es posible que se presenten momentos en los cuales se generan excedentes de energía eléctrica. En Europa, se han presentado casos en los que plantas de energía eólica o solar han tenido que ser apagadas periódicamente, porque la electricidad generada ha excedido los requerimientos locales, y no había suficiente capacidad de almacenamiento. Esto ha conducido a la idea de utilizar el exceso de electricidad renovable para producir hidrógeno, e inyectarlo en las tuberías de gas natural para almacenamiento y transporte. A esta idea se le conoce como "power-to-gas" o P2G [4; 36].
 - » Es importante comenzar a generar un mercado para el hidrógeno como energético, para impulsar el desarrollo de proyectos de generación de hidrógeno. El mezclado del hidrógeno con el gas natural permite la introducción comercial temprana de nuevo hidrógeno [12].
 - » La infraestructura necesaria para transportar y distribuir el hidrógeno requiere de elevadas inversiones. Por esto, es importante utilizar alternativas que minimicen esas inversiones en las etapas iniciales de la transición, y la utilización de infraestructura de gas natural existente para transportar parte del hidrógeno es una opción interesante [4].
- constituyentes del "gas ciudad", usado para calentamiento, iluminación e industria por casi un siglo, hasta 1950, de modo que realmente no es novedoso el transporte por tubería de mezclas que contienen hidrógeno [37]. A nivel global, hay 37 proyectos demostrativos investigando el efecto de la adición de hidrógeno al gas natural [20]. Uno de los proyectos demostrativos más antiguos se ha implementado en Alemania, donde Uniper (antes parte de E.ON) inyecta hidrógeno producido con una unidad P2G en la red de gas natural alemana, con una concentración de 2 %, desde 2013 [38]. En Países Bajos, en 2018 comenzó a usarse un antiguo gasoducto que fue reasignado para funcionar con hidrógeno. La tubería, de 12 km, lleva ya 3 años transportando hidrógeno [39]. Otros proyectos demostrativos en ejecución son los siguientes [40]:
- En Francia, un proyecto piloto está incluyendo entre 6 % y 20 % de hidrógeno en buses y hogares que utilizan gas natural.
 - En Italia, en un proyecto piloto se está adicionando 5 % de hidrógeno en una línea de transporte de gas natural.
 - En Reino Unido, se está ejecutando un proyecto de adición de hidrógeno en el *City Gate* de Leeds, para convertir una red de gas natural a 100 % hidrógeno, y un proyecto en la universidad Keele para incorporar hasta 20 % de hidrógeno en el gas natural en una red de distribución de pequeño tamaño.
 - En Estados Unidos, la Universidad de California en Irvine está adicionando hidrógeno, producido con excedentes de electricidad renovable, al gas natural de la tubería del campus.
 - En Alemania, se está ejecutando una prueba con 170 consumidores de gas natural, con adición de porcenta-

El hidrógeno fue uno de los principales

jes de hidrógeno de hasta 10 % en el gas natural.

- En Países Bajos, se está realizando una mezcla de hasta 20 % de hidrógeno en el gas natural en Amerland.

La adición de hidrógeno al gas natural incrementa los límites inferior y superior de inflamabilidad, incrementa el factor de compresibilidad, disminuye el poder calorífico, disminuye el índice de Wobbe, disminuye la densidad relativa, y disminuye el potencial de condensación de los hidrocarburos más pesados [27; 41]. Debido a estas alteraciones en las propiedades de la mezcla, es fundamental determinar el impacto que tiene la introducción de hidrógeno en el gas natural sobre la infraestructura de transporte, distribución y uso que ha sido diseñada para operar con gas natural [12]. Para mitigar el impacto pueden ser necesarias modificaciones en diversos elementos de la infraestructura, y en medidas de seguridad [4]. Estas consideraciones han impulsado la realización de estudios sobre este tema, aunque puede afirmarse que la información existente presentada por los estudios sobre la fracción de hidrógeno tolerable por los equipos que usan gas natural es insuficiente [42], lo que se refleja, por ejemplo, en la falta de armonización en las regulaciones en Europa respecto del límite de concentración de hidrógeno en gas natural [40]. El desarrollo del mercado de mezclas de hidrógeno con gas natural es obstaculizado por la incertidumbre sobre la concentración permisible de hidrógeno [43], y por el hecho de que en muchos países europeos, la regulación limita la cantidad de hidrógeno que puede estar presente en el gas natural, como en el Reino Unido (0.1 %), en Francia (6 %) y en Países Bajos (12 %) [2], de modo que la Comisión Europea ha reconocido la necesidad de desarrollar un marco de tra-

bajo regulatorio que apoye el mezclado con hidrógeno, como herramienta para descarbonizar el suministro de gas [21].

Una conclusión generalizada de los estudios del impacto de las mezclas de hidrógeno y gas natural es que es necesario realizar análisis y estudios particulares para cada situación, para determinar el valor límite de hidrógeno que puede mezclarse con gas natural, debido a que cada gas natural puede tener una composición diferente y a las características propias de cada red de transmisión y uso de gas natural. Un aspecto interesante es que estas particularidades, sumadas a la posibilidad de que el hidrógeno se inyecte de manera periódica y variable a partir de aplicaciones P2G, causan que la medición de la cantidad de energía suministrada y el control del hidrógeno adicionado se vuelvan un reto [2; 4]. El proyecto NaturalHy, financiado por la Comisión Europea hace unos 10 años, declaró que una mezcla con hasta 10 % de hidrógeno no es crítica en muchos casos [36]. Estos esfuerzos iniciales resumieron las recomendaciones respecto de los límites admisibles de hidrógeno en gas natural de acuerdo con los elementos presentes en la red, de la siguiente manera: 2 % si hay estaciones de gas natural vehicular en la red; 5 % si en la red hay equipos, como turbinas o motores, que posean ese límite sobre la cantidad de hidrógeno; y 10 % en los demás casos [36]. Se afirma que con cantidades de hidrógeno superiores al 10 %vol en el gas natural, se necesita cambiar los instrumentos de medición, las estaciones de control y los compresores [4]. Un estudio indica que se presenta un incremento en el consumo de energía en los compresores de entre un 9 % y un 14 %, al adicionar 10 % de hidrógeno al gas natural [41]. Una revisión de 2015, que recopiló la información sobre riesgos en transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en tu-

berías, sobre uso de mezclas de hidrógeno y gas natural en aparatos de consumo industriales, domésticos y comerciales, sobre explosión e ignición de mezclas de hidrógeno y gas natural, sobre integridad de materiales y sobre efectos de odorización, concluyó que para concentraciones de hidrógeno en metano de hasta 20 %, es improbable que se incremente el riesgo a las personas desde la red de gas o desde los aparatos de consumo [44]. Entre los componentes de la cadena del gas natural que pueden presentar sensibilidad a la presencia de hidrógeno se encuentran los siguientes [36]:

- Almacenamiento subterráneo.
- Tanques de acero y sellos para gas natural comprimido. De acuerdo con la regulación UNECE 110 para vehículos con gas natural comprimido, el contenido de hidrógeno está limitado a un 2 %vol si los tanques están hechos de acero con una resistencia a la tensión mayor a 950 MPa. Por otra parte, tanques fabricados con acero templado y revenido 34CrMo4 son compatibles con hidrógeno.
- Motores de gas. Puede requerirse ajustes en la relación aire-combustible. Debe revisarse el cambio en la detonación en el motor tras la adición de hidrógeno. Se recomienda un enfoque caso por caso.
- Turbinas de gas. Las turbinas se especifican y sintonizan para un tipo de combustible particular, de modo que hay poco margen para variación en las propiedades de los combustibles usados. Se cree que es difícil poder utilizar más de 1 % de hidrógeno sin modificaciones, aunque se podría alcanzar un 10 % modificando o sintonizando la turbina.
- Algunos quemadores domésticos. En

Europa, desde comienzos de los 90, se prueban los quemadores con una mezcla de metano y 23 % de hidrógeno, de modo que no debe haber problemas inmediatos. Sin embargo, se desconocen los posibles impactos a largo plazo.

- Cromatógrafos de gases. Al utilizar He como gas de arrastre, no es posible identificar hidrógeno en un cromatógrafo (porque las conductividades térmicas de las dos sustancias son parecidas).
- Detección de fugas. Algunos dispositivos actuales no detectan el hidrógeno; en cualquier caso, podría ser aceptable seguir usándolos, mientras el metano siga siendo el componente mayoritario. En general, se requerirían ajustes en los niveles de alarma, y podría haber efectos sobre la exactitud.

Las dos alternativas para aprovechar la infraestructura de gas natural en un escenario de transición energética que han sido más llamativas son la adición de hidrógeno al gas natural, y la reasignación de la infraestructura para transporte de hidrógeno puro [5]. Otra alternativa relacionada consiste en reaccionar el hidrógeno con una fuente de carbono para obtener metano, e inyectarlo en la red de gas natural [16]. Esta es otra ruta posible que está incluida dentro del concepto de P2G [37]. También se ha planteado la mezcla de hidrógeno con gas natural como un mecanismo de transporte del hidrógeno, separándolo posteriormente del gas natural antes de ser utilizado (como hidrógeno puro) [16]. Actualmente hay unos 5000 km de tubería de hidrógeno, en comparación con los 2.91 millones de km de tuberías de gas natural [4]. La inyección

parcial de hidrógeno puede ser un escalón importante para desarrollar una infraestructura de hidrógeno, pero una descarbonización a gran escala de las redes de gas requiere una completa conversión a hidrógeno [2]. Estimaciones realizadas en 2015 indican que se requerirían entre 800 y 8000 toneladas de hidrógeno por día en Europa, si se estableciera una fracción de mezclado de hidrógeno de entre 1 % y 5 % en volumen [16]. Fracciones mayores de hidrógeno mejorarían la viabilidad económica de proyectos con inyección distribuida de hidrógeno [43]. En cualquier caso, a corto plazo el mezclado de hidrógeno con gas natural está fuertemente limitado por la disponibilidad de hidrógeno [10]. A largo plazo, el transporte de hidrógeno puro por tuberías presenta el mejor potencial económico para una alta demanda de hidrógeno [5]. Entre los motivos por los cuales en el largo plazo no tiene sentido mantener el mezclado de gas natural con hidrógeno, y resulta preferible migrar a un uso de hidrógeno puro, se encuentran los siguientes [21]:

- Una mezcla de 10 % o 20 % de hidrógeno no contribuye significativamente a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, ni reduce significativamente los costos de reequipamiento.
- Con mezclas de hidrógeno y gas natural no se logra distribuir la cantidad de hidrógeno que se requiere.
- Es necesario que una red dedicada de hidrógeno crezca hasta un punto en el sea improductivo mezclarlo con gas natural.
- Existe la opinión de que es preferible reasignar la infraestructura de gas natural para entregar biometano, y generar una infraestructura nueva para el hidrógeno.

Un eventual proceso de reasignación de las tuberías de gas natural para transportar hidrógeno puro puede realizarse de varias maneras: dejar las tuberías sin modificaciones, utilizar un recubrimiento, usar inhibidores (como oxígeno, monóxido de carbono y dióxido de azufre), y utilizar un tubo en el interior de la antigua tubería (de modo que la antigua tubería brinda soporte mecánico) [5]. En la literatura, se encuentran algunos estudios que aplican optimización al problema de la inyección de hidrógeno en la infraestructura existente. Uno de los estudios se enfocó en los impactos sobre un sistema energético que es altamente dependiente del gas natural [2]. Otro de ellos analizó la viabilidad económica de la infraestructura de transporte de gas natural alemana para movilizar hidrógeno, y concluyó que más del 80 % de la infraestructura analizada es viable técnicamente, y que esta reasignación puede reducir el costo de transporte en más del 60 % [5]. También puede mencionarse un estudio que revisó el impacto de la adición de hidrógeno al gas natural, y de amoníaco al gas natural, sobre un electrolizador alimentado por energía eléctrica producida por una turbina eólica, de acuerdo con una simulación en EES y Aspen Plus V11 (para la cámara de mezclado y el reactor), en el cual los autores afirman que se logra un incremento en la eficiencia exergética al utilizar las mezclas de gas natural con hidrógeno o gas natural con amoníaco [45].

En Colombia, la hoja de ruta del hidrógeno menciona la importancia del mezclado del hidrógeno con gas natural para “fomentar la producción de hidrógeno, valorizar la infraestructura gasista existente y disminuir costos de transporte”, y se afirma que se realizarán esfuerzos orientados a determinar los volúmenes máximos de hidrógeno admisibles por la red colombiana [12]. Los estudios pueden conducir a una eventual modificación del RUT, Resolución CREG 071

de 1999, para facilitar regulatoriamente la adición de hidrógeno al gas natural [12]. También se menciona la posibilidad de usar "sandboxes" regulatorios, para el desarrollo de proyectos de inyección de cantidades limitadas de hidrógeno en el gas natural [12].

5.1. Impacto sobre la seguridad

El hidrógeno posee un amplio rango de concentraciones flamables en el aire (4 % a 75 %), una baja energía de ignición (la décima parte de la requerida por gasolina), causa fragilización de materiales, y puede escapar a través de materiales gracias a su pequeño tamaño molecular [7]. Esto causa dudas respecto a las medidas de seguridad requeridas para tratar con hidrógeno puro, o con

mezclas de hidrógeno y gas natural. También es importante considerar el proceso de mezclado de hidrógeno y gas natural, el cual es más seguro si se realiza a baja presión [46]. Los riesgos pueden ser fisiológicos, físicos (como fallas de componentes y fragilización) y químicos (ignición, explosión, etc.) [4]. Algunos estudios han declarado que el mezclado de metano con hasta un 30 % de hidrógeno mitiga, en gran medida, los riesgos de seguridad del hidrógeno [47]. También se encuentran referencias que afirman que la introducción de hidrógeno en el gas natural en concentraciones relativamente bajas no afecta las medidas de seguridad necesarias, ni la integridad y durabilidad de la red [48].

Con respecto a las tasas de fuga, se encuentran algunas conclusiones contradic-



torias en el estado del arte. Por una parte, el proyecto NaturalHy indicó que la tasa de flujo en una fuga se incrementa a medida que se incrementa la proporción de hidrógeno en la mezcla [44], mientras que otros estudios experimentales han declarado que no hay diferencia en la tasa de fuga que se presentan al transportar gas natural o gas natural con diferentes porcentajes de hidrógeno a baja presión a través de acoples [20].

En cuanto a los rangos de explosión de hidrógeno y gas natural, un estudio analizó los rangos de explosión de mezclas de metano, hidrógeno y dióxido de carbono, y concluyó que la adición de 10 % de hidrógeno al gas natural tiene solo una influencia menor sobre las características de seguridad de las explosiones [49].

Otro aspecto de gran importancia es la detección de fugas. Los procedimientos de seguridad incluyen sistemas de detección, que normalmente poseen alarmas en 20 % LFL (*lower flammable limit*) y 40 % LFL. Sin embargo, estas propiedades dependen de la composición, así que en mezclas de hidrógeno con otros gases los valores cambian [4]. Por cuestiones de seguridad, es importante que los detectores de gas tengan suficiente sensibilidad para detectar mezclas de gas natural e hidrógeno, y que no arrojen lecturas falsas [50]. Un estudio evaluó la respuesta de varios detectores de gas natural al ser expuestos a mezclas de gas natural con diferentes cantidades de hidrógeno, hasta de un 20 %. Para la detección del gas inflamable, se probaron medidores con tecnología catalítica, de conductividad térmica, de semiconductores y de infrarrojo. Para la detección de monóxido de carbono y de oxígeno, se probaron dispositivos electroquímicos. Se encontró que los detectores catalíticos y de conductividad térmica presentan un incremento relativo en la salida, y que los detectores electroquímicos de monóxido de carbono presentaron sensibi-

lidad cruzada con el hidrógeno, lo cual puede ocasionar falsas alarmas [50]. En cuanto al uso de odorizantes, en el estado del arte una referencia indica que la efectividad de los compuestos odorizantes no es afectada por la inyección de hidrógeno, para las mezclas de gas natural e hidrógeno [44], mientras que otra afirma que para el hidrógeno puro no pueden usarse odorizantes, como los mercaptanos [16]. También vale la pena mencionar que algunas aplicaciones presentan requisitos de calidad en el hidrógeno para que la operación sea segura. La norma ISO 14687 (Calidad de hidrógeno combustible - especificación de producto) clasifica al hidrógeno de acuerdo con la pureza requerida en grados A, B, D y E. Ya existen entidades que están desarrollando servicios en las áreas de análisis de pureza de hidrógeno, medición de fugas y pruebas de desempeño de tecnologías de hidrógeno [51].

5.2. Impacto sobre infraestructura de transporte y distribución

Algunos autores afirman que los valores límites de hidrógeno se basan muchas veces en el desempeño de quemadores, pero no en la compatibilidad de materiales con el hidrógeno [40]. En términos generales, se considera que pueden presentarse más problemas en la etapa de transporte de gas natural que en su distribución, debido a la mayor presión que se utiliza en la primera. Algunos estudios reportan que las tuberías de transmisión y compresores, la distribución de gas, las tuberías de gas interna de las residencias y las aplicaciones industriales en las que el número de Wobbe sea adecuado no deberían presentar problemas con una adición de hidrógeno de máximo 10 %vol [36]. En general, se considera que las modificaciones requeridas en las redes de transmisión y distribución son menores si la cantidad de hidrógeno en la mezcla es muy



baja [37]. Hay una larga historia de transporte de hidrógeno a presiones manométricas inferiores a 20 bar, con pocos problemas operacionales en varias décadas. En el Reino Unido, hace muchos años la red de distribución ha distribuido exitosamente gas de ciudad (producido a partir de carbón), con altas proporciones de hidrógeno (composiciones del orden de 50 % de hidrógeno, 35 % de metano, 10 % de monóxido de carbono y 5 % de etileno) [44].

Uno de los riesgos del hidrógeno sobre ciertos materiales metálicos es la llamada "fragilización por hidrógeno", que consiste en una fragilización del material producto de la difusión del hidrógeno en el material sólido, la cual es acentuada por altas temperaturas y presiones [52]. Existen 3 tipos de fragilización por hidrógeno: fragilización ambiental (causa grietas superficiales, deformaciones, y disminución de ductilidad y de esfuerzo de fractura), fragilización interna (causa grie-

tas internas) y fragilización por reacción (reacción de un metal con hidrógeno, obteniendo un hidruro frágil). Entre los métodos para prevenir la fragilización están el uso de aleaciones con titanio y aluminio, la selección de materiales con estructura amorfa, y la aplicación de recubrimientos en la superficie con materiales como zinc, níquel y grafeno [4]. La fragilización por hidrógeno es un proceso que no se ha comprendido adecuadamente, y la experimentación ha mostrado poca o ninguna reducción en el desempeño de las tuberías de acero como consecuencia de esta fragilización [2]. Varias líneas de transporte de petróleo y gas natural han sido convertidas para transportar solo hidrógeno, y presentan un excelente historial de seguridad. En particular, no se conocen fallas por fragilización por hidrógeno en esas líneas (Air Liquide, Praxair y Air Products poseen más de 4500 km de tubería transportando hidrógeno, a presiones entre 800 psi y 1950 psi) [27].

Otros aspectos que se revisan en las tuberías de acero son la resistencia a la fractura y el crecimiento de grietas. El hidrógeno puede acelerar la tasa de crecimiento de grietas, y se considera que estos defectos son más problemáticos que los defectos de corrosión al introducir hidrógeno. Por otra parte, otros estudios han mostrado que la presencia de algunas sustancias (como el oxígeno) pueden disminuir los impactos sobre los materiales [40]. Para otros materiales, incluyendo hierro dúctil, hierro fundido, cobre, polietileno y PVC, no se piensa que el daño por hidrógeno sea un factor importante [44]. El acero X70 presenta una baja susceptibilidad al crecimiento de grietas inducido por hidrógeno en las zonas afectadas por calor, por lo cual puede considerarse es un material apropiado para la reasignación de tuberías. Por otra parte, la propagación de grietas por fatiga, al estar en contacto con hidrógeno puro, se presenta en todos

los tipos de acero [5]. El proyecto NaturalHy evaluó la resistencia a la fractura y el crecimiento de grietas en dos tipos de tubería de acero (X52 y X70); se encontró que a una presión de 70 bar la resistencia a la fractura podía disminuir en un 30 % a 50 %, pero no se encontró evidencia de fragilización por hidrógeno y los aceros se mantuvieron dúctiles. Un estudio diferente sobre las mismas propiedades concluyó que el acero X70 podía manejar hasta 25 % de hidrógeno sin degradación del desempeño frente a la fatiga, mientras que el X52 podía manejar hasta 50 %. En cuanto a la aparición de defectos, los efectos fueron menores para concentraciones de hidrógeno de hasta 50 % [44]. Otro estudio revisó el efecto de mezclas de gas natural con 1 % de hidrógeno sobre la resistencia a la fractura, las propiedades de tensión y las propiedades de tensión de muesca de un acero de tubería X70. Se concluye que se presenta una reducción en la tenacidad del tubo. En cuanto a la ductilidad, se apreció una disminución en el tubo sometido a hidrógeno puro, pero no en el que estuvo expuesto a la mezcla de gas natural con hidrógeno. El tiempo de exposición tiene un efecto pequeño [53]. Otro estudio utilizó simulación para investigar el efecto de condiciones de flujo transitorias de una mezcla de gas natural e hidrógeno sobre el crecimiento de grietas en un acero API 5L X52. El estudio concluyó que las condiciones transitorias en el flujo incrementan significativamente los valores de presión en momentos puntuales, lo cual incrementa la probabilidad de falla de una tubería agrietada [54].

En el caso de materiales poliméricos, se menciona frecuentemente que el principal inconveniente son las tasas de permeación de gas [52]; no hay riesgo de fragilización para estos materiales [2]. Sin embargo, no hay evidencia de que las tuberías y los acoples de polietileno tengan algún tipo de

afectación [44]; aunque el polietileno no es impermeable al hidrógeno, en el rango de presiones de distribución (20 a 100 psig) la permeación causa pérdidas de hidrógeno extremadamente pequeñas [27; 44]. Un estudio reciente revisó el estado del arte y realizó algunas pruebas para evaluar el efecto de mezclas de gas natural con hidrógeno, con hasta 20 % de hidrógeno, sobre materiales en las redes de distribución con presiones manométricas de hasta 2 bar. Se estudiaron tuberías metálicas (API 5L grado B) y poliméricas (PE80), y materiales usados en uniones y reparaciones de tubos. Para los metales, se evaluaron cambios en las propiedades de tensión; para los demás, se evaluó la posible absorción y desorción de hidrógeno. Los materiales fueron inmersos en 100 % hidrógeno, 23 % de hidrógeno en metano, y 100 % metano, durante 6 semanas. Se concluyó que la mayoría de materiales metálicos presentaron las mismas propiedades de tensión en las 3 condiciones probadas, y que en el caso de los materiales poliméricos no hubo deterioro en su eficiencia para la electrofusión [52].

Otro aspecto que requiere de análisis es la determinación de la infraestructura y la logística necesarias para transmitir hidrógeno, o mezclas de gas natural con hidrógeno. Un estudio comparó diferentes alternativas de almacenamiento y transporte de hidrógeno a escala nacional, tomando como caso de estudio Alemania en el año 2050. Se compararon 9 opciones de infraestructura (combinaciones de almacenamiento, transmisión, distribución y recarga de combustible), evaluando los costos resultantes, las emisiones de dióxido de carbono y la demanda de energía. El estudio concluyó que las cavernas de sal y las tuberías de transporte son tecnologías clave para la infraestructura del hidrógeno. En el caso de la distribución, se recomienda utilizar carro-tanques para la etapa de baja penetración

(pocos vehículos de celda de combustible), y sustituirlos por tuberías de distribución a medida que se requiera una mayor cantidad de estaciones de combustible [55]. Otro estudio simuló la inyección puntual de hidrógeno en una red de distribución de gas natural (media presión) de la región de Toscana, en Italia. El análisis se realizó en estado estable, en condiciones ambientales correspondientes a invierno. La red modelada es una simplificación de la real, con 19 nodos en total, de los cuales 2 son entradas de gas natural, 1 es entrada de hidrógeno, 3 representan consumidores industriales, 7 representan consumidores residenciales, y los restantes son puntos de unión en la red. Si la inyección se realiza en algún punto intermedio de la red, como en el caso simulado, se presenta una heterogeneidad en las propiedades en la red, por ejemplo, en el índice de Wobbe. La distribución de propiedades depende del sitio de inyección del hidrógeno y de la cantidad inyectada, que en el caso de la aplicación P2G, es variable [56]. Se encuentra también en la literatura una simulación de la introducción de diversas mezclas de gas natural con hidrógeno en un tramo de gasoducto de 94 km usando Aspen Hysys V9; la simulación indica que la introducción de hidrógeno causa un incremento en las pérdidas de presión y una disminución en la caída de temperatura, y se evidencia un marcado cambio en el diagrama de fases del gas natural [57]. Otro trabajo desarrolló un modelo matemático para simular la introducción de gases de diferentes características en una red de tuberías de transmisión de gas natural, en estado estacionario pero con un enfoque no isotérmico [38]. Se encuentra también un trabajo que se enfocó en el uso de dinámica de fluidos computacional para el cálculo de la velocidad de onda de descompresión del gas en una tubería, el cual es necesario para determinar la tenacidad requerida por la tubería. El estudio usó las ecuaciones de Peng-Ro-

binson, AGA 8 y GERG 2008 para hallar las propiedades de la mezcla de gas natural e hidrógeno [58].

5.3. Impacto sobre quemadores

La adición de hidrógeno a una mezcla modifica las características de la llama que se produce al realizarse la combustión. Existen algunos parámetros que resumen varias características de la llama, como el índice de Wobbe, que se define como la división entre el poder calorífico superior del gas y la raíz cuadrada de su densidad relativa. El índice de Wobbe es el parámetro de combustión más importante para los dispositivos que funcionan con gas, excepto los motores, pues gases con igual índice de Wobbe producen la misma carga térmica en un quemador. El límite inferior de intercambiabilidad en el índice de Wobbe es el valor en el que se presenta levantamiento de llama, y el límite superior es en el que ocurre combustión incompleta o deposición de hollín [43]. En cualquier caso, gran parte de los resultados experimentales utilizados para definir parámetros de intercambiabilidad usaron electrodomésticos y quemadores de hace varias décadas, por lo cual es posible que los índices de intercambiabilidad deban modificarse para reflejar el comportamiento de los quemadores usados actualmente [42]. La adición de hidrógeno tiende a disminuir el índice de Wobbe (un 10 %vol de hidrógeno baja el índice de Wobbe en alrededor de 3 %), a disminuir el grosor de la llama y a aumentar la velocidad de quema laminar [4; 36; 42]. Una fracción molar de hidrógeno de 20 % ocasiona una reducción en la entrada térmica de un 4.7 % [43].

Las relaciones aire-combustible en los gaseodomésticos abarcan un amplio espectro, desde los "ricos en combustible" hasta los "ultra pobres" [42]. Se le llama "condiciones

de quemado pobres" a la combustión con exceso de aire, para tratar de garantizar una combustión completa de los hidrocarburos y reducir la formación de óxidos de nitrógeno, que se producen con temperaturas de llama superiores a 1100 °C. Por otra parte, se le llama "combustión rica" a la situación en la que se utiliza menos aire del estequiométrico; los motores de combustión interna de automotores operan típicamente en estas condiciones [47]. Para cumplir con ISO 13686:2013, los dispositivos diseñados para quemar gas natural deben poder funcionar con varias mezclas de metano con hidrógeno, con hasta 59 % de hidrógeno [47].

La velocidad de llama es un parámetro complejo, que tiene que ver con el retroceso y la estabilidad de la llama. La velocidad de llama laminar tiende a incrementarse con la adición de hidrógeno, debido a que la velocidad de llama del hidrógeno es cinco veces la del metano [20], lo que ocasiona que haya un incremento de alrededor de 5 % con un 10 %vol de hidrógeno [36]. En el caso de velocidad de llama turbulenta (importante para turbinas), algunos cálculos indican un incremento mayor (10 % para un 10 %vol de hidrógeno) [36]. El retroceso de llama puede causar daños en el quemador o provocar una fuga de combustible, lo que genera un riesgo de seguridad [42]. Si no hay un sistema de control activo en el quemador, la relación aire-combustible varía por la composición del combustible [42], pero con un sistema de control es posible que el equipo se adapte sin problemas a diferentes composiciones de combustible. Por ejemplo, un estudio describió el desarrollo y caracterización de un inyector para mezclas de syngas con hidrógeno, de tipo premezcla pobre, con el que se logran muy bajas emisiones de óxidos de nitrógeno y una operación estable. El inyector operó sin retroceso de llama para mezclas entre 100 % gas natural y 100 % hidrógeno [59]. Sobre el retroceso de

llama en mezclas de hidrógeno y gas natural, hacen falta estudios respecto del efecto a largo plazo en los aparatos de consumo, debido a que la tendencia de la llama a encontrarse más cerca del quemador puede sobrecalentarlo o degradarlo [44].

Un trabajo estudió el impacto de cambios en seguridad (retroceso de llama) y ajuste al propósito (índice de Wobbe) de electrodomésticos diseñados para operar con gas natural, al alimentarles mezclas de gas natural con hidrógeno. Concluyó que los límites de adición de hidrógeno dependen de la composición del gas natural al que se va a adicionar, que para quemadores de estufas la máxima composición de hidrógeno parece estar limitada por el retroceso de llama, y que para electrodomésticos modernos que usan premezclas pobres la pérdida de poder calorífico determina el límite de hidrógeno. El estudio determina un "área de trabajo" para mezclas de gas natural con hidrógeno, usando límites en el índice de Wobbe junto con límites debidos a la ocurrencia de retroceso de llama en gasodomésticos que operan "rico en combustible" [42]. También se ha reportado una investigación sobre el efecto de mezclas de un gas natural de tipo 2E con hidrógeno (10 %, 15 % y 23 %) sobre algunos equipos de uso final de gas: fogón con apertura de aire ajustable, calentador de aire, chimenea de gas, estufas para restaurantes y calentador radiante. No se detectó una disminución en la seguridad de la operación, desde el punto de vista de los gases de combustión producidos. Se mencionó también que la disminución en poder calorífico debida a la adición de hidrógeno podría ser motivo de preocupación para los equipos de uso comercial, como los restaurantes [60]. Otro trabajo estudió el retroceso de llama en gases naturales con adición de hidrógeno, y propuso la inclusión de parámetros que contemplen el riesgo del retroceso de llama en las normas técnicas o regulaciones, por

medio de un "margen de seguridad", que por ejemplo para los equipos de uso final que operan en el rango "rico en combustible" sería de 11.5 cm/s, pues el índice de Wobbe no es suficiente para cuantificar el impacto del contenido de hidrógeno sobre el retroceso de llama. Adicionalmente, propuso relajar el parámetro de calidad "confort térmico" para incrementar el rango posible de hidrógeno en el gas natural [43]. Se encuentra también una investigación sobre la adición de hasta 20 % de hidrógeno al gas natural sobre calderas domésticas de condensación sobre múltiples parámetros de combustión, calculados matemáticamente. Esta investigación concluyó que, para altos niveles de hidrógeno, puede ser necesario modificar el mezclador de aire y combustible, el tamaño del sistema de descarga del condensado y el quemador. También es posible que se requiera una sintonización del sistema de detección de llama [61]. Hacen falta estudios sistemáticos representativos que investiguen el impacto sobre los parámetros de seguridad de la combustión, de la variación en las condiciones ambientales (temperatura y humedad), de la variación en la calidad del gas y del desgaste de los quemadores [43].

5.4. Impacto sobre motores

Los motores de combustión se diseñan para que las detonaciones del combustible en los cilindros transmitan el máximo de energía posible a las partes móviles. La naturaleza del combustible puede alterar las características de detonación en el motor, y pueden ser necesarios ajustes en el momento de ignición de la mezcla. Un problema relacionado es el picado de bielas (*knocking*), que se presenta cuando parte de la mezcla hace ignición en un momento diferente al establecido por la chispa. Otras propiedades del combustible que pueden ser importan-

tes son el número de metano y el número de octano. El número de metano (MN) está relacionado con el comportamiento de los combustibles en motores de combustión interna. Se le asigna un MN de 100 al metano, y de 0 al hidrógeno. Para algunos gases, la mezcla con hidrógeno puede conducir a un MN inaceptablemente bajo para aplicaciones como plantas de calor y potencia, y vehículos [36]. El número de octano está relacionado con la capacidad antidetonante de un combustible cuando se comprime dentro de un cilindro. El hidrógeno posee un alto número de octano y alta estabilidad en su combustión, con lo que puede incrementar el número de octano del gas natural [62].

La adición de hidrógeno a gas natural mejora la combustión en motores de ignición

por chispa con mezcla pobre, pues el gas natural tiene baja velocidad de quemado laminar y alta energía de ignición, y estas dos características son problemáticas para mezclas pobres. Un estudio investigó el límite de operación pobre en un motor de ignición por chispa, diseñado para operar con gas natural, al adicionar hidrógeno al gas natural. Se evaluaron 4 niveles de hidrógeno: 0 %, 10 %, 30 % y 50 %. Se encontró que el límite de operación pobre del motor puede extenderse incrementando el nivel de carga (la presión de entrada) cuando se ha adicionado hidrógeno [63]. Otro estudio sobre motores de mezcla pobre experimentó con el uso de mezclas de gas natural con hidrógeno (0 %mol, 10 %mol y 30 %mol), y encontró una mayor tendencia a la presencia de picado de bielas, que podía solucionar-



se retrasando un poco la ignición. También se apreció un incremento en las emisiones de NOx, y una disminución de emisiones de hidrocarburos no quemados y formaldehído, que conducen a una mayor eficiencia [64]. Al adicionar hidrógeno al gas natural es posible incrementar la eficiencia en los motores, al utilizar mayores relaciones de compresión, aunque esto está limitado por el incremento en las temperaturas de combustión y las características del picado de bielas [62]; el límite de picado es función de la relación de compresión (normalmente, es alta en estos motores) [48]. Otra investigación evaluó distintos aspectos de combustión en un vehículo de pasajeros con un motor de ignición por chispa, al ser alimentado con gas natural y mezclas de hidrógeno con gas natural (15 % y 30 %). Las mezclas con hidrógeno produjeron menos dióxido de carbono. Se apreció un consumo de combustible inferior en MJ/kg, entre un 3 % y un 7 %, al usar la mezcla con 30 % hidrógeno. Las mezclas con hidrógeno presentan mayores tasas de liberación de calor. La variabilidad ciclo a ciclo de la combustión disminuyó con las mezclas con hidrógeno [65]. También se encuentra un estudio de la adición de hidrógeno al gas natural sobre el desempeño de un motor de inyección directa. Se encontró que la eficiencia de conversión del combustible, la salida de potencia y el torque se incrementaron inicialmente con la adición de hidrógeno, pero luego disminuyeron al seguir aumentando la cantidad de hidrógeno. El incremento en la fracción de hidrógeno disminuyó las emisiones de hidrocarburos y de monóxido de carbono, mientras que incrementó la cantidad de óxidos de nitrógeno. Es importante ajustar el avance del encendido de acuerdo con la mezcla usada [66].

En la literatura, hay menos estudios sobre otros tipos de motores diferentes a los de vehículos. Se encuentra un estudio en el que

se realizaron pruebas en motores de gas usados típicamente para generación eléctrica con gas natural (de gran calibre, mezcla pobre y media velocidad). En las pruebas se alimentó gas natural con hidrógeno al motor, y se evaluaron la ventana operativa, la formación de óxidos de nitrógeno y la emisión de hidrocarburos. Se confirma la tendencia indicada en la literatura, acerca del incremento en las emisiones de óxidos de nitrógeno, que pueden compensarse retardando el momento de ignición o incrementando la relación de aire. Se evidencia una reducción significativa de emisiones de hidrocarburos totales en condiciones de operación con mezcla muy pobre [10].

6. Normatividad técnica

En cuanto a normatividad sobre hidrógeno, la International Organization for Standardization (ISO) ha establecido un comité técnico internacional, el ISO/TC 197, dedicado a las normas internacionales para una economía de hidrógeno, abarcando tecnologías, sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte, medición y uso del hidrógeno [67]. Hasta el momento, el ISO/TC 197 ha publicado las siguientes normas [67]:

- ISO 13984:1999 - Liquid hydrogen – Land vehicle fuelling system interface
- ISO 13985:2006 - Liquid hydrogen – Land vehicle fuel tanks
- ISO 14687:2019 - Hydrogen fuel quality – Product specification: Especifica las características mínimas de calidad del hidrógeno para ser utilizado como combustible en aplicaciones estacionarias y vehiculares [68].

- ISO/TR 15916:2015 - Basic considerations for the safety of hydrogen systems
- ISO 16110-1:2007 - Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 1: Safety
- ISO 16110-2:2010 - Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 2: Test methods for performance
- ISO 16111:2018 - Transportable gas storage devices – Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
- ISO 17268:2020 - Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices
- ISO 19880-1:2020 - Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 1: General requirements
- ISO 19880-3:2018 - Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 3: Valves
- ISO 19880-5:2019 - Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 5: Dispenser hoses and hose assemblies
- ISO 19880-8:2019 - Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 8: Fuel quality control
- ISO 19881:2018 - Gaseous hydrogen – Land vehicle fuel containers
- ISO 19882:2018 - Gaseous hydrogen – Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers
- ISO/TS 19883:2017 - Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification
- ISO 22734:2019 - Hydrogen generators using water electrolysis – Industrial, commercial, and residential applications
- ISO 26142:2010 - Hydrogen detection apparatus – Stationary applications

Adicionalmente, el ISO/TC 197 tiene las siguientes normas en desarrollo [67]:

- ISO/WD TR 15916 - Basic considerations for the safety of hydrogen systems
- ISO/CD 19880-6 - Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 6: Fittings
- ISO/WD 19884 - Gaseous hydrogen – Cylinders and tubes for stationary storage

Bibliografía

- [1] Abdalla AM, Hossain S, Nisfindy OB, Azad AT, Dawood M, Azad AK. 2018. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. *Energy Conversion and Management* 165: 602-627. doi: 10.1016/j.enconman.2018.03.088
- [2] Quarton CJ, Samtali S. 2020. Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation. *Applied Energy* 275: 115172.
- [3] Nazir H, Louis C, Jose S, Prakash J, Muthuswamy N, Buan MEM, Flox C, Chavan S, Shi X, Kauranen P, Kallio T, Maia G, Tammeveski K, Lympelopoulos N, Carcadea E, Veziglou E, Iranzo A, Kanna AM. 2020. Is the hidrógeno economy realizable in the foreseeable future? Part I: hidrógeno production methods. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(27): 13777-13788. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.03.092
- [4] Kovač A, Paranos M, Marciuš D. 2021. Hydrogen in energy transition: A review. *International Journal of Hydrogen Energy* 46: 10016-10035. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.256
- [5] Cerniauskas S, Chavez Junco AJ, Grube

- T, Robinius M, Stolten D. 2020. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy* 45: 12095-12107.
- [6] Abe JO, Popoola API, Ajenifuja E, Popoola OM. 2019. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 15072-15086. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068
- [7] Dawood F, Anda M, Shafiullah GM. 2020. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(7): 3847-3869. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059
- [8] Sdanghi G, Maranzana G, Celzard A, Fierro V. 2019. Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102: 150-170.
- [9] Acar C, Dincer I. 2019. Review and evaluation of hydrogen production options for better environment. *Journal of Cleaner Production* 218: 835-849. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.046
- [10] Wahl J, Kallo J. 2020. Quantitative valuation of hydrogen blending in European gas grids and its impact on the combustion process of large-bore gas engines. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(56): 32534-32546.
- [11] Chapman A, Itaoka K, Hirose K, Davidson FT, Nagasawa K, Lloyd AC, Webber ME, Kurban Z, Managi S, Tamaki T, Lewis MC, Hebner RE, Fujii Y. 2019. A review of four case studies assessing the potential for hydrogen penetration of the future energy system. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 6371-6382. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.168
- [12] I-deals, Instituto de Investigación Tecnológica, Montoya & Asociados. 2021. Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2021.
- [13] Bezdek RH. 2019. The hydrogen economy and jobs of the future. *Renewable Energy and Environmental Sustainability* 4: 1.
- [14] Fonseca JD, Camargo M, Commenge J-M, Falk L, Gil ID. 2019. Trends in design of distributed energy systems using hydrogen as energy vector: A systematic literature review. *International Journal of Hydrogen Energy* 44(19): 9486-9504. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.177
- [15] European Commission. 2020. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions - A hydrogen strategy for a climate neutral Europe. European Commission, Bruselas, 2020.
- [16] Ogden J, Jaffe AM, Scheitrum D, McDonald Z, Miller M. 2018. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. *Energy Policy* 115: 319-329.
- [17] Jensen E. 2021. Hydrogen and metrology - possibilities and constraints. FORCE Technology, Metrology for large scale hydrogen production online workshop, 2021.
- [18] Cihlar J, Villar Lejarreta A, Wang A, Melgar F, Jens J, Rio P. 2020. Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2020.
- [19] Agnolucci P, McDowall W. 2013. Designing future hydrogen infrastructure: Insights from analysis at different spatial scales. *International Journal of Hydrogen Energy* 38: 5181-5191. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.05.011

dene.2013.02.042

- [20] Hormaza Mejía A, Brouwer J, Mac Kinnon M. 2020. Hydrogen leaks at the same rate as natural gas in typical low-pressure gas infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (15): 8810-8826.
- [21] European Commission. 2020. Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure. European Union, Luxembourg.
- [22] Cavana M, Leone P. 2019. Biogas blending into the gas grid of a small municipality for the decarbonization of the heating sector. *Biomass and Bioenergy* 127: 105295.
- [23] Prussi M, Padella M, Conton M, Postma ED, Lonza L. 2019. Review of technologies for biomethane production and assessment of EU transport share in 2030. *Journal of Cleaner Production* 222: 565-572.
- [24] República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética. 2020. Plan Energético Nacional 2020-2050 - La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.
- [25] República de Colombia - Congreso de la República. 2021. Ley No. 2099 del 10 de julio de 2021 - Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
- [26] Ahmed M, Dincer I. 2019. A review on photoelectrochemical hydrogen systems: Challenges and future directions. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 2474-2507. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.037
- [27] Chen T-P. 2008. Final report - Hydrogen delivery infrastructure options analysis. Nexant, en alianza con Air Liquide, Chevron Technology, Gas Technology Institute, NREL, Tiax, ANL.
- [28] Liguori S, Kian K, Buggy N, Anzelmo BH, Wilcox J. 2020. Opportunities and challenges of low-carbon hydrogen via metallic membranes. *Progress in Energy and Combustion* 80: 100851. doi: 10.1016/j.pecs.2020.100851
- [29] Mizeraczyk J, Jasinski M. 2016. Plasma processing methods for hydrogen production. *The European Physical Journal Applied Physics* 75: 24702. doi: 10.1051/epjap/2016150561
- [30] Cheng J, Yue L, Ding L, Li Y-Y, Ye Q, Zhou J, Cen K, Lin R. 2019. Improving fermentative hydrogen and methane production from an algal bloom through hydrothermal/steam acid pretreatment. *International Journal of Hydrogen Energy* 44(12): 5812-5820. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.046
- [31] Jia J, Seitz LC, Benck JD, Hou Y, Chen Y, Ng JWD, Bilir T, Harris JS, Jaramillo TF. 2016. Solar water splitting by photovoltaic-electrolysis with a solar-to-hydrogen efficiency over 30%. *Nature Communications* 7: 13237. doi: 10.1038/ncomms13237
- [32] Nikolaidis P, Poullikkas A. 2017. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67: 597-611. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044
- [33] Nazir H, Muthuswamy N, Louis C, Jose S, Prakash J, Buan ME, Flox C, Chavan S, Shi X, Kauranen P, Kallio T, Maia G, Tammeveski K, Lympieropoulos N, Carcadea E, Veziroglu E, Iranzo A, Kannan AM. 2020. Is the hidrógeno economy realizable in the foreseeable future? Part II: hidrógeno storage, transportation, and distribu-

- tion. *International Journal of Hydrogen Energy*, In Press. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.241
- [34] Moradi R, Groth KM. 2019. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 12254-12269. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041
- [35] Department of Energy, Estados Unidos. 2003. US DOE the hydrogen analysis project (H2A) project 2003. https://www.hydrogen.energy.gov/hidrogenoa_analysis.html [Accedido 2020-07-22].
- [36] Altfeld K, Pinchbeck D. 2013. Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems.
- [37] Zohuri B. 2019. *Hydrogen energy - Challenges and solutions for a cleaner future*. Springer. Suiza.
- [38] Pellegrino S, Lanzini A, Leone P. 2017. Greening the gas network - The need for modelling the distributed injection of alternative fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70: 266-286.
- [39] Gasunie. 2021. Hydrogen pipeline in Zeeland has been proving added value for three years. 2021-11-18, disponible en <https://www.gasunie.nl/en/news/hydrogen-pipeline-in-zeeland-has-been-proving-added-value-for-three-years>
- [40] Ronevich J, San Marchi C. 2019. Hydrogen blending into natural gas. Study Group on Materials Testing and Qualification for Hydrogen Service, Sandia National Laboratories, July 19th 2019.
- [41] Deymi-Dashtebayaz M, Ebrahimi-Moghadam A, Iman Pishbin S, Pourramezan M. 2019. Investigating the effect of hydrogen injection on natural gas thermo-physical properties with various compositions. *Energy* 167: 235-245.
- [42] de Vries H, Mokhov AV, Levinsky HB. 2017. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances. *Applied Energy* 208: 1007-1019.
- [43] de Vries H, Levinsky HB. 2020. Flashback, burning velocities and hydrogen admixture: Domestic appliance approval, gas regulation and appliance development. *Applied Energy* 259: 114116.
- [44] Hodges J, Geary W, Graham S, Hooker P, Goff R. 2015. Injecting hydrogen into the gas network - a literature search. Buxton: The Health and Safety Executive.
- [45] Ishaq H, Dincer I. 2020. A comprehensive study on using new hydrogen-natural gas and ammonia-natural gas blends for better performance. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 81: 103362.
- [46] Ma F, Wang Y, Wang J, Zhao S, Yin Y, Cheng W, Zhou M. 2008. Development and validation of an on-line hydrogen-natural gas mixing system for internal combustion engine testing. 2008 SAE International Powertrains, Fuel and Lubricants Congress, Shanghai, China.
- [47] Lo Basso G, Nastasi B, Astiaso Garcia D, Cumo F. 2017. How to handle the hydrogen enriched natural gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers. *Energy* 123: 615-636.
- [48] de Santolin L, Paiolo R, Lo Basso G. 2017. An overview on safety issues related to hydrogen and methane blend applications in domestic and industrial use. 72nd Conference on the Italian Thermal Machines Engineering Association, 6-8 settembre 2017, Lecce, Italia.

- [49] Molnarne M, Schroeder V. 2019. Hazardous properties of hydrogen and hydrogen containing gases. *Process Safety and Environmental Protection* 130: 1-5.
- [50] Hall JE, Hooker P, Jeffrey KE. 2021. Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. *International Journal of Hydrogen Energy* 46(23): 12555-12565.
- [51] van Nygaard HG, van Gruijthuijsen L. 2021. Hydrogen purity measurements. Dansk Gasteknisk Center, Metrology for large scale hydrogen production online workshop, 2021.
- [52] Birkitt K, Loo-Morrey M, Sanchez C, O'Sullivan L. 2021. Materials aspects associated with the addition of up to 20 mol% hydrogen into an existing natural gas distribution network. *International Journal of Hydrogen Energy* 46(23): 12290-12299.
- [53] Nguyen TT, Park J, Kim WS, Nahm SH, Beak UB. 2020. Effect of low partial hydrogen in a mixture with methane on the mechanical properties of X70 pipeline steel. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(3): 2368-2381.
- [54] Bouledroua O, Hafsi Z, Djukic MB, Elaoud S. 2020. The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(35): 18010-18020.
- [55] Reuß M, Grube T, Robinius M, Stolten D. 2019. A hydrogen supply chain with spatial resolution: comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy* 247: 438-453.
- [56] Cheli L, Guzzo G, Adolfo D, Carcasi C. 2021. Steady-state analysis of a natural gas distribution network with hydrogen injection to absorb excess renewable electricity. *International Journal of Hydrogen Energy* 46(50): 25562-25577.
- [57] Abd AA, Naji SZ, Thian TC, Othman MR. 2021. Evaluation of hydrogen concentration effect on the natural gas properties and flow performance. *International Journal of Hydrogen Energy* 46(1): 974-983.
- [58] Liu B, Liu X, Lu C, Godbole A, Michal G, TEng L. 2019. Decompression of hydrogen-natural gas mixtures in high-pressure pipelines: CFD modelling using different equations of state. *International Journal of Hydrogen Energy* 44: 7428-7437.
- [59] Hollon B, Steinthorsson E, Mansour A, McDonell V, Lee H. 2011. Ultra-low emission hydrogen/syngas combustion with a 1.3 MW injector using a micro-mixing lean-premix system. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2011*.
- [60] Wojtowicz R. 2019. An analysis of the effects of hydrogen addition to natural gas on the work of gas appliances. *Nafta-Gaz* 8: 465-473.
- [61] Schiro F, Stoppato A, Benato A. 2020. Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective. *Carbon Resources Conversion* 3: 122-129.
- [62] Park C, Kim C, Choi Y. 2012. Power output characteristics of hydrogen-natural gas blend fuel engine at different compression ratios. *International Journal of Hydrogen Energy* 37: 8681-8687.
- [63] Ma F, Wang Y. 2008. Study on the extension of lean operation limit through hydrogen enrichment in a natural gas spark-ignition engine. *International Journal of Hydrogen Energy* 33: 1416-1424.
- [64] Korb B, Kawauchi S, Wachtmeister G.

2016. Influence of hydrogen addition on the operating range, emissions and efficiency in lean burn natural gas engines at high specific loads. *Fuel* 164: 410-418.

- [65] Mariani A, Prati MV, Unich A, Morrone B. 2013. Combustion analysis of a spark ignition i. c. engine fuelled alternatively with natural gas and hydrogen-natural gas blends. *International Journal of Hydrogen Energy* 38: 1616-1623.
- [66] Zareei J, Rohani A, Mahmood WMFBW, Adbullah S. 2020. Effect of ignition timing and hydrogen fraction in natural gas blend on performance and exhaust emissions in a DI engine. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Mechanical Engineering* 44: 737-747.
- [67] International Organization for Standardization. 2020. Standards by ISO/TC 197 - Hydrogen technologies. <https://www.iso.org/committee/54560/x/catalogue/p/1/u/0/w/0/d/0> [Accedido 2020-07-21]
- [68] International Organization for Standardization. 2019. ISO 14687:2019 - Hydrogen fuel quality - Product specification.