



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Energética

Mecanismos y tasas de fuga de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor

Autor:

Baños Herreros, Jorge

Tutores:

Vega Maza, David

**Departamento de Ingeniería
Energética y Fluidomecánica**

Capellán Pérez, Íñigo

**Grupo de Energía, Economía y
Dinámica de Sistemas (GEEDS)**

Valladolid, julio de 2025.

Resumen y Palabras clave

Resumen

El hidrógeno es un vector energético muy importante en una transición energética hacia un escenario de cero emisiones netas de carbono, pero su positivo impacto mitigando el cambio climático aún no está del todo claro. Este proyecto analiza la cadena de transformación energética desde fuentes primarias hasta usos finales implementada en el modelo integrado WILIAM, identificando y caracterizando las fugas de hidrógeno a lo largo de la cadena de valor, proporcionando factores de emisión necesarios en los modelos climáticos. Las fugas más importantes a lo largo de la cadena de valor se producen en aquellos procesos que manejan hidrógeno en estado líquido, tanto en su licuefacción, transporte o regasificación.

Palabras clave: hidrógeno, fugas, cadena de valor, cambio climático, vector energético.

Abstract

Hydrogen is a very important energy carrier in the energy transition towards a net-zero carbon emissions scenario, but its positive impact on mitigating climate change is still not entirely clear. This project analyzes the energy transformation chain from primary sources to end uses, implemented in the integrated WILIAM model, identifying and characterizing hydrogen leakages along the value chain and providing the emission factors needed in climate models. The most significant leakages along the value chain occur in processes that handle hydrogen in its liquid state, such as liquefaction, transport or regasification.

Keywords: hydrogen, leaks, chain value, climate change, energy carrier.

Contenidos

Resumen y Palabras clave	i
Índice de Ilustraciones.....	v
Índice de Tablas	v
1 Introducción	1
1.1 Justificación del proyecto	4
1.2 Objetivos del proyecto	5
1.3 Competencias del proyecto	5
1.4 Estructura del proyecto	6
1.5 Objetivos de Desarrollo Sostenible	7
2 Estado del arte.....	11
2.1 La molécula del Hidrógeno H ₂ : fundamentos termodinámicos	11
2.2 Impacto del H ₂ emitido a la atmósfera	13
2.3 Cadena de valor energética del H ₂	17
2.4 Mecanismos de emisión de hidrógeno en su cadena de valor	20
2.4.1 Producción	20
2.4.2 Tratamiento	24
2.4.3 Almacenamiento de hidrógeno	25
2.4.4 Transporte de hidrógeno	26
2.4.5 Uso del hidrógeno.....	27
3 Métodos de estimación de las emisiones fugitivas de hidrógeno	31
3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos	32
3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos	32
3.3 Escenario central	37
3.4 Conexión con empresas especializadas	39
3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros	39
3.6 Métodos para el hidrógeno líquido	40
4 Emisiones fugitivas de H ₂ en su cadena de valor energética	43

4.1	Emisiones fugitivas en la producción de H ₂	43
4.1.1	Electrólisis	43
4.1.2	Reformado de metano con vapor (SMR)	45
4.1.3	Reformado de metano con vapor con captura y almacenaje de carbono (H ₂ azul)	46
4.1.4	Gasificación de carbón	47
4.2	Emisiones fugitivas en el tratamiento de H ₂	47
4.2.1	Compresión	47
4.2.2	Licuado	48
4.3	Emisiones fugitivas en el almacenamiento de H ₂	49
4.3.1	Comprimido	49
4.3.2	Líquido	49
4.4	Emisiones fugitivas en el transporte de H ₂	50
4.4.1	Tuberías de transmisión	50
4.4.2	Tuberías de distribución	53
4.4.3	Camiones con tanques de hidrógeno comprimido	54
4.4.4	Camiones con tanques de hidrógeno líquido	55
4.5	Emisiones fugitivas en los usos finales del H ₂	56
4.5.1	Industria	56
4.5.2	Repostaje de hidrógeno comprimido	57
4.5.3	Repostaje de hidrógeno líquido	57
4.5.4	Vehículos de pilas de combustible	58
4.5.5	Aviación	59
4.5.6	Barcos	59
4.5.7	Sector residencial	59
4.5.8	Generación de energía en pilas de combustible	60
4.5.9	Generación de energía por otros métodos	61
4.6	Resumen final del estudio	62
5	Conclusiones y Líneas de Futuro	71
6	Bibliografía	73

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 1. Distribución de consumos de energía en el mundo. 1965-2023 [3].....</i>	<i>1</i>
<i>Ilustración 2. Participación de los combustibles a nivel mundial en a) suministro total de energía primaria, b) generación eléctrica, c) emisiones de CO₂ en 2011 [4].....</i>	<i>2</i>
<i>Ilustración 3. Objetivos de Desarrollo Sostenible [18].....</i>	<i>8</i>
<i>Ilustración 4. Diagrama de fases del hidrógeno [24]</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 5. Estructura de la cadena de transformación energética de WILIAM [14].....</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 6. Cadena de valor del hidrógeno [44].....</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 7. Esquema de las tres principales tecnologías de la electrólisis del agua, a) alcalina, b) PEM, c) SOEC [48]</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 8. Diagrama de los procesos del reformado de metano con vapor, SMR [51].....</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 9. Densidad del hidrógeno en kg/m³ en función de la presión en MPa, a temperatura constante de 298 K. Generado utilizando REFPROP [25]</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 10. Esquema del escenario central del método 3.3 Escenario central [47].....</i>	<i>38</i>
<i>Ilustración 11. Balances de masa y energía del sistema bifásico [74].....</i>	<i>41</i>
<i>Ilustración 12. Stand de un electrolizador PEM para realizar pruebas. 1) filtros coalescentes, 2) fuente de alimentación, 3) desecantes de gel de sílice, 4) tanques separadores (hidrógeno y oxígeno), 5) electrolizador PEM, 6) intercambiador de calor, 7) tanque de agua desionizada, 8) bomba peristáltica [98].....</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 13. Valores medios, mínimos y máximos de tasas de fugas de hidrógeno en la cadena de valor energética en %</i>	<i>66</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Propiedades del hidrógeno [24].....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 2. Valores de referencia de H₂ y CH₄ [31]</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3. Cantidad de energía en cada sector del Escenario central [47]</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 4. Valores de fugas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor energética.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 5. Valores máximos, medios y mínimos de tasas de fugas de hidrógeno en la cadena de valor energética en %</i>	<i>68</i>

1 Introducción

El mundo se encuentra actualmente sumergido en una crisis energética y medioambiental, que afecta al presente y futuro de la humanidad, y su presencia en el planeta tierra. Entre todos los problemas generados, destaca el cambio climático provocado por los Gases de Efecto Invernadero (GEI) antropogénicos que se acumulan en la atmósfera, responsables de un aumento de la temperatura global del planeta [1].

Actualmente, el planeta basa su sistema energético en fuentes de energía que emiten GEI, principalmente el CO₂ en procesos de combustión. Esas fuentes son principalmente petróleo, gas natural y carbón, y suponen alrededor del 75% de la energía primaria consumida mundialmente [2].

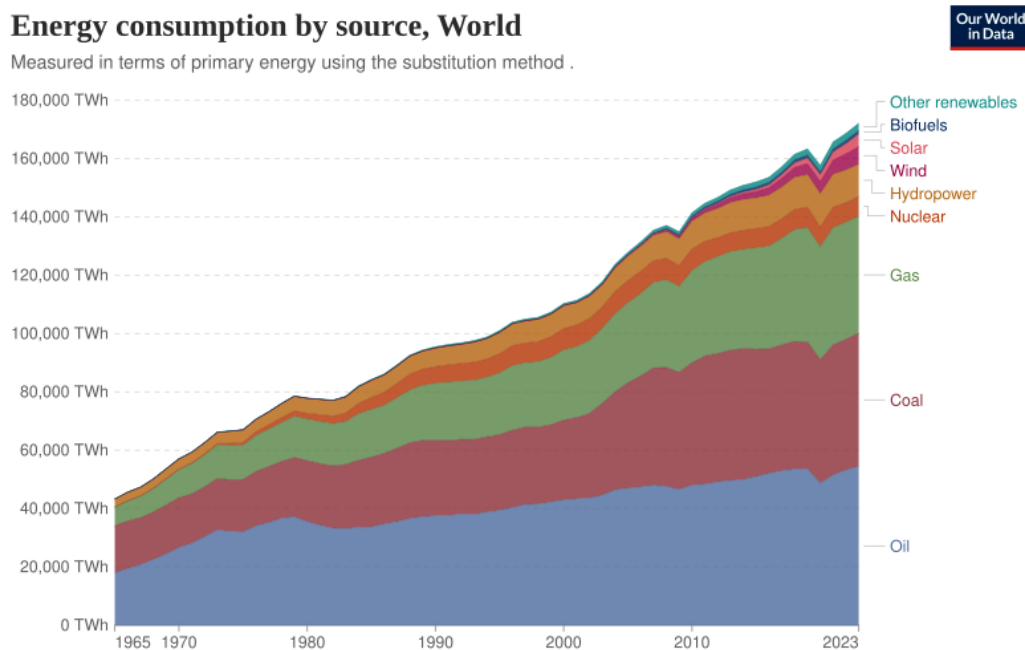


Ilustración 1. Distribución de consumos de energía en el mundo. 1965-2023 [3]

Observando la Ilustración 1, se puede apreciar cómo el consumo de estas energías ha ido aumentando, y como consecuencia, el aumento del efecto invernadero y un aumento del calentamiento global. Para poder combatir el cambio climático, han surgido diversas medidas que tratan de reducir su efecto y mantener ese aumento de la temperatura dentro de unos rangos razonables. Entre esas medidas, cabe destacar la transición energética hacia la descarbonización, es decir, hacia la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, metano y otros GEI.

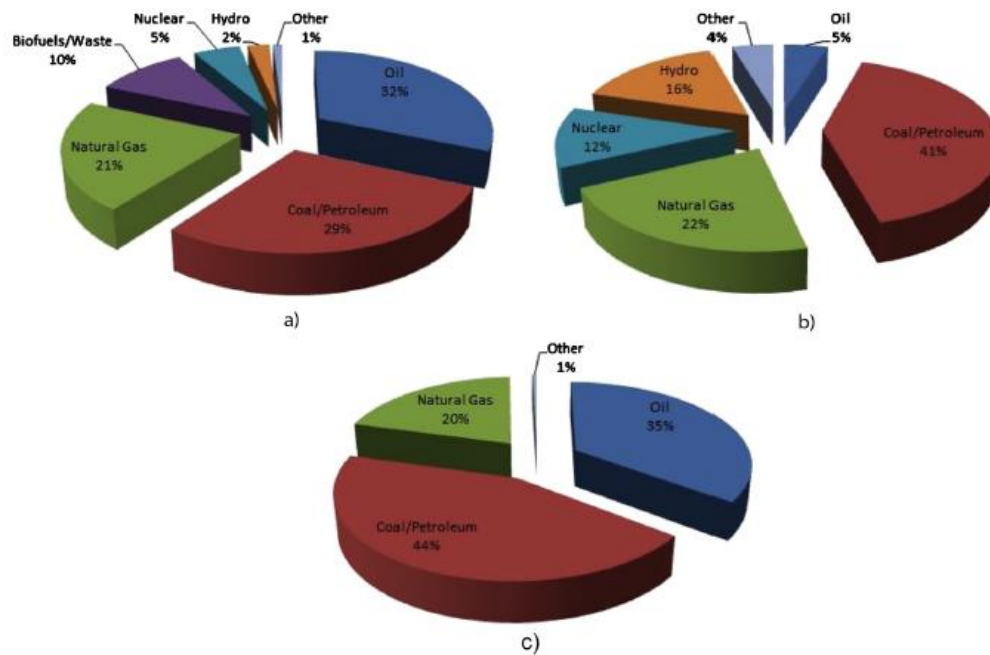


Ilustración 2. Participación de los combustibles a nivel mundial en a) suministro total de energía primaria, b) generación eléctrica, c) emisiones de CO₂ en 2011 [4]

Se puede apreciar cómo, en la Ilustración 2.a), a pesar de que las energías renovables tienen un peso relativo en el suministro total de energía primaria, un 82% se produce debido al carbón, petróleo y gas natural.

En el caso de la generación eléctrica, en la Ilustración 2.b) destaca que la importancia del carbón es menor que en las Ilustraciones 2.a) y 2.c), debiéndose a una mayor relevancia de las energías renovables, como la energía nuclear, la hidráulica u otras. A pesar de ello, representan aún un 32%.

Tal y como se puede ver en la Ilustración 2.c), el carbón, el petróleo y el gas natural son responsables de un 99% de las emisiones a la atmósfera de CO₂. Por ello, han surgido numerosas políticas y tratados tratando de revertir esa situación y cambiar esas fuentes de energía por otras consideradas renovables y que no emiten GEI, como son la energía eólica, la solar o la nuclear, entre otras.

El protocolo de Kyoto [5] y el Acuerdo de París [6] son los dos grandes acuerdos que se han llevado a cabo por una gran cantidad de naciones y que se emplean de guía para llevar a cabo el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ y combatir el cambio climático.

El protocolo de Kyoto, aprobado en 1997, activa la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, obligando a los países

industrializados a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero según las metas que individualmente se hayan acordado. Además, reconoce que son estos países los principales culpables de los niveles tan elevados de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera [5].

La COP 21, denominado Acuerdo de París, en 2015, establece tres objetivos fundamentales: mundo neutro en carbono a finales de siglo; contener el calentamiento global por debajo de 2°C, o 1,5°C a ser posible; las emisiones de CO₂ por actividades humanas deben ser iguales a las absorbidas por los árboles, océanos y suelos [6].

Existen estudios que tratan de estimar la evolución de los sistemas energéticos actuales en base a distintos escenarios, y tratan de proporcionar pautas para poder o bien seguir el camino que proponen si es el correcto, o tratar de realizar correcciones para no alcanzar el escenario previsto si no es el idóneo. Por ejemplo, se puede hablar de escenario de Net Zero Emissions (NZE) para 2050, Announced Pledges Scenario (APS) o Stated Policies Scenario (STEPS) [7]. Todos estos estudios y políticas ponen énfasis en la importancia de desarrollar, mejorar e investigar todos los tipos de energía considerados renovables, y últimamente está tomando gran importancia el hidrógeno, con la intención de emplearlo como combustible, materia prima o vector energético.

El hidrógeno presenta numerosas ventajas para poder ser una de las soluciones más efectivas a la hora de mejorar el medioambiente y la sostenibilidad energética, como por ejemplo: tiene una alta eficiencia de conversión energética; se puede obtener a partir del agua sin generar emisiones; tiene diferentes formas de almacenamiento; se puede transportar en grandes distancias; se puede convertir con facilidad en otras formas de energía; presenta unos valores más altos de poder calorífico específico en comparación con los combustibles fósiles habituales [4]. Su principal desventaja, junto con su baja densidad energética en volumen, es que su nivel de desarrollo e implantación tecnológica como vector energético y combustible es bajo, ya que no se ha investigado suficiente hasta su actualidad cómo sacarle provecho a lo largo de su cadena de valor, especialmente en la producción, por lo que presenta unos altos costes de producción y una baja eficiencia.

A pesar de que el hidrógeno es considerado una fuente de energía renovable, una vez emitido a la atmósfera, es capaz de aumentar los efectos del cambio climático. Puede reaccionar con el metano aumentando su vida útil, puede formar vapor de agua o NO_x, participando en reacciones químicas que afectan a la capa de ozono y alterando el balance radiactivo del planeta, exacerbando el calentamiento global. También puede reaccionar con el

oxígeno disuelto y reducir su cantidad, afectando al ecosistema acuático que habita en ese lugar [8].

1.1 Justificación del proyecto

Debido a la incertidumbre existente acerca de los efectos concretos del aumento de los niveles atmosféricos de hidrógeno, es preciso conocer y cuantificar la cantidad de hidrógeno que se emite a la atmósfera. Así también se podría llevar un control y garantizar que no aumente el efecto del cambio climático.

Existen numerosos trabajos de investigación que tratan de aclarar estos hechos, y entre ellos destaca el proyecto HYDRA [9]. Este proyecto tiene como objetivos explorar las políticas más prometedoras para implementar una economía basada en el hidrógeno, analizando la proyección y el avance de las tecnologías basadas en hidrógeno a nivel europeo y global, y tratando de comprender los efectos climáticos a nivel mundial del uso del hidrógeno a gran escala [10].

Dentro de todos sus objetivos se encuentra nutrir con datos e información para poder integrar el sector del hidrógeno en el modelo WILIAM (Within Limits Integrated Assessment Model) [11]. Este es un modelo de evaluación integrada (IAM). Estos modelos consisten en programas que proporcionan información a gran escala acerca de escenarios que se pueden producir dependiendo de las diferentes decisiones que se tomen, y han servido de base para desarrollar y aplicar políticas climáticas, como proporcionando información sobre futuras emisiones de GEI y opciones de mitigación [12]. WILIAM tiene como objetivo abordar las implicaciones sociales, medioambientales y económicas de la evolución socioecológica a largo plazo, tanto a ámbito mundial como a regional, contando con los límites que tiene el planeta, y las restricciones socioeconómicas [13]. Este modelo comienza la simulación en el año 2005, y simula hasta el 2060, y su función no es tratar de predecir comportamientos con exactitud, sino prever sus tendencias [14].

En el proyecto HYDRA participan numerosas instituciones y universidades, y entre ellas se encuentran tanto la Universidad de Valladolid (UVA), como CARTIF, que es un centro de investigación encargado de proporcionar soluciones innovadoras a las empresas para que puedan implementarlas y mejorar su competitividad [15]. Ambas trabajan conjuntamente para introducir el sector del hidrógeno en el modelo WILIAM a lo largo de su cadena de valor [16]. El grupo de investigación reconocido dentro de la UVA,

principal desarrollador de WILIAM desde sus inicios, es el Grupo de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas (GEEDS). Es un equipo de investigación multidisciplinario compuesto por aproximadamente 35 investigadores especializados en economía, ingeniería, ciencias ambientales y ciencias sociales [17].

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) está supervisado por dos integrantes de GEEDS. Los resultados de este TFG ayudarán a estimar las fugas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor, para poder implementarlo en el modelo WILIAM, y así cumplir con su labor al participar en el proyecto HYDRA.

1.2 Objetivos del proyecto

Este proyecto se trata del Trabajo de Fin de Grado del grado en Ingeniería Energética del curso 2024-2025.

El objetivo principal del proyecto es estimar las emisiones a la atmósfera asociadas a las fugas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor como vector energético.

En cuanto a los objetivos específicos, se pueden remarcar:

- Revisión bibliográfica de las distintas partes que componen la cadena de valor del hidrógeno, y de las estimaciones de las fugas en cada parte específica de su cadena de valor.
- Análisis crítico de las estimaciones de emisión de hidrógeno en su cadena de valor, teniendo en cuenta su consistencia e incertidumbres.
- Elaborar un manuscrito que informe de este proyecto y que pueda ser presentado como TFG del grado de Ingeniería Energética de la UVA.

1.3 Competencias del proyecto

El Grado de Ingeniería Energética permite adquirir numerosos conocimientos y competencias a lo largo de sus cuatro años de duración. Por lo tanto, en el desarrollo de este proyecto se pondrán en práctica varios de esos conocimientos y competencias alcanzadas. En el marco de las competencias genéricas del plan de estudios, se pueden destacar:

- **Capacidad de análisis y síntesis.** Ser capaz de extraer los aspectos esenciales de un texto o conjunto de datos para obtener conclusiones

pertinentes, de manera clara, concisa y sin contradicciones, que permiten llegar a conocer sus partes fundamentales y establecer generalizaciones. Ser capaz de relacionar conceptos y adquirir una visión integrada, evitando enfoques fragmentados.

- **Capacidad de organización y planificación del tiempo.** Implica la organización personal de las tareas a realizar, considerando el tiempo que se requiere para cada una de ellas y el orden en que deben ser realizadas, con el objetivo de alcanzar las metas propuestas.
- **Capacidad de expresión escrita.** Requiere ser capaz de elaborar informes siguiendo las normas establecidas para su presentación, de estructurar correctamente el trabajo, de utilizar una ortografía y sintaxis correctas, de usar terminología y notaciones adecuadas, de utilizar tablas y gráficos, en su caso, acompañados de una breve descripción aclaratoria, y, por último, de hacer las referencias necesarias.
- **Capacidad para aprender y trabajar de forma autónoma.** Ser capaz de desarrollar una estrategia personal de formación, de evaluar el propio aprendizaje y encontrar los recursos necesarios para mejorarlo. Ser capaz de detectar las deficiencias en el propio conocimiento, y superarlas mediante la reflexión crítica. Ser capaz de hacer una búsqueda bibliográfica por medios diversos, de seleccionar el material relevante y de hacer una lectura comprensiva y crítica.
- **Capacidad de razonamiento crítico/análisis lógico.** Requiere ser capaz de analizar cada una de las situaciones planteadas, y tomar decisiones lógicas desde un punto de vista racional sobre las ventajas e inconvenientes de las distintas posibilidades de solución, de los distintos procedimientos para conseguirlas y de los resultados obtenidos.

Respecto a las competencias específicas en este TFG, resaltan:

- Conocimiento aplicado sobre energías renovables, hidrógeno y almacenamiento energético.
- Capacidad para conocer, evaluar, minimizar y gestionar el impacto ambiental de instalaciones energéticas.
- Capacidad para evaluar la influencia de la normativa ambiental en el diseño y operación de instalaciones energéticas.
- Conocimiento y aplicación de tecnologías medioambientales y sostenibilidad.

1.4 Estructura del proyecto

El proyecto está dividido en varios capítulos, con sus respectivos objetivos:

- Capítulo 2. Estado del arte: se encuentra dividida en cuatro partes. En la primera, se presentan las cualidades de la molécula de hidrógeno y sus fundamentos termodinámicos. En la segunda, se detallan los principales efectos del hidrógeno en la atmósfera, respecto al cambio climático. En la tercera, se resume el funcionamiento de las partes principales de la cadena de valor del hidrógeno. En la cuarta, se proporciona una descripción detallada de la manera en la que se producen las fugas a la atmósfera a lo largo de su cadena de valor.
- Capítulo 3. Metodología: se presentan los distintos métodos de determinación de las fugas de hidrógeno analizados, aplicados a la cadena de valor empleada por GEEDS.
- Capítulo 4. Resultados: determinación de emisiones de hidrógeno a la atmósfera asociadas a fugas, y se agrupan los valores obtenidos para proporcionar un único rango para cada proceso.
- Capítulo 5. Conclusiones: se muestran las principales conclusiones obtenidas tras el desarrollo de este trabajo.
- Capítulo 6. Bibliografía: aparecen reflejadas las diversas fuentes bibliográficas consultadas a la hora de la realización del proyecto. Aparecen colocadas por orden de aparición en el trabajo.

1.5 Objetivos de Desarrollo Sostenible

En 2015, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, que cuenta con una serie de objetivos globales para acabar con diversos desafíos a los que debe hacer frente el planeta, como el cambio climático, la desigualdad, la pobreza, la contaminación o las guerras [18]. Estos objetivos se conocen como Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).



Ilustración 3. Objetivos de Desarrollo Sostenible [18]

Este Trabajo de Fin de Grado trata de ayudar a lograr los siguientes objetivos:

7. Energía asequible y no contaminante

Este objetivo pretende “garantizar el acceso a una energía limpia y asequible, clave para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte” [19].

Gracias a la determinación de las emisiones atmosféricas asociadas a las fugas de hidrógeno, se podrá comprender y mejorar la cadena de valor del hidrógeno para evitar dichas fugas. De esta manera, se tratará de desarrollar este vector energético, ayudando a la descarbonización de diversos sectores que empleen esta fuente de energía, como en la industria, de manera asequible y no contaminante.

Este objetivo presenta varias metas, entre las que se pueden destacar [19]:

- “7.1: De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos”: gracias a la determinación de en qué lugares se producen dichas emisiones, se podrán desarrollar métodos de corrección que hagan del hidrógeno una fuente energética más asequible, fiable y moderna.
- “7.2: De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”: el hecho de reducir las emisiones atmosféricas de hidrógeno permitirá que haya una mayor cantidad de hidrógeno como producto final, reduciendo el coste económico y permitiendo aumentar a su vez en un futuro el uso de esta fuente energética.

- “7.3: De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética”: debido a reducir la cantidad de hidrógeno emitido, se podrán aumentar los rendimientos a lo largo de su cadena de valor, mejorando así la eficiencia energética de este vector energético.

9. Industria, innovación e infraestructura

“Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación” [20].

Con este trabajo de fin de grado, se pretende apoyar principalmente a la meta 9.4 “De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas”, ya que al tratar de determinar en qué zonas se producen las fugas de hidrógeno, se podrán desarrollar estudios centrados en corregir esas partes de la cadena de valor, muchas industriales, y convertir esas industrias en sostenibles, empleando mejor sus recursos y reduciendo sus impactos ambientales.

11. Ciudades y comunidades sostenibles

Con este objetivo, se intenta “lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles” [21].

Este trabajo de fin de grado se centra, dentro de las metas que engloba dicho objetivo, en la meta 11.6 “De aquí a 2030, reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, incluso prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de los desechos municipales y de otro tipo”, pues se podrá comprobar las emisiones en el ámbito residencial, como calderas, o en medios de transporte en las ciudades que empleen hidrógeno, para así poder corregirlo y mejorar la calidad del aire en las ciudades.

13. Acción por el clima

“El cambio climático se debe a las actividades humanas y amenaza la vida en la Tierra tal como la conocemos” [22].

Gracias a este trabajo, se intenta, de entre todas las metas de este objetivo, aportar a 13.2 “Incorporar medidas relativas al cambio climático en las

políticas, estrategias y planes nacionales”, debido a que con él se busca poner énfasis en la importancia de ver las consecuencias ambientales de la emisión de hidrógeno a la atmósfera y reducirlas, para poder garantizar su uso como sustitutivo de fuentes de energía no renovables, y ayudar a reducir el cambio climático.

2 Estado del arte

2.1 La molécula del Hidrógeno H_2 : fundamentos termodinámicos

El hidrógeno es un elemento químico representado por el símbolo H y con número atómico 1. Es el más ligero y abundante del universo, formado por un solo protón y un electrón en su forma isotópica más abundante. En su estado natural, se encuentra como un gas sin color, sin olor y altamente inflamable, existiendo en moléculas diatómicas (H_2).

En nuestro planeta es muy abundante, pero no se encuentra en estado puro en la naturaleza, sino que se halla combinado con otros elementos, como componente esencial del agua (H_2O) y de múltiples compuestos tanto orgánicos como inorgánicos.

El peso molecular del hidrógeno es más bajo que cualquier otro gas, por lo que sus moléculas se mueven más rápido a una determinada temperatura, y se difunde muy rápido. Como es tan pequeño, es capaz de introducirse en los huecos de materiales, afectando a sus propiedades y provocando que dichos materiales sean incapaces de retenerlo. Así, puede escapar a través de diversos elementos, especialmente en uniones entre estructuras, como en juntas.

Presenta una alta densidad energética en masa, pero una baja densidad energética en volumen, 119,83 MJ/kg y 10,637 MJ/m³ respectivamente [23]. Es decir, no es posible acumular una gran cantidad de hidrógeno en masa dentro de un volumen comprensible. Para poder aumentar su densidad energética, es interesante la opción de cambiarlo a estado líquido, pero presenta algunas desventajas, debido a que sus puntos de fusión y ebullición se encuentran en unas condiciones de temperatura muy bajas, por lo que es necesaria una gran cantidad de energía para llevarlo a cabo.

Tabla 1. Propiedades del hidrógeno [24]

Normal hydrogen (protium)	
Atomic hydrogen	
Atomic number	1
Atomic weight	1.0080
Ionization potential	13.595 eV
Electron affinity	0.7542 eV
Nuclear spin	1/2
Nuclear magnetic moment (nuclear magnetons)	2.7927
Nuclear quadrupole moment	0
Electronegativity (Pauling)	2.1
Molecular hydrogen	
Bond distance	0.7416 Å
Dissociation energy (25°C)	104.19 kcal/mol
Ionization potential	15.427 eV
Density of solid	0.08671 g/cm ³
Heat of fusion	28 cal/mol
Density of liquid	0.07099 (−252.78°C)
Boiling point	−252.77°C
Heat of vaporization	216 cal/mol
Critical density	0.0310 g/cm ³
Heat of combustion to water (g)	−57.796 kcal/mol

En la

Tabla 1 se pueden observar algunas de las propiedades del hidrógeno, entre las que destacan el punto de ebullición a -252,77 °C, o su densidad en estado líquido, 70,99 kg/m³.

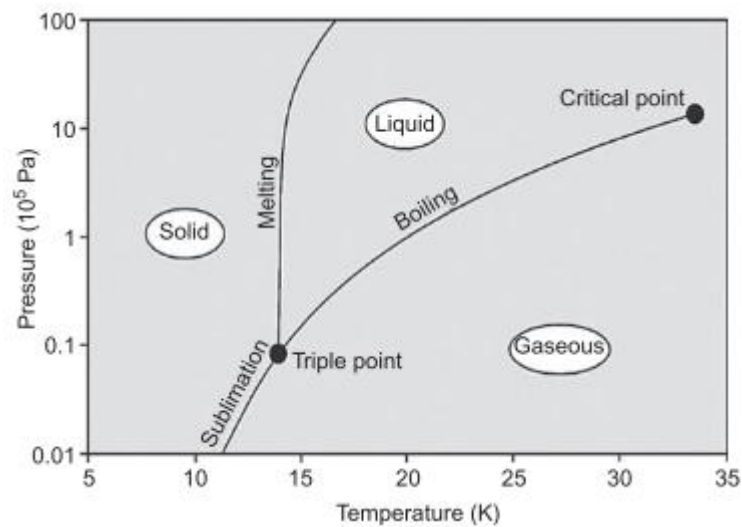


Ilustración 4. Diagrama de fases del hidrógeno [24]

Como se puede comprobar en la Ilustración 4, los puntos de ebullición y de fusión se encuentran a temperaturas cercanas a los 0 K, por lo que supone un gran coste energético convertirlo de estado gaseoso a líquido, además de que dicho estado es algo inestable, pues una pequeña variación en la temperatura puede hacer que ebullición y se convierta en gas rápidamente. Las propiedades del hidrógeno en su punto crítico son 33,145 K de temperatura y 1,293 MPa de presión, mientras que las del punto triple son 13,8033 K de temperatura y $7,042 \cdot 10^{-3}$ MPa de presión [25].

2.2 Impacto del H₂ emitido a la atmósfera

El tiempo de vida del hidrógeno cuando es emitido a la atmósfera, como residuo o como fugas, es relativamente pequeño, entre 1,4 y 2,1 años [26]. Durante ese periodo de tiempo, sigue principalmente dos rutas. Entre un 70% y un 80% del hidrógeno emitido es captado por el suelo a través de procesos de difusión y actividad bacteriana, mientras que entre el 20% y el 30% restante se oxida al interactuar con los radicales de hidroxilo (OH) presentes de forma natural [27].

Este 20% o 30% del hidrógeno emitido, primero pasa por zonas de la atmósfera en las que abundan los radicales de OH, que se encuentran en la troposfera, y ahí el hidrógeno se oxida. Más adelante, en zonas tropicales, el hidrógeno restante que no ha sido oxidado puede traspasar la zona en la que la troposfera y la estratosfera se encuentran y pasa a la estratosfera. Ya dentro de la estratosfera, el hidrógeno tiene aún un tiempo de vida suficiente para cruzar las dos zonas en las que se divide la estratosfera, que son la

estratosfera inferior y la estratosfera superior, y durante su estancia en estas zonas, puede ser eliminado también al reaccionar con los radicales de OH.

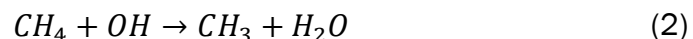
La reacción que lleva a cabo el hidrógeno al oxidarse con los radicales de OH es la siguiente [28]:



Esta reacción tiene diversos efectos en la atmósfera, pero principalmente afecta a dos de sus gases, el ozono y el metano.

Para poder explicar más en detalle los efectos del hidrógeno en esos gases, es necesario fijarse en la reacción de oxidación del H_2 . Como se puede ver, genera vapor de agua, por lo que, si esta reacción se produce en la estratosfera, aumentará el nivel de vapor de agua en esta capa, generando así un enfriamiento. Debido al enfriamiento de la estratosfera, se puede ver afectada la distribución de las nubes polares que se encuentran en esta capa, aumentando la cantidad de estas nubes, que son muy importantes a la hora de la formación de agujeros en la capa de ozono, repercutiendo negativamente en la regeneración de la capa de ozono [29]. Esto sucede debido a que esas nubes polares de la estratosfera perturban el estado de especies potencialmente destructoras de la capa de ozono que se encuentran inactivas, como el nitrógeno y cloro, haciendo que dejen de estar inactivas, y favoreciendo así la aparición de agujeros en esas zonas polares [30].

El hecho de reaccionar con los radicales de OH, hace que la cantidad de este agente oxidante en la atmósfera se vea reducido, impidiéndole reaccionar con el metano (CH_4) para sí eliminarlo mediante la siguiente reacción [28]:



Como los radicales de OH son el principal agente oxidante del metano, la oxidación del hidrógeno impide la eliminación del metano de la atmósfera, aumentando así su tiempo de vida [31]. Esto también afectaría a su GWP, aumentándolo gracias al alargue del periodo de tiempo que dura en la atmósfera.

Además, la oxidación del hidrógeno en la troposfera puede llegar a generar ozono, que es un GEI, mediante una serie de reacciones químicas del H formado, como las siguientes [32]:



El ozono se puede encontrar principalmente en dos zonas atmosféricas, en la troposfera y en la estratosfera, y dependiendo de en qué zona se encuentre, es considerado un gas de efecto invernadero directo o indirecto.

Si se encuentra en la troposfera, es considerado un GEI directo, debido a que absorbe directamente la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre, aumentando el calentamiento global [33]. Si, por el contrario, se habla del ozono localizado en la estratosfera, es decir, del ubicado en la capa de ozono, es considerado como un GEI indirecto, ya que influye indirectamente en el clima, pues al disminuir su concentración, puede influir en los patrones de viento en latitudes altas, en la distribución de lluvias y temperaturas en diversas regiones, y en el transporte de calor entre el ecuador y los polos [34]. El metano es considerado también un GEI, puesto que tiene la capacidad de absorber parte de la radiación emitida por la superficie terrestre, y la emite en todas las direcciones, reduciendo la cantidad de radiación que escapa al espacio, es decir, produce un aumento en la temperatura global del planeta manteniendo el calor reflejado por la superficie al exterior.

La forma más común de medir los impactos en el calentamiento global de un determinado gas y de compararlo con otros gases es mediante el Potencial de Calentamiento Global, o Global Warming Potential (GWP) en inglés. Permite cuantificar cuánto calor puede atrapar un GEI en la atmósfera durante un cierto periodo de tiempo, comparándolo con el CO_2 , que se toma de referencia. Se suelen analizar diversos periodos de tiempo, normalmente 20, 100 o 500 años, pero en particular se emplea el GWP_{100} . Con esta medida es un poco complicado comparar el ozono con el metano y el hidrógeno, ya que el ozono no tiene un GWP estándar, pues tiene un ciclo de vida corto, se forma y se destruye localmente y su influencia climática depende de la zona de la que se hable. En cuanto al metano, presenta un GWP_{100} de 30 [35]. El hidrógeno también es algo difícil de incluir en esta medida, ya que como es considerado un GEI indirecto, los estudios que se hacen tratando de determinar su valor no coinciden. Unos fijan el GWP_{100} en 11 [36], otros en 5 [37] y otros en 3,3 [38]. Estos dos últimos valores pertenecen a dos estudios distintos, realizados por los mismos investigadores, con una diferencia de 19 años entre uno y otro. En el publicado más recientemente, en el que atribuyen un valor de 5, comentan que, debido a las incertidumbres en los modelos globales de química y transporte atmosférico (CTM) que emplean, no son capaces de asegurar que la diferencia entre el valor aportado mediante este estudio y el proporcionado en el previo, tiene alguna importancia en términos políticos [37]. Además, el hidrógeno tiene un corto tiempo de vida en la atmósfera como contaminante, por lo que sería recomendable emplear otro valor de GWP, no el GWP_{100} . Por ejemplo, el GWP_{20} del hidrógeno tiene un valor más alto que el respectivo GWP_{100} , al igual que sucede con el metano, debido a que sus efectos son más severos en los primeros años en la atmósfera, dado su tiempo de vida [39]. Una buena opción sería emplear ambos, tanto el

GWP₂₀ como el GWP₁₀₀. Con todo ello, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) recomienda no emplear este método de medida para determinar el impacto de contaminantes con un corto periodo de vida, y en su lugar, usar otros, como proporcionar la cantidad emitida a la atmósfera [40,41]. A pesar de ello, el método del GWP es útil para comparar, por ejemplo, el efecto del hidrógeno con el del metano, que tal y como se ha mostrado, es mucho menor el del primero.

Por otro lado, hay estudios que afirman que los efectos previamente mencionados no suponen en realidad un gran riesgo, y que su efecto sobre el cambio climático no es tan importante como podría parecer. Por ejemplo, un estudio asegura que el impacto de la oxidación del hidrógeno en la generación de vapor de agua en la estratosfera no supondría un gran problema climático, ya que la pérdida de ozono en las zonas polares en las que este efecto se produciría sería muy escasa [42].

Otro estudio comenta que, a pesar de que un aumento de la concentración de hidrógeno en la estratosfera supone una reducción en la cantidad de ozono en esta misma capa, esto se vería compensado con un incremento en la concentración de ozono en la troposfera gracias a la serie de reacciones químicas con el H formado, comentadas anteriormente [43]. Por ello, el impacto de la oxidación del hidrógeno no afectaría en gran medida a la concentración de ozono atmosférico.

También hay algún estudio que menciona que, a pesar de que la oxidación del hidrógeno aumenta el tiempo de vida del metano debido a la reducción de la cantidad de radicales OH en la atmósfera, existen evidencias de que esos radicales son a su vez regenerados, dando lugar a la eliminación del metano atmosférico [32].

A pesar de que estas investigaciones afirmen que el aumento de la concentración de hidrógeno en la atmósfera debido a emisiones y fugas a lo largo de su cadena de valor no supondrá en gran medida un aumento del cambio climático, todas ellas concluyen que es necesario que se siga investigando en estos aspectos para poder aclarar los impactos y llegar a posturas comunes, y que las futuras investigaciones deben centrarse en comprender el posible impacto climático e indagar en la química de la oxidación secundaria del hidrógeno. También es importante mencionar que, debido a la situación energética actual del planeta, y a las políticas energéticas que están surgiendo últimamente, es muy probable que el uso de tecnologías en base al hidrógeno aumenten según avancen los años, así como la presencia de este gas en la atmósfera, por lo que será necesario seguir investigando acerca de sus efectos atmosféricos, para poder garantizar que su uso no tenga efectos severos en el aumento del cambio

climático, y si no es el caso, promover tecnologías que eviten su emisión a la atmósfera.

2.3 Cadena de valor energética del H₂

El modelo WILIAM presenta como una de sus partes fundamentales en su módulo de energía, la cadena de transformación energética. En ella, se muestra en detalle la estructura de la cadena energética, junto con los diversos procesos de transformación y sus respectivos flujos energéticos de entrada y de salida [14].

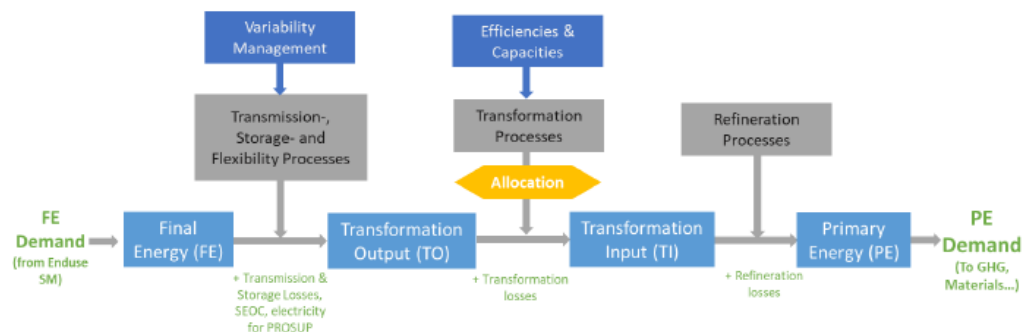


Ilustración 5. Estructura de la cadena de transformación energética de WILIAM [14]

En la Ilustración 5 se puede comprender de qué manera emplea WILIAM la denominada cadena de transformación energética. Mediante un enfoque bottom-up, comienza con la información energética de la demanda final (FE) de todos los sectores no energéticos que considera, para así poder estimar la cantidad de energía primaria (PE) que será necesaria demandar para poder satisfacer a dichos sectores. Entre medias, toma en consideración información necesaria para realizar las estimaciones, como pérdidas energéticas durante el almacenamiento y transporte [14].

Según este esquema de la cadena de transformación energética, en WILIAM se desarrolla el caso específico para el sector energético del hidrógeno, y a lo largo de este trabajo de fin de grado se hará referencia a el caso específico del hidrógeno como la cadena de valor del hidrógeno.

Esta cadena de valor está diferenciada en cinco aspectos: la producción, el tratamiento, el almacenamiento, el transporte y los usos finales.

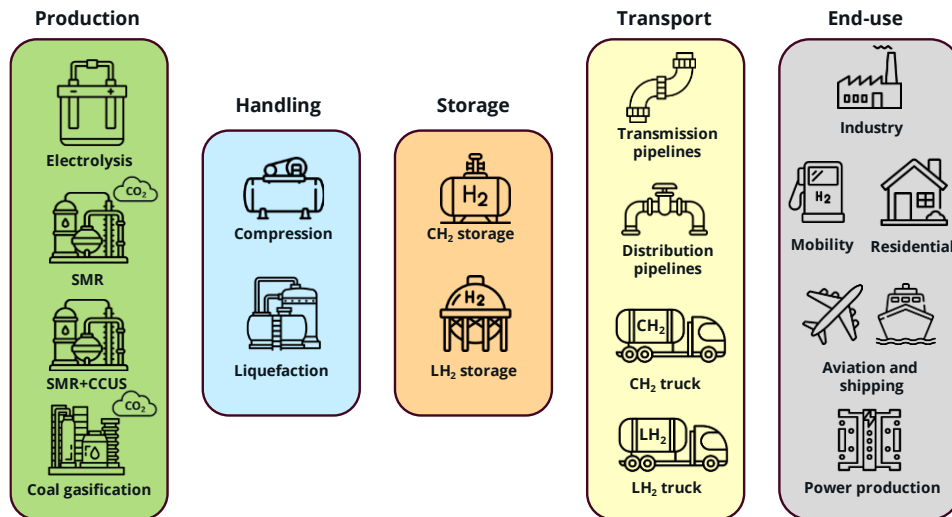


Ilustración 6. Cadena de valor del hidrógeno [44]

En cuanto a la producción, se habla del color del hidrógeno debido a que, dependiendo del proceso de obtención, se le clasifica en diversos colores [45]:

- Hidrógeno **negro** o **marrón**: hidrógeno producido mediante el carbón gasificado. La diferencia entre negro y marrón indica el tipo de carbón, bituminoso o lignito, respectivamente.
- Hidrógeno **gris**: hidrógeno producido a partir del gas natural, principalmente metano, mediante el reformado con vapor de metano, que genera una mezcla de gas sintético de hidrógeno y dióxido de carbono. Además, a este proceso se le añade el proceso de Water-Gas Shift, que sirve para aumentar el rendimiento del hidrógeno.
- Hidrógeno **azul**: hidrógeno producido a partir del gas natural mediante reformado con vapor de gas, combinado con captura y almacenamiento de CO_2 (CCS). Emite una menor cantidad de CO_2 que el hidrógeno gris, idealmente hasta un 95% menos.
- Hidrógeno **verde**: hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con energías renovables, como solar o eólica. No emite emisiones de CO_2 durante la producción.
- Hidrógeno **amarillo**: hidrógeno producido mediante electrólisis alimentada con energía solar. Se le puede considerar un tipo de hidrógeno verde.
- Hidrógeno **rosa**: hidrógeno producido a partir de la electrólisis del agua alimentada con energía nuclear.
- Hidrógeno **morado**: hidrógeno producido por la electrólisis del agua usando energía nuclear y calor.
- Hidrógeno **rojo**: hidrógeno producido mediante la división catalítica del agua a alta temperatura, empleando el calor y vapor generados por

plantas nucleares, que requiere una menor cantidad de electricidad que la electrólisis tradicional.

- Hidrógeno **turquesa**: hidrógeno producido a partir del gas natural, mediante la pirólisis del metano. Se descompone el gas natural en hidrógeno y carbón sólido a altas temperaturas.
- Hidrógeno **naranja**: hidrógeno producido con plástico usado como materia prima. Se encuentra en desarrollo, con diversas tecnologías y métodos de producción, como pirólisis, catálisis por microondas o foto-reformado.
- Hidrógeno **blanco**: hidrógeno producido de forma natural, mediante procesos geológicos.

Una vez producido, se puede llevar a cabo un tratamiento del hidrógeno, con el fin de facilitar las siguientes fases de la cadena de valor. Para ello, se puede comprimir o licuar, es decir, convertirlo al estado líquido.

El hidrógeno puede ser almacenado, dependiendo del tratamiento que se realice al hidrógeno [46]:

- Almacenamiento con métodos de compresión: se emplean altas presiones para almacenar el hidrógeno en estado gaseoso.
- Almacenamiento con métodos de licuado: se mantiene el hidrógeno a temperaturas por debajo de su punto crítico de 33,145 K, o de 20 K a presión atmosférica [25], para poder almacenarlo en estado líquido.
- Almacenamiento con métodos de crio-compresión: se mantiene el hidrógeno a presiones de unos 250-300 bar más altas que su presión crítica de 1,296 MPa, y temperaturas más bajas que su temperatura crítica de 33,145 K [25]. Mezcla tecnologías de hidrógeno licuado y comprimido.
- Almacenamiento con métodos de fisisorción o adsorción física: existen diferentes materiales, pero destacan aquellos basados en el carbono en los que el hidrógeno es almacenado en los poros de nanotubos de carbono, fibras de carbono o carbono activado, o las estructuras orgánicas de metal (MOF's).
- Almacenamiento con métodos químicos: destaca el almacenamiento en hidruros metálicos, en los que se hace reaccionar algunos metales con hidrógeno a altas temperaturas, dando lugar a compuestos sólidos a presión y temperatura ambientes, y los portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC), que consiste en un compuesto químico orgánico pobre en hidrógeno y una molécula orgánica rica en hidrógeno, convirtiendo el compuesto químico pobre en hidrógeno en uno rico en él mediante una reacción reversible de hidrogenación catalítica.

Para poder transportarlo, se emplean diversos métodos, dependiendo del medio de transporte empleado [43]:

- Transporte por tuberías: se transporta el hidrógeno en estado gaseoso, empleando o bien tuberías específicas para hidrógeno, o empleando las ya existentes para gas natural.
- Transporte por camión: se transporta el hidrógeno en tanques cargados por camiones, con la posibilidad de que el hidrógeno se encuentre comprimido o licuado.
- Transporte por barco: al igual que por camión, el hidrógeno se encuentra en tanques, y puede hallarse comprimido o licuado.

Por último, al hidrógeno se le pueden dar diversos usos [47]:

- Generación de calor en el ámbito residencial.
- Generación de energía en turbinas de gas.
- Combustible.
- Generación de electricidad en celdas de combustible.
- Materia prima de la industria metalúrgica o química: para fabricar cristal

2.4 Mecanismos de emisión de hidrógeno en su cadena de valor

El estudio de GEEDS acerca de las emisiones a la atmósfera asociadas a las fugas de hidrógeno no abarca todas y cada una de las partes específicas de la cadena de valor en detalle, sino que se centra en las que tienen un mayor desempeño en la economía actual del hidrógeno y en las que se espera que en un futuro sean las más empleadas, debido a que se encuentran a un nivel de desarrollo tecnológico elevado.

2.4.1 Producción

En la fase de producción, el estudio de GEEDS no abarca todos y cada uno de los métodos de producción, sino que desarrolla aquellos que suponen la mayor parte de la producción de hidrógeno actual: generación mediante electrólisis; reformado de metano con vapor con y sin captura y almacenamiento de dióxido de carbono; y gasificación de carbón.

Electrólisis

La electrólisis es la tecnología más desarrollada y efectiva de entre los distintos métodos de división del agua (water splitting). De manera simplificada, la electrólisis consiste en la rotura de una molécula de agua

con un cátodo y un ánodo sumergidos en agua con un electrolito, al que se le aplica una corriente eléctrica. Entonces, el agua se divide y genera hidrógeno, que es recogido por el cátodo, y oxígeno, en el ánodo, gracias a una membrana que por diferencia de presiones separa ambas partes. Esa división del agua supone la siguiente reacción:



Dentro de la propia electrólisis, existen diferentes tipos, dependiendo de la tecnología que empleen, y las más usadas son la alcalina, la de membrana polimérica electrolítica (PEM) o de óxido sólido (SOEC).

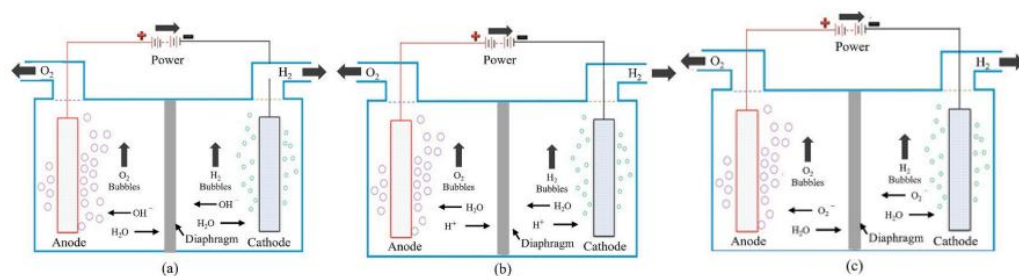


Ilustración 7. Esquema de las tres principales tecnologías de la electrólisis del agua, a) alcalina, b) PEM, c) SOEC [48]

En la Ilustración 7 se pueden ver las principales diferencias entre cada una de las tecnologías. Mientras que en la Ilustración 7.a) el electrolito es de hidróxido de potasio (KOH) en solución y los iones que se transportan son OH^- , en la Ilustración 7.b) el electrolito es una membrana polimérica conductora de protones y los iones transportados son H^+ , y en la Ilustración 7.c) el electrolito es una cerámica sólida conductora de oxígeno y los iones transportados son O^{2-} [48].

Las fugas de hidrógeno más relevantes producidas en esta tecnología pueden achacarse a varios factores, como la ventilación en arranques y paradas, la ventilación del oxígeno del ánodo, y a las purgas [47]. Cuando se realiza la electrólisis, el hidrógeno se acumula en el cátodo, y el oxígeno en el ánodo, el cual, es expulsado a la atmósfera mediante ventilación, existiendo una posibilidad de que, al separar el hidrógeno del oxígeno mediante una membrana, parte del hidrógeno en el cátodo cruce la membrana y se mezcle con el oxígeno acumulado en el ánodo, de tal manera que sea expulsado a la atmósfera [49]. Durante los arranques y paradas, los gases acumulados en el cátodo son ventilados y expulsados con la intención de eliminar cualquier mezcla explosiva que pueda poner en peligro la seguridad del electrolizador, conteniendo dicha mezcla una pequeña parte

de hidrógeno [49]. Después de que tenga lugar la electrólisis, el hidrógeno sufre un proceso de purga, para alcanzar los niveles de pureza requeridos para su uso, eliminando así humedad, oxígeno y nitrógeno presentes. El sistema de purgas suele tener dos elementos iguales, y mientras que uno se encuentra en funcionamiento, el otro se regenera eliminando el agua absorbida mediante un flujo de hidrógeno, que es expulsado al exterior [47].

Reformado de metano con vapor

El reformado de metano con vapor (Steam Methane Reforming -SMR- en inglés), consiste en hacer reaccionar CH_4 con vapor de agua, en unas condiciones de presión y temperaturas altas, entre 1,5 MPa y 5 MPa de presión y 973 K y 1273 K de temperatura [50], y en muchas ocasiones, empleando níquel como catalizador.

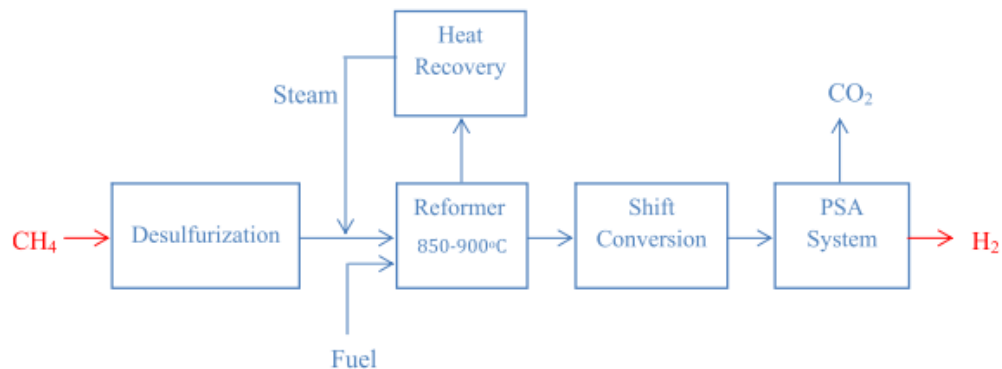
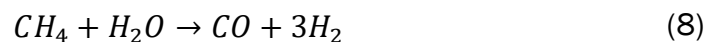


Ilustración 8. Diagrama de los procesos del reformado de metano con vapor, SMR [51]

Como se puede ver en la Ilustración 8, se mezcla metano con vapor de agua a altas temperaturas, de tal manera que ocurre la siguiente reacción, produciendo un syngas [51]:



A continuación, con la intención de enriquecer con hidrógeno la mezcla, y evitar la formación de coque en el catalizador, se realiza una reacción de desplazamiento del gas-agua (Water-Gas Shift -WGS-), en la que el monóxido de carbono (CO) del syngas reacciona con vapor de agua, generando CO_2 y H_2 de la siguiente manera [51]:



Una vez enriquecida la mezcla, se procede a separar el CO_2 del H_2 mediante diversos métodos [52]: adsorción por cambio de presión (PSA); adsorción con disolvente; membranas poliméricas o metálicas; separación criogénica. La Ilustración 8 muestra una adsorción por cambio de presión. Como se genera CO_2 , a este proceso se le puede acoplar otro de captura y almacenaje

de dióxido de carbono, de manera que las emisiones asociadas de este GEI se reduzcan drásticamente. Ese CO₂ puede ser inyectado en zonas de extracción de gas natural o petróleo que ya se encuentren agotadas, en acuíferos salinos, en el océano, o emplearse en procesos que requieran dicho gas [53,54].

En cuanto a las fugas de hidrógeno, estas pueden producirse tanto durante los arranques como en las paradas del sistema, ya que en los arranques es necesario esperar a que el hidrógeno generado alcance un nivel adecuado de pureza, expulsando a la atmósfera las mezclas no aptas, y en las paradas se realizan purgas para eliminar los gases de producción, enviándolos también a la atmósfera; además, durante la separación de CO₂ y H₂ pueden producirse fugas adicionales, dado que el hidrógeno puede atravesar hacia la zona del dióxido de carbono y liberarse al ambiente [47]. Si se le acopla al proceso captura y almacenaje de CO₂, se pueden producir más fugas, pues se añaden más procesos y más complicados [55].

Gasificación del carbón

La gasificación del carbón consiste en hacer reaccionar el carbón con vapor de agua y aire para producir syngas, y así más adelante extraer el hidrógeno que contiene. Primero, el carbón se seca para eliminar impurezas y residuos. A continuación, ese carbón seco se pone en contacto con oxígeno para que la reacción exotérmica de una combustión parcial pase de estado sólido a gas, de manera que, más adelante, ese carbón gasificado reaccione con vapor de agua para generar syngas. Las reacciones que se producen son las siguientes [56]:



Una vez obtenida la mezcla, se procede a enfriarlo y limpiarlo para eliminar diversos productos que no se aprovechan, como cenizas o gases contaminantes. Además, se puede realizar una WGS para enriquecer aún más de hidrógeno la mezcla, y así más adelante separar el H₂ de los componentes restantes del syngas mediante diversos métodos [52]: adsorción por cambio de presión (PSA); adsorción con disolvente; membranas poliméricas o metálicas; separación criogénica.

Las emisiones asociadas a las fugas de hidrógeno a la atmósfera durante este proceso se producen principalmente en dos etapas: primero, durante el transporte del gas desde el reactor, donde tiene lugar la reacción de reformado, hasta las unidades de limpieza encargadas de eliminar impurezas [57]; y segundo, tanto en la etapa de separación del hidrógeno del resto de los gases presentes en la mezcla como durante la WGS de la Ecuación 9, en la que pueden producirse fugas si el hidrógeno se mezcla con

otros gases residuales y escapa hacia la atmósfera, tal y como sucede durante la separación del H_2 .

2.4.2 Tratamiento

Una vez producido, el hidrógeno es tratado para facilitar su almacenamiento o transporte. Por lo tanto, el hidrógeno es tratado comprimiéndolo o licuándolo.

Compresión

La forma más sencilla de tratar el hidrógeno es mantenerlo en su estado natural, es decir, en estado gaseoso. Como es un gas, es conveniente reducir su volumen lo máximo posible dentro de unos niveles de seguridad, para poder transportar o almacenar una mayor cantidad. Durante el proceso de compresión, se pueden producir diversas emisiones asociadas, principalmente debidas a la permeación a través de los sellos en los compresores y a las purgas durante los arranques y paradas [47].

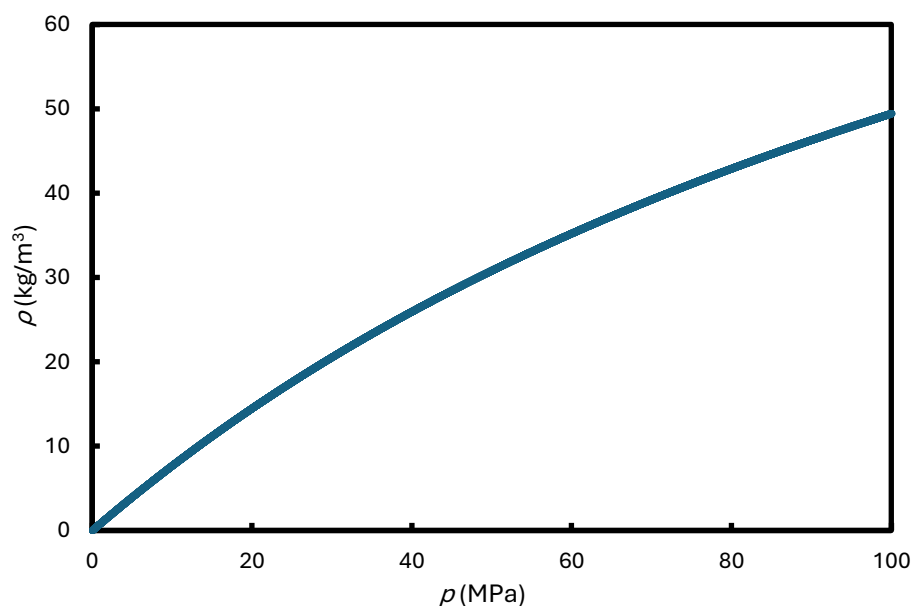


Ilustración 9. Densidad del hidrógeno en kg/m^3 en función de la presión en MPa, a temperatura constante de 298 K. Generado utilizando REFPROP [25]

En la Ilustración 9 se puede ver cómo evoluciona la densidad en función de la presión del hidrógeno, a una temperatura constante de 298 K. La gráfica representa el comportamiento de un gas alejado de sus condiciones de saturación. La sensibilidad de la densidad del hidrógeno a la presión es

mucho menor que la del metano ($342,39 \text{ kg/m}^3$ a 298 K y 100 MPa) o nitrógeno ($573,10 \text{ kg/m}^3$ a 298 K y 100 MPa) [25].

Licuado

Otra forma de tratar con él es mediante el proceso de licuado de hidrógeno, que consiste en transformar el H_2 gaseoso en estado líquido mediante un enfriamiento a temperaturas de 20 K , presiones de 0.1 MPa , encontrándose el hidrógeno a una densidad de $71,277 \text{ kg/m}^3$ [25]. Son condiciones extremadamente bajas, lo que conlleva unos altos costes y requerimientos tecnológicos y energéticos elevados. Esto se realiza para aumentar la densidad energética por volumen, ya que ocupa menos espacio que en estado gaseoso. La mayor parte de las fugas se producen debido a lo difícil que resulta mantener el hidrógeno en dicho estado, ya que una pequeña variación en sus propiedades termodinámicas hace que el hidrógeno se evapore y escape al exterior en el fenómeno llamado Boil-off [39].

2.4.3 Almacenamiento de hidrógeno

Una vez tratado, el hidrógeno es almacenado, y dependiendo del estado en el que se encuentre se clasifica en almacenamiento de hidrógeno comprimido o líquido.

En estado gaseoso, el hidrógeno se puede almacenar principalmente en tanques presurizados de diversas formas [58]: tanques esféricos; tanques cilíndricos; almacenamiento en tuberías. En estos receptáculos, el hidrógeno puede fugarse por diversos sitios: primero, mediante difusión a través del material del tanque; y segundo, a través de juntas y sellos [47,59]. El nivel de fuga depende de la presión a la que se almacena, del periodo de tiempo que se mantiene almacenado, y del material del que esté hecho el tanque y las juntas.

A la hora de almacenarlo en estado líquido, el método más empleado también es realizarlo en tanques, con la característica de que tienen doble pared con vacío entre ellas, para disminuir lo máximo posible la transferencia de calor con el exterior. La mejor manera de realizar este almacenamiento es mediante tanques esféricos, ya que minimizan la superficie en contacto con el exterior y, por tanto, reducen el calor intercambiado entre el recipiente y el ambiente, como se observa en los mayores receptáculos de hidrógeno líquido del mundo, ubicados en Cabo Cañaveral (EE. UU.) y operados por la NASA, capaces de almacenar entre 230 y 270 toneladas [58]. Las emisiones asociadas principalmente se

generan debido a que, aunque se trate de minimizar la transferencia de calor del hidrógeno líquido con el exterior, el H_2 evapora y se convierte en estado gaseoso, aumentando la presión del tanque y haciendo necesaria la expulsión de esas cantidades al exterior, además del escape del hidrógeno debido a su evaporación durante la carga y descarga de los tanques de almacenamiento [43,60].

2.4.4 Transporte de hidrógeno

A continuación, el hidrógeno pasa a ser transportado para su posterior uso. Para ello, puede seguir diversas rutas.

Gasoductos

El hidrógeno gaseoso puede ser transportado mediante tuberías. Para ello, se puede realizar creando nuevas tuberías específicamente para hidrógeno, o emplear las que ya existen para transportar gas natural, y o bien hacer pasar únicamente hidrógeno por esas tuberías, o emplear el blending de hidrógeno. Esto consiste en mezclar hidrógeno gaseoso con gas natural en la red de distribución de gas natural, en diferentes proporciones, para facilitar el transporte de hidrógeno a gran escala de forma eficiente y acelerar su uso en distintos sectores energéticos, con la intención de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [61]. Las proporciones permitidas sin tener que cambiar los equipos de la red de gas natural varían, dentro de la Unión Europea, dependiendo del país en el que se encuentre la red de distribución, pero principalmente son mezclas entre un 5% y un 20% en hidrógeno gaseoso [62]. Según un informe realizado por la *Technical Association of the European Gas Industry*, se afirma lo siguiente [62,63]: se espera que los principales elementos de transporte, almacenamiento y distribución de gas acepten un 10% en volumen de hidrógeno sin necesidad de cambios; existen redes residenciales en funcionamiento con un 20% en volumen de hidrógeno; que se pueda alcanzar concentraciones superiores al 20% mediante sustituciones o innovaciones.

Se pueden diferenciar dos tipos de tuberías dependiendo de la función que realicen, de transmisión o de distribución. La principal diferencia radica en que, mientras que las tuberías de transmisión comunican las zonas de producción o almacenamiento con los centros de consumo o las redes de distribución, las tuberías de distribución comunican las estaciones de regulación con los usuarios finales, como hogares, comercios, o industrias [64]. Esta diferencia también se puede traducir en términos de presión, ya que las tuberías de transmisión transportan el fluido a mayores presiones

que las de distribución. Las causas más importantes de las fugas de hidrógeno son durante la propia circulación por las tuberías, por la difusión a través del material del que están hechas las tuberías, a través de juntas, válvulas o en el compresor, y debido a ventilaciones o purgas [47,59].

Transporte por carretera

El hidrógeno gaseoso también se puede transportar mediante camiones con tanques presurizados. Las emisiones asociadas a las fugas de hidrógeno durante estos transportes se producen principalmente en las purgas de las mangueras de los camiones durante las cargas y descargas, en accesorios del camión y en válvulas, o también, en el propio tanque de almacenamiento, tal y como se comentó en el capítulo 2.4.3 [39].

El hidrógeno líquido, principalmente se transporta mediante camiones que presentan tanques especializados en mantener esas propiedades necesarias para garantizar el estado líquido del hidrógeno en todo momento. Las fugas se producen principalmente debido a las evaporaciones que tienen lugar en las mangueras en los procesos de carga y descarga del tanque, y de la evaporación en el propio tanque -boil-off-, exactamente igual que lo explicado en el capítulo 2.4.3 [43,60].

Barcos

Este medio de transporte es rentable para distancias mayores de 6000 km [65]. Se encuentra en fase experimental y aún no se han realizado trayectos consolidados y continuos de transporte de hidrógeno en vía marítima por barcos. En cuanto al transporte de hidrógeno comprimido, actualmente hay proyectos en desarrollo, pero que no están listos para realizar trayectos a escala comercial, como el de Global Energy Ventures (GEV), un barco de C-H₂ que se encuentra en desarrollo [66]. El transporte de hidrógeno líquido se encuentra algo más avanzado que el de hidrógeno comprimido, pero aún no se emplea a gran escala. Existen prototipos y algún barco comercial, pero son limitados. Por ejemplo, el Suiso Frontier de Japón, el primer barco desarrollado para transportar exclusivamente hidrógeno líquido, y que ha hecho pruebas entre Australia y Japón [67].

2.4.5 Uso del hidrógeno

La utilidad del hidrógeno en sus etapas finales es muy diversa:

- Usos industriales.
- Uso directo o como materia prima para combustibles en el transporte.

- Uso residencial.
- Generación de energía.

Usos industriales

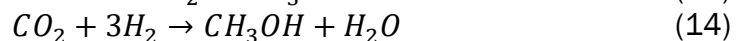
En cuanto a los usos industriales que se le puede dar al hidrógeno, destacan [68]: plantas químicas de producción de amoníaco; refinado de petróleo; producción de metanol; industria del acero. En todos estos procesos industriales, las zonas críticas en las que se suelen producir fugas de hidrógeno se localizan en las válvulas, bridas y cierres, especialmente cuando están sometidas a altas condiciones de presión y temperatura [69].

Las plantas químicas de producción de amoníaco emplean el hidrógeno como materia prima mediante el proceso conocido como proceso Haber-Bosch, en el que se sintetiza amoníaco a partir de los gases de nitrógeno e hidrógeno [70]:



En el refinado de petróleo, el hidrógeno se emplea como un reactivo químico para lograr un aumento en la calidad de los productos de las refinerías y eliminar impurezas como los metales pesados, el nitrógeno y el azufre. Principalmente, se emplea el hidrógeno en los procesos de hidrocrackeo e hidrotratamiento [71].

En la producción de metanol, el hidrógeno se usa como materia prima, haciendo que reaccione o con CO, o bien con CO₂ para generar metanol, en una reacción catalítica y de forma exotérmica [72]:



En industria del acero, el hidrógeno puede usarse como agente reductor para descarbonizar las plantas de fabricación de hierro, a través de inyecciones en el alto horno como reductor auxiliar, o como reductor principal en el alto horno, sustituyendo al carbón a la hora de convertir óxidos de hierro en hierro metálico, evitando que se genere como producto CO₂ y produciéndose en su lugar vapor de agua [73].

Usos en el transporte

Otro uso del hidrógeno es como combustible para vehículos. Si hablamos de hidrógeno gaseoso, se puede emplear en coches, camiones, autobuses o trenes, mayoritariamente. Para fomentar su uso, son necesarias las estaciones de repostaje. En ellas, las principales causas de emisiones asociadas a fugas son el almacenaje en tanques presurizados debido a la difusión a través del material del tanque y a través de juntas y sellos, para poder almacenarlo en grandes cantidades [47], y por las purgas en los elementos de carga y descarga [39]. Respecto al hidrógeno líquido,

principalmente se emplea como combustible en cohetes espaciales, con los que es necesaria también la existencia de estaciones de repostaje. En estas estaciones, las fugas se producen en las mismas zonas que en los tanques de almacenaje de hidrógeno líquido, principalmente por la evaporación al transferir el líquido de un elemento a otro [74].

Se puede emplear el hidrógeno como combustible en vehículos, directamente, mediante pilas de combustible. En las pilas de combustible sucede el proceso inverso que en la electrólisis, el hidrógeno se une junto con el oxígeno para generar agua. En el ánodo, el hidrógeno se divide en protones y electrones. Los electrones circulan por un circuito externo que conecta con el cátodo, generándose así la electricidad, mientras que los protones cruzan el electrolito hasta llegar al cátodo, en el que se encuentran los protones, electrones y el oxígeno del aire y forman agua [75]. En definitiva, se almacena hidrógeno en estado gaseoso en tanques presurizados, para que genere electricidad y se emplee como combustible para mover el vehículo. Como resulta ser el proceso inverso a la electrólisis, las zonas de las pilas de combustible en las que se generan emisiones a la atmósfera asociadas a fugas son las mismas que en los electrolizadores, como en la ventilación en arranques y paradas, en la ventilación del oxígeno del ánodo, y en las purgas [47].

También, el hidrógeno es empleado en aviación de varias maneras. Como combustible directo para las turbinas, como fuente de energía eléctrica en pilas de combustible, como materia prima para la síntesis de Sustainable Aviation Fuel (SAF) por la ruta de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno [76], o como energía auxiliar siendo almacenado en estado líquido. Las fugas durante su uso como combustible directo en turbinas de gas se producen durante las purgas en arranques y paradas, y por el hidrógeno inquemado desde que el motor arranca hasta que alcanza la potencia de funcionamiento [47].

Además de en aviones, otro medio de transporte a gran escala que emplea hidrógeno son los barcos. Últimamente se han desarrollado barcos capaces de emplear hidrógeno como combustible, o bien mediante pilas de combustible o mediante combustión interna. En cuanto a las emisiones asociadas, en el caso de la combustión interna, como es una tecnología relativamente nueva y en proceso de implementación, no hay información relativa a esas fugas, mientras que en las pilas de combustible, se producen en las mismas zonas que durante la electrólisis, como en la ventilación en arranques y paradas, en la ventilación del oxígeno del ánodo, y en las purgas [47].

Uso residencial

Otro uso es el de consumo de hidrógeno en el ámbito residencial, especialmente en las calderas domésticas. En esas calderas, se ha sustituido total o parcialmente el gas natural por hidrógeno para generar principalmente calor y agua caliente. Las emisiones asociadas provienen generalmente de las purgas en el circuito, por difusión durante el funcionamiento de las calderas y su transporte hacia ellas, o a través de la carcasa de la propia caldera [47].

Generación de energía

Por último, se puede emplear para generar energía. Se pueden distinguir dos métodos: el que se realiza mediante las pilas de combustible para generar electricidad; y el que no se realiza con ese método, como en turbinas de gas, generando electricidad y calor o en combustión interna, generando calor [77,78].

3 Métodos de estimación de las emisiones fugitivas de hidrógeno

El objetivo principal de este proyecto es establecer una metodología para la determinación de las fugas de hidrógeno a la atmósfera a lo largo de la cadena de valor que toma WILIAM como referencia. Esta cadena de valor ha sido discutida en el capítulo 2.3 y representada en la Ilustración 6. Consta de cinco etapas: producción; tratamiento; almacenamiento; transporte; uso final.

Para ello, se ha realizado un análisis crítico de diversos métodos mediante los cuales se determinan valores concretos acerca de esas emisiones de la cadena de valor. Son valores en tanto por ciento, es decir, determinan, por ejemplo, que del total del hidrógeno producido mediante SMR sin captura y almacenaje de CO₂, se han emitido a la atmósfera un determinado tanto por ciento mediante fugas. Esta unidad de medida es beneficiosa para el modelo WILIAM, debido a que es más sencillo incorporarlo y le permite poder analizar los distintos escenarios futuros con una mayor sencillez que si se emplease otra unidad de medida, como las siguientes: flujo molar de hidrógeno difundido por unidad de área en función de la fugacidad y de la permeabilidad del material [62]; tasa de fuga de un gas en un recinto cerrado [79]; en función de la difusión de un gas a través de un material [80]. Además, permite comparar y esclarecer en qué zonas de la cadena de valor se produce una mayor parte de las emisiones asociadas respecto a su total, pudiendo así descubrir qué partes son las que necesitan una mayor investigación y desarrollo para disminuir esas fugas.

En todos los métodos analizados se hace especial hincapié en la necesidad de diferenciar entre emisiones y fugas de hidrógeno, por lo que en este trabajo se realiza mediante las siguientes definiciones:

- Emisiones: cualquier adición de hidrogeno a la atmósfera de forma directa, intencionada o no intencionada, debida a procesos antropogénicos o naturales.
- Fugas: Las emisiones fugitivas son por definición la liberación no intencionada y no controlada de gases, vapores o partículas a la atmósfera procedente de la actividad humana, en particular procesos o equipos industriales [81,82]. En este trabajo, las emisiones derivadas de la combustión incompleta o venteo son incorporadas a la denominación común de emisiones fugitivas, por necesidades derivadas de la contabilidad de emisiones en WILIAM. Otros autores, sin embargo,

contabilizan emisiones distinguiendo las de venteo y combustión incompleta [31].

Por lo tanto, eso quiere decir que cualquier fuga es una emisión, pero no todas las emisiones son fugas. Además, a lo largo de este trabajo se hace referencia a emisiones asociadas a fugas de hidrógeno, para aclarar que no son emisiones sin más, sino asociadas a fugas.

3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos

Mediante este método se obtienen rangos de fuga a partir de una recopilación de datos históricos y una estimación de la evolución de esos datos en el futuro. Cada rango se encuentra formado por un valor máximo y uno mínimo. El valor máximo se corresponde con el valor actual de la recopilación de datos históricos analizados, mientras que para el valor mínimo se realiza la consideración de que en el futuro, concretamente en 2050, las fugas en todos los casos serán menores que las actuales, y para determinar el valor mínimo concreto generalmente dividen el valor actual por la mitad [55].

3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos

A través de este método, se analizan siete cadenas de suministro de hidrógeno diferentes, en base a proyectos piloto y ensayos, ya estén completados, en curso o anunciados, para recopilar información acerca de fugas a lo largo de la cadena de valor, y, o bien proporcionar directamente los valores de las emisiones asociadas, o mediante factores de conversión, transformar tasas de fuga de valores de gas natural a hidrógeno. Esas siete cadenas de suministro son las siguientes:

- Biomasa gasificada de EE. UU. para uso local: en esta cadena de suministro, un gasificador de biomasa genera gas de síntesis que mediante un proceso de reformado da lugar a hidrógeno. Se considera como red de distribución una red de tuberías con una longitud total de 75000 km, correspondiendo esta red de tuberías a varias redes de distribución que se han unificado en una sola para facilitar el trabajo posterior. Además, el hidrógeno producido es para uso local, por lo que son innecesarias las transmisiones y el almacenamiento [31,83]. Esta cadena de suministro se considerará como una cadena de suministro de

gasificación de carbón, debido a sus similitudes con las de la biomasa gasificada, y para poder aplicar en el momento de tomar información acerca de los datos que se emplean para determinar las fugas, información de estudios acerca de la combustión y gasificación de combustibles sólidos [84].

- Hidrógeno azul procedente del carbón de Australia para exportar a Japón: basado en un proyecto piloto del Valle de Latrobe, el carbón extraído se gasifica, junto con una captura y almacenaje de carbono, para generar hidrógeno, que se transportará en camiones de hidrógeno comprimido hasta licuarlo en el Puerto de Hastings. Por último, el hidrógeno líquido se lleva en barco hasta Kobe, para introducirlo en una red de gas [31,85]. A la hora de recabar información para después poder cuantificar las fugas, se hace referencia al mismo estudio que en la cadena de suministro anterior [84].
- Hidrógeno azul qatarí procedente de gas natural para exportar a Japón: el hidrógeno se produce mediante un reformado autotérmico con captura y almacenaje de carbono, se licúa y se lleva en barco a Tokio [31,86]. Se toma información de una investigación que trata sobre la producción de hidrógeno en el norte de Noruega para transportarlo o bien en estado líquido, o en forma de amoniaco, hacia Europa y Japón. Esta información es empleada para poder determinar los valores de fugas que se mencionarán más adelante. Además, el estudio que redacta este método también consigue datos gracias a conversaciones privadas con S. Bakkaloglu [87].
- Hidrógeno verde del Mar del Norte para uso local: se aprovecha la energía eólica marina generada para producir hidrógeno mediante electrolizadores ubicados en tierra firme, en este caso, los Países Bajos. El hidrógeno generado se introduce en la red de distribución de gas de 10000 km de longitud para llevarlo a su uso local [31,88]. Gracias a los datos que aporta un estudio acerca de la tecnología de generar hidrógeno mediante electrólisis biocatalizada, y a las experiencias que los redactores del estudio en el que se basa este método han obtenido durante un taller en el proyecto CUTE, se logran los datos necesarios para conseguir determinar los valores de fugas [89].
- Hidrógeno verde de Australia para exportarlo a Japón: a través de una investigación, Australia exportó en 2019 hidrógeno verde a Japón, producido en Queensland y lo transportó mediante portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC). Para esta cadena de suministro, se considera que el hidrógeno se genera mediante electricidad producida por eólicos terrestres en Gladstone, se licúa en el mismo sitio, y se transporta, en vez de como LOHC, en estado líquido en barcos a Tokio [31,90]. Para obtener información que ayude a determinar las fugas, se

emplea el mismo documento que en la cadena de suministro previa a esta [89].

- Hidrógeno verde saudí exportado a Japón en estado líquido: se considera esta cadena de suministro puesto que Arabia Saudí presentó un proyecto que emplea la energía generada por paneles solares y eólicos para producir hidrógeno. Por lo tanto, se considera su producción tal como muestra el proyecto, y su transporte en estado líquido hasta Tokio [31,91]. Se consiguen los datos que permiten calcular y obtener los ratios de fugas gracias a la misma investigación que en los dos casos anteriores [89].
- Hidrógeno verde saudí exportado a Japón en amoníaco: además de la cadena de suministro anterior, este método considera exportarlo en forma de amoníaco. Para ello, se convierte en NH_3 a través del proceso Haber-Bosch, se transporta a Tokio en barco, donde se descompone en H_2 y se introduce en el sistema de transmisión y distribución para un uso local [31,91]. Para poder determinar los valores de las emisiones asociadas en esta cadena de suministro, se emplea información obtenida tanto en el documento acerca de la electrólisis biocatalizada, como en el de la producción de hidrógeno en Noruega para enviarlo a Europa y Japón, y como a la información obtenida en las experiencias que los redactores del estudio en el que se basa este método han obtenido durante un taller en el proyecto CUTE, todo ello mencionado previamente [87,89].

En este método, la información disponible acerca de las fugas de hidrógeno solo se aplica a la producción, por lo que, para poder determinar las emisiones asociadas a las demás partes de la cadena de valor, ha sido necesario extrapolar los valores de gas natural a los de hidrógeno. Para poder convertir los ratios de fuga que se obtienen de gas natural a hidrógeno, se emplea el siguiente modelo [31].

La hipótesis de partida es que, como el hidrógeno tiene una menor densidad volumétrica que el gas natural, el hidrógeno se transportará a unas tres veces la presión del gas natural. Como el hidrógeno se transportará a una mayor presión que el gas natural, y además tiene un menor tamaño de molécula, la tasa de fuga será mayor. En este trabajo se define la tasa de fuga como la velocidad a la que escapa un gas a través de un sistema cerrado, como una tubería o un tanque [79]. Permite conocer la cantidad de gas que escapa de un determinado sistema cerrado. Dado que el hidrógeno es capaz de difundir a través de materiales, como por ejemplo en tuberías, y escapar de ellos, es conveniente conocer de qué depende esta propiedad. Según la ley de Einstein-Stokes, el coeficiente de difusión (D) de una partícula o de una molécula está relacionado con la temperatura (T), el

tamaño de la partícula (r), la constante de Boltzmann (k_B) y la viscosidad dinámica del fluido (μ), tal y como se muestra en la siguiente ecuación [92]:

$$D = \frac{k_B T}{6 \pi \mu r} \quad (15)$$

Por lo tanto, las fugas son inversamente proporcionales a la viscosidad del gas, que además es más baja para el hidrógeno. Para un flujo genérico se puede emplear la siguiente ecuación:

$$Q = V \frac{\Delta p}{\Delta t} \quad (16)$$

En dicha ecuación, Q hace referencia a la tasa de fuga en volumen [mBar l/t], V al volumen [l], Δp a la diferencia de presiones [mBar], y Δt al tiempo [s]. Únicamente será necesario fijarse en el gradiente de presión, ya que tanto el volumen como el tiempo serán iguales tanto para el hidrógeno como para el gas natural. Además, la viscosidad del gas será también importante a la hora de comparar las fugas entre dos gases, que siguen la siguiente relación, dependiendo de si el flujo es laminar o molecular, respectivamente:

$$Q_1 = \frac{\mu_2}{\mu_1} Q_2 \quad (17)$$

$$Q_1 = \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}} Q_2 \quad (18)$$

Normalmente, a bajas presiones tiene lugar el flujo molecular ($<10^{-6}$ mbar l/s), mientras que a presiones algo más altas, sucede el flujo laminar (10^{-6} - 10^{-2} mbar l/s).

En esas ecuaciones, μ resulta ser la viscosidad dinámica, y como no es posible conocer el tipo de flujo, se emplearán rangos de valores. A pesar de ello, se realiza la suposición de que la mayoría de las fugas se producirán mediante un flujo laminar, por lo que el molecular se empleará para proporcionar incertidumbres. A la misma temperatura, el hidrógeno tiene una menor viscosidad que el metano, por lo que fugará a una mayor velocidad. Si se combina la Ecuación 12 con la 13 se podrá generar una relación entre las tasas de fuga entre el H_2 y el CH_4 para flujo laminar, y sucede lo mismo juntando la Ecuación 12 con la 14 para flujo molecular. Se muestran ambas relaciones a continuación, respectivamente:

$$Q = \frac{\Delta p \mu_2}{\mu_1} \quad (19)$$

$$Q = \Delta p \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}} \quad (20)$$

En las ecuaciones mostradas, Δp hace referencia a la diferencia de presiones entre el hidrógeno y el metano, μ_2 es la viscosidad del metano y

μ_1 la del hidrógeno. Si, por lo tanto, se supone que la presión del H_2 será tres veces la del CH_4 , supondrá que se fugará entre 3,7 y 4,5 veces más rápido, en cuanto al volumen de fuga. En este método, se menciona que es más importante obtenerlo en masa de fuga. Si se incluye en la Ecuación 15 la división entre las densidades, cuyos valores aparecen en la Tabla 2, $0,72/0,09=8$, que supone que para el mismo volumen de fuga existe un volumen de hidrógeno 8 veces menor que el de metano, se genera la siguiente ecuación en términos de masa:

$$W = \frac{\Delta p \mu_2 \rho_1}{\mu_1 \rho_2} \quad (21)$$

En la que W hace referencia a la tasa de fugas en masa, y ρ_i supone la densidad de cada gas. Si se tiene en cuenta el gradiente de presiones, las fugas de hidrógeno en masa serán prácticamente la mitad que las de gas natural.

Como en el flujo molecular cada partícula fuga de manera independiente, sus masas serán importantes, relacionándose de la siguiente manera:

$$\frac{w_1}{w_2} = \frac{\sqrt{M_1}}{\sqrt{M_2}} \quad (22)$$

En ella, M hace referencia a la masa molecular. Teniendo esta ecuación en cuenta, se consigue la ecuación de las fugas en términos de masa para flujo molecular:

$$W = \frac{\Delta p \sqrt{M_1}}{\sqrt{M_2}} \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}} \quad (23)$$

Por lo tanto, incluyendo la diferencia de presiones, las fugas bajo flujo molecular en términos de masa serán 1,2 veces mayores para hidrógeno que para gas natural.

Todos estos valores obtenidos son los que se emplean para determinar los ratios de fuga en aquellos procesos en los que no ha sido posible obtener información relevante.

A partir de los valores obtenidos en cada parte de todas las cadenas de suministro, y de las incertidumbres asociadas, se proporcionan rangos de fugas escogiendo esos valores máximos y mínimos, para cada zona de la cadena de valor del hidrógeno que corresponda [31].

Este método, a la hora de emplear las ecuaciones, toma como referencia los valores de hidrógeno y metano mostrados en la Tabla 2:

Tabla 2. Valores de referencia de H_2 y CH_4 [31]

	Dimension	H_2	Methane
Density	kg/m ³	0,09	0,72
Gravimetric HHV	MJ/kg	142	55,6
Volumetric HHV	MJ/kg	12,7	40

at 25°C and 1 bar

3.3 Escenario central

En este método, se emplea un escenario central. Se define escenario central dentro de un contexto de ciencia climática como una posible situación en un futuro alternativo en el que es necesario estudiar el desarrollo de dicho futuro y la influencia que pueden tener en él distintos cursos de acción. Se usan para analizar resultados inciertos bajo una gran variedad de supuestos. Los escenarios centrales, dentro del desarrollo de IAM para conocer el cambio climático son ampliamente utilizados [93].

Con este escenario central, se divide la cadena de valor del hidrógeno en elementos, se distribuyen cantidades de hidrógeno respecto a un total en cada parte, y se establecen porcentajes respecto al total que servirán de guía para realizar cálculos más adelante. Además, se toma por separado cada elemento del escenario central y se cuantifican las fugas de forma aislada, y más adelante, se combinan estas emisiones asociadas con el escenario central, dependiendo de los porcentajes atribuidos previamente, para así predecir las fugas totales de hidrógeno. Tanto al cuantificar fugas de forma aislada, como al incorporarlo en el escenario central, se emplea un modelo probabilístico, en el que se introducen valores de emisiones asociadas a las fugas de cada elemento del escenario central, con sus respectivas incertidumbres, para así obtener tantos por ciento de fugas. El modelo probabilístico proporciona dos valores de fugas, dependiendo de con qué grado de confianza toma las incertidumbres de los valores que introduce a la entrada, siendo dichos grados del 50 o del 99% [47]. El escenario central se representa en la Ilustración 10:

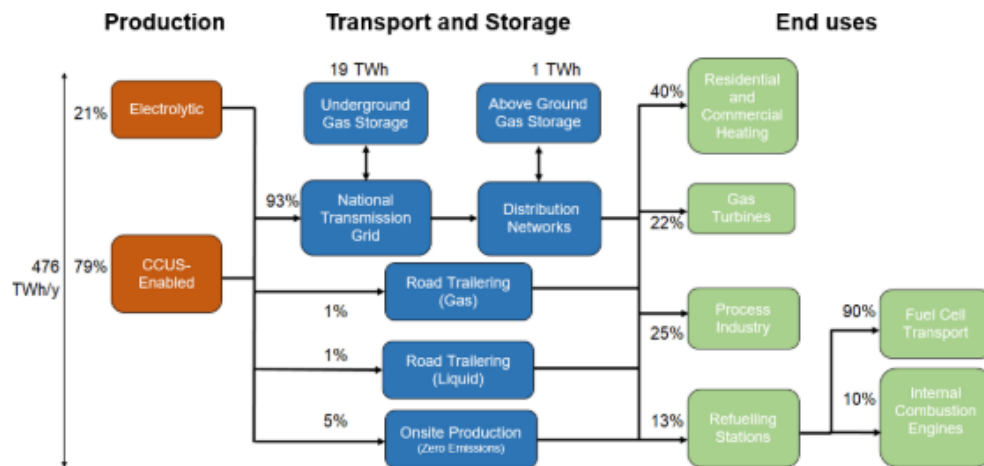


Ilustración 10. Esquema del escenario central del método 3.3 Escenario central [47]

En la Ilustración 10, se puede observar cómo hay distribuidos porcentajes y potencias para cada parte del escenario. Estas se han conseguido a partir de la información obtenida por la National Grid's System Transformation [94], que proporciona predicciones acerca del suministro y demanda de hidrógeno en el año 2050, y se muestra en la Tabla 3 [47]:

Tabla 3. Cantidad de energía en cada sector del Escenario central [47]

Producción de hidrógeno		Usos finales del hidrógeno	
Tipo	Tamaño	Tipo	Tamaño
CCUS-enabled	376 TWh (79%)	Surface transport (road, rail, marine)	62 TWh (13%)
Electrolytic	100 TWh (21%)	Residential	190 TWh (40%)
		Process industry	121 TWh (25%)
		Gas turbines (power generation and aviation)	103 TWh (22%)
Total	476 TWh	Total	476 TWh

En la Tabla 3, se proporcionan predicciones para el suministro y la demanda, pero no acerca de las cantidades que se transportarán desde las zonas de generación hasta los usos finales, por lo que se realizarán varias consideraciones para poder llevar a cabo este método. Se realiza la hipótesis de que la red nacional de transmisión soportará el 93% del hidrógeno producido, y lo transportará hacia los usos finales. Además, se considera que el transporte por carretera, tanto de hidrógeno gaseoso como de hidrógeno líquido, asumirá el 1% cada uno, y que un 5% será producido en el mismo lugar en el que se consumirá. Se realiza la hipótesis de que, en el almacenamiento en cavernas de sal, la cantidad almacenada a lo largo

del año será constante e igual a 19 TWh [95], y que una pequeña cantidad de hidrógeno, 1 TWh, se almacenará en zonas no subterráneas en forma de hidrógeno comprimido.

3.4 Conexión con empresas especializadas

Con este método se obtienen los valores de las fugas de hidrógeno gracias a la información que proporcionan tanto un colaborador de Air Liquide [96] como otro de SNAM [97]. Air Liquide es una empresa francesa que se especializa en gases industriales y servicios relacionados, mientras que SNAM es una empresa italiana de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Ambas empresas han proporcionado estimaciones para establecer las fugas de hidrógeno a lo largo de la cadena de valor que ellos trabajan. El colaborador de SNAM ha revisado los registros de las pérdidas de gas natural en su red y los ha convertido en pérdidas de hidrógeno mediante factores de conversión, y el de Air Liquide ha proporcionado directamente sus propias estimaciones acerca de las fugas de hidrógeno basándose en los datos que posee la empresa y el conocimiento técnico [39].

3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros

A partir de este método, se establecen tres futuros escenarios en los que el sistema energético actual podrá evolucionar de manera distinta en cada uno de ellos, siendo el hidrógeno el foco de estudio de cada escenario [43]. En el primer escenario, definido como optimista, las tecnologías de producción de hidrógeno y de las pilas de combustible se desarrollan de tal manera que se abaratan sus costes, lo que permite la incorporación del hidrógeno en el sistema energético de forma rápida y eficaz, convirtiéndose en el pilar fundamental del sistema. El segundo escenario, el escenario base, las tecnologías en base al hidrógeno no evolucionarán mucho, por lo que apenas se incorpora el hidrógeno en el sector energético. El tercer escenario se encuentra entre los dos anteriores, y se le denomina escenario intermedio. En este escenario, hay un cierto avance tecnológico, pero la infraestructura del hidrógeno no se desarrolla de igual manera, por lo que el hidrógeno se incorpora poco a poco en el sector energético. Estos tres escenarios se combinan junto con dos factores de emisión de hidrógeno,

altos ratios de emisión y bajos, para dar lugar a cinco escenarios en total, para los que se revisa toda la literatura de la que se dispone, y se trata de determinar factores de emisiones asociadas para los escenarios propuestos. No se tiene en cuenta a la hora de revisar literatura y proporcionar información el escenario pesimista con altos niveles de fuga de hidrógeno, por lo que al final son cinco los casos de estudio. A pesar de que los escenarios propuestos abarcan amplias partes de la cadena de valor del hidrógeno, no se logra encontrar literatura relevante para todos, y solo se pueden establecer valores para algunos de ellos.

3.6 Métodos para el hidrógeno líquido

Se intenta cuantificar las fugas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor en el caso de que se encuentre en estado líquido. Para poder cuantificarlas, se usan varios métodos conjuntamente, como [74] :

- Modelos termodinámicos basados en la conservación de la masa y de la energía, en los que incluyen ecuaciones de estado precisas y el comportamiento bifásico debido a la evaporación del hidrógeno líquido.
- Un código en MATLAB desarrollado por la NASA que simula la carga de combustible de un cohete y que está modificado para considerar ecuaciones de estado reales y algunas relaciones semiempíricas reemplazadas por expresiones equivalentes en REFPROP [25], para así conseguir un modelo de transferencia de hidrógeno líquido.
- Mediciones experimentales.

Se modifica el código original de MATLAB para incluir las ecuaciones de estado de gas real y algunas relaciones semiempíricas, introduciendo varios modelos termodinámicos, formando la base del código base, y a partir de una serie de consideraciones, se realizan simulaciones, que, unidas a algunas mediciones experimentales, permiten cuantificar las fugas.

Los modelos termodinámicos se basan en balances de masa y energía para el siguiente sistema de almacenamiento criogénico bifásico:

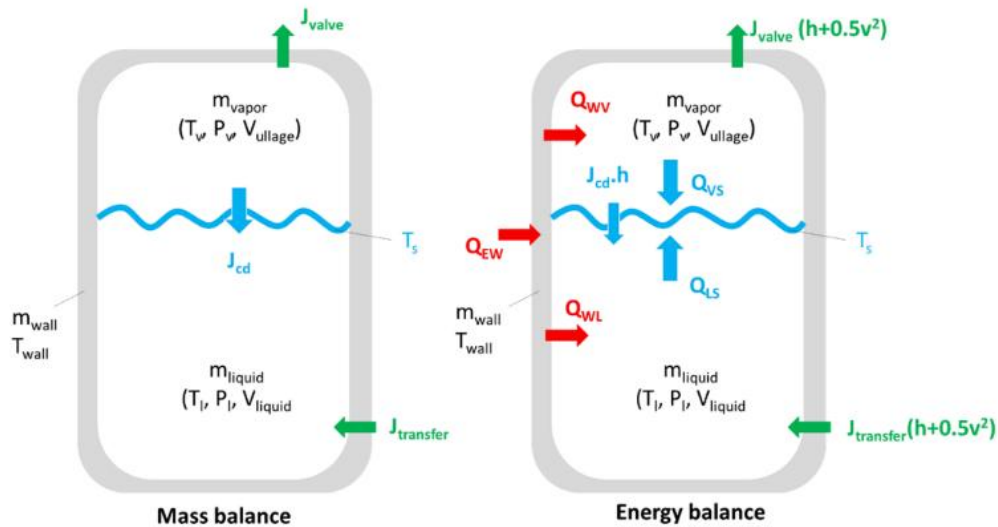


Ilustración 11. Balances de masa y energía del sistema bifásico [74]

En el modelo, se asume que la temperatura de la pared del recipiente es uniforme, que los volúmenes de hidrógeno en estado vapor y líquido tienen propiedades termodinámicas con los subíndices v y l respectivamente, que la película de saturación carece de masa y presenta una temperatura T_s , que las flechas verdes indican el flujo de H_2 entrante y saliente del recipiente, que las flechas azules hacen referencia a la condensación y transferencia de calor en la película de saturación, y que las flechas rojas indican, Q_{EW} la transferencia de calor del entorno a la pared, Q_{WL} de la pared al líquido, y Q_{WV} de la pared al vapor.

En cuanto a la ecuación de la conservación de la masa, se muestra de la siguiente manera:

$$\frac{dm_L}{dt} = J_{cd} + J_{transfer} \quad (24)$$

$$\frac{dm_V}{dt} = -J_{cd} - J_{valve} \quad (25)$$

En ellas, $J_{transfer}$ es el flujo másico de hidrógeno líquido entrando al volumen líquido, J_{valve} el flujo de vapor que desaloja el volumen de vapor, y J_{cd} es el flujo de vapor que se encuentra condensándose. Este último término depende de la transferencia de calor entre los volúmenes de vapor y de líquido de la siguiente forma:

$$J_{cd} = - \frac{Q_{LS} + Q_{VS}}{q_{heat\ of\ vaporization}} \quad (26)$$

En esta ecuación, Q_{LS} y Q_{VS} hacen referencia al calor transferido desde el líquido o el vapor, a la película de saturación. Además, el denominador resulta ser el calor de vaporización.

El flujo másico de líquido entrando al volumen de líquido se obtiene gracias a la diferencia de presiones entre un recipiente portador y un recipiente receptor, referenciados con el subíndice 1 y 2 respectivamente, de la siguiente manera:

$$J_{transfer} = 2 \pi \left(\frac{D}{2}\right)^2 \sqrt{\frac{2 \rho_1 (P_{total,1} - P_{total,2})}{\alpha}} \quad (27)$$

En la que D hace mención al diámetro de la válvula principal, α es el coeficiente de la válvula, ρ_1 es la densidad del hidrógeno durante la transferencia, y P_{total} es la presión total de cada recipiente.

En cuanto a J_{valve} , se calcula mediante unas ecuaciones de flujo estrangulado, que se basan en la presión de vapor y la de aguas abajo.

A continuación, se muestran las ecuaciones de conservación de la energía, tanto para el líquido como para el vapor:

$$\frac{d(m_L u_L)}{dt} = Q_{WL} - Q_{LS} + p dV + J_{cd} h + J_{transfer} \left(h + \frac{v^2}{2}\right) \quad (28)$$

$$\frac{d(m_V u_V)}{dt} = Q_{WV} - Q_{VS} + p dV + J_{cd} h + J_{valve} \left(h + \frac{v^2}{2}\right) \quad (29)$$

Los términos h y v resultan ser la entalpía y velocidad, y cada uno se ha estimado a la determinada condición de interés. La velocidad se define como el cociente entre el caudal multiplicado por la densidad, entre el área de la superficie de abertura.

Por último, la ecuación de conservación de la energía para la pared del recipiente es:

$$m_{wall} \frac{d(c_{wall} T_{wall})}{dt} = Q_{EW} - Q_{WL} - Q_{WV} \quad (30)$$

En la que c_{wall} hace referencia al factor de capacidad térmica del muro, que depende de la temperatura.

4 Emisiones fugitivas de H₂ en su cadena de valor energética

4.1 Emisiones fugitivas en la producción de H₂

4.1.1 Electrólisis

Para la electrólisis, se han empleado diversos métodos de los previamente mencionados para poder determinar las fugas que pueden tener lugar a lo largo del proceso. Según el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU. (NREL por sus siglas en inglés) realiza unas mediciones en un prototipo de electrolizador PEM de 1600 mA/cm², en el que se analiza la producción y las pérdidas en los procesos de la electrólisis, y comparan los datos obtenidos con los que predice la empresa estadounidense Giner Electrochemical Systems (GES) tomando como referencia un electrolizador PEM de 1500 mA/cm².

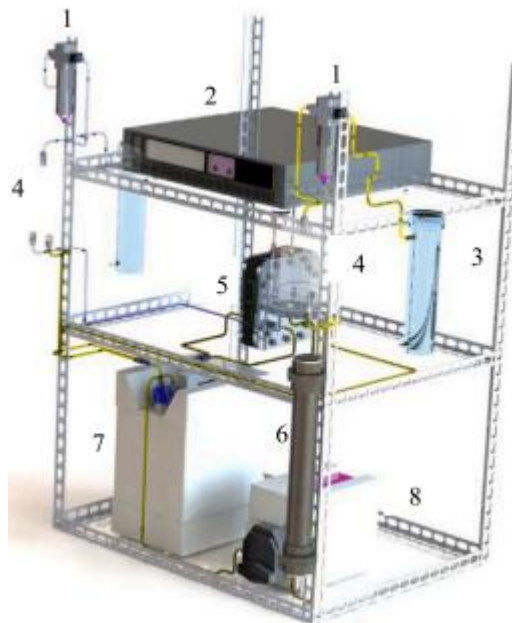


Ilustración 12. Stand de un electrolizador PEM para realizar pruebas. 1) filtros coalescentes, 2) fuente de alimentación, 3) desecantes de gel de sílice, 4) tanques separadores (hidrógeno y oxígeno), 5) electrolizador PEM, 6) intercambiador de calor, 7) tanque de agua desionizada, 8) bomba peristáltica [98]

En la Ilustración 12 se pueden observar las partes fundamentales de un electrolizador PEM y sus sistemas auxiliares.

Con las mediciones del prototipo de electrolizador PEM se obtiene que, entre la membrana, el separador de fases y el secador (visibles como puntos 5), 4) y 3) respectivamente, en la Ilustración 12), se producen unas pérdidas del 4% del total de hidrógeno generado en este proceso [55,99]. Tal y como se comentó durante la explicación del método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, el 4% corresponde al valor actual, y para lograr la estimación del dato futuro, en el 2050, se realiza la consideración de que en el futuro las fugas serán siempre menores que actualmente. Como no se es capaz de realizar una estimación concreta por falta de información, mediante este método se toma como valor correcto que las fugas previstas para 2050 serán del 2%. Este valor se obtiene dividiendo el valor actual por la mitad. Entonces, toma las fugas de hidrógeno en electrolizadores entre (2 y 4) % [55].

También se puede emplear el método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos para obtener este tipo de fugas. En este caso, el modelo se basa en las cadenas de suministro del hidrógeno verde del Mar del Norte para uso local, la del hidrógeno verde de Australia para exportarlo a Japón, la del hidrógeno verde saudí exportado a Japón en estado líquido y la del hidrógeno verde saudí exportado como amoniaco a Japón. Al formar este proceso parte de la producción, se han encontrado valores que permiten determinar de forma directa las fugas, por lo que únicamente se ha empleado información de los estudios ya mencionados para cada cadena de suministro [87,89]. Con todo ello, se obtienen unos ratios de fuga de entre el (0,1 y el 4) % [31].

Con el método 3.3 Escenario central se obtienen los datos proporcionados en base a los electrolizadores PEM y los alcalinos. Para obtenerlos, se hallan las fugas durante la ventilación en arranques y paradas, en la ventilación del ánodo, y en las purgas para eliminar impurezas. En los arranques y paradas, gracias a conversaciones con fabricantes de electrolizadores se han podido conocer que las fugas son de alrededor del 0,1%, pero se halla un valor propio introduciendo en el modelo probabilístico diversos datos, como que las secuencias de arranques y paradas duran entre (5 y 10) minutos, que suceden entre (50 y 300) veces al año, y se asumen que estas secuencias son aumentos o disminuciones lineales en la producción del hidrógeno. En la ventilación del ánodo, se emplean diversos datos: el requisito de seguridad de que la máxima concentración de hidrógeno en el ánodo debe de ser del 1% para realizar los cálculos; como el volumen producido de hidrógeno es el doble que el del oxígeno generado, solo puede cruzar como máximo un 0,5% del hidrógeno producido hacia el ánodo; como la máxima cantidad de hidrógeno en el ánodo se dará cuando haya una menor

producción del mismo, se establece que la menor producción se dará en el 30% del máximo; aunque la actividad de los catalizadores en el ánodo de los electrolizadores PEM implica que la probabilidad de que el hidrógeno se recombine con el oxígeno es baja, existen los sistemas reversibles de electrolizador, en los que sí se produce esa recombinación, generando agua. Para determinar las fugas en las purgas, este método se basa en datos obtenidos en el SMR y lo aplican a la electrólisis. Asemejar los valores del SMR a la electrólisis puede ser cuestionable, ya que los valores en la electrólisis deberían ser más bajos que en el reformado de metano con vapor debido a la menor cantidad de impurezas en la electrólisis, pero durante la búsqueda de información de estas fugas durante las purgas, no se encontraron datos concretos, por lo que se aplicaron los datos de las purgas durante el SMR. Con todo ello, se obtienen en la ventilación durante arranques y paradas un rango de fugas de entre (0,05 y 0,6) %, en la ventilación del ánodo entre (0,05 y 0,15) %, y en las purgas entre (0 y 10) %, traduciéndose todo ello en un rango total de fugas en la electrólisis de entre (3,3 y 9,2) % en el caso normal, pero si se aplicasen medidas para evitar emisiones asociadas durante el purgado en la etapa de purificación y ventilación debido al cruce de hidrógeno en el ánodo, el rango total de fugas en la electrólisis sería de entre (0,24 y 0,52) % [47].

A partir del método 3.4 Conexión con empresas especializadas, se comenta que las fugas en la actualidad se producen durante el intercambio de hidrógeno y oxígeno en la membrana que separa ambos gases, y durante la regeneración en los secadores. Estas partes de un electrolizador son visibles en la Ilustración 12, concretamente son los puntos 4) y 3) respectivamente. Se estima que actualmente las fugas se encuentran alrededor del 0,2%, pero que en un futuro, en el 2030, se verán reducidas hasta el 0,03% gracias al avance y a la maduración de las tecnologías empleadas en este método [39].

4.1.2 Reformado de metano con vapor (SMR)

Únicamente usando el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos se han podido hallar las fugas de hidrógeno producidas durante este método de producción. Este método, realiza un estudio en el que pone a prueba la permeabilidad de una membrana cerámica densa conductora de protones localizada en el interior de un tubo de aluminio tras la formación del gas de síntesis del proceso de reformado. En el experimento que se realiza, se introduce nitrógeno en el gas de síntesis, y como la membrana tiene la función de separar en dos corrientes el gas de síntesis,

de manera que una corriente contenga únicamente hidrógeno, al incluir nitrógeno, se observa que hay nitrógeno que se ha fugado, o por las zonas de sellado entre el tubo y la membrana, o a través de la propia membrana. Con este nitrógeno detectado, se logra relacionarlo con la cantidad de hidrógeno que se fuga. Para ello, se calcula al obtener los flujos de permeación del hidrógeno. De esta manera, se determina que menos de un 1% del total del flujo de permeación de hidrógeno puede fugar [55,100]. Por lo tanto, se estima que las fugas son entre un (0,5 y un 1) % [55].

4.1.3 Reformado de metano con vapor con captura y almacenaje de carbono (H₂ azul)

En este proceso, según el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, la ley de Graham [101] establece que la tasa de efusión de un gas a través de un orificio es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su masa molar, el hidrógeno fugará a través de un agujero a un ratio de $(16/2)^{0.5} = 2,8$ veces más rápido que el metano, ya que la masa molar del H₂ es 2 g/mol y la del CH₄ es 16 g/mol. Se establece que, como el hidrógeno se empleará en tecnologías similares al metano, las fugas del hidrógeno serán 2,8 veces mayores que las del metano, y que si el metano en un sistema de distribución determinado fuga con un ratio de 0,5%, el hidrógeno se espera que lo haga con un 1,5% [55,102]. Teniendo todo esto en cuenta, mediante este método se puede establecer que las fugas de hidrógeno durante su producción mediante el reformado de metano con vapor de agua y con captura y almacenaje de carbono serán del 1,5% como valor máximo, y de 1% como valor mínimo [55].

También se puede emplear el método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos para conseguir el ratio de fugas durante este proceso de producción. Gracias a la cadena de suministro del hidrógeno azul qatari procedente de gas natural para exportar a Japón, al estudio ya mencionado empleado para obtener información, y a las conversaciones con S. Bakkaloglu, se han logrado determinar las fugas [87]. Tal y como se comentó previamente, durante la explicación del método empleado, no se han realizado cálculos, ya que se han encontrado directamente los valores, al ser un proceso de producción. Con todo ello, se establece que los valores de fugas se encuentran entre (0,1 y 1) % [31].

El método explicado en el capítulo 3.3 Escenario central proporciona otro punto de vista, pues se establece que, resulta muy complicado determinar un valor concreto de fugas durante el proceso de reformado de metano con

vapor y con captura y almacenaje de carbono. A pesar de ello, se toma un valor de entre el (0,25 y el 0,5) % para poder predecir las emisiones totales asociadas y poder aportar un valor a su escenario central, y se asocia a procesos de post-producción, como la captura de CO₂ y la purificación del hidrógeno generado [47].

4.1.4 Gasificación de carbón

El único método que permite obtener valores de las fugas durante la gasificación del carbón es el mencionado en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos. En él, se comenta que se han asumido los valores obtenidos durante la cadena de suministro de la biomasa gasificada de EE. UU. para uso local como los valores para la gasificación del carbón. Tal y como se explicó en ese capítulo, se emplea un documento que trata sobre la combustión y gasificación de combustibles sólidos para obtener la información necesaria, y como la gasificación del carbón es un proceso de producción de hidrógeno, no ha sido necesario realizar cálculos para llegar a los valores necesarios [84]. Como consecuencia, se puede determinar que los valores de las emisiones asociadas para este proceso se encuentran entre el (0,1 y el 1) % [31].

4.2 Emisiones fugitivas en el tratamiento de H₂

4.2.1 Compresión

Según el método mencionado en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, se pueden determinar las fugas durante el proceso de compresión del hidrógeno. Siguiendo dicho método, se siguen las cadenas de suministro, tanto del hidrógeno azul procedente del carbón de Australia para exportar a Japón como del hidrógeno verde saudí exportado a Japón en estado líquido. También, se obtiene información de los documentos mencionados a la hora de explicar las cadenas de suministro empleadas en este caso, de una investigación acerca de las emisiones de metano a la hora de comprimirlo para transportarlo y almacenarlo, y se emplean las ecuaciones mencionadas en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos para convertir los valores de gas natural a hidrógeno [84,89,103]. Con toda esta información, se obtienen

dos rangos de valores, de los cuales se ha escogido el valor máximo y el mínimo de entre los dos rangos para poder asegurar que las fugas son de entre un (0,14 y un 0,27) % [31].

Aplicando el método 3.3 Escenario central, basándose en expertos de la industria, relacionados con el procesado y distribución de hidrógeno para repostaje de medios de transporte, se puede estimar que las fugas en este proceso de compresión se encuentran entre un (0,05 y un 0,25) % [47].

4.2.2 Licuado

A partir del método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, se pueden determinar las emisiones asociadas a las fugas durante este proceso. Si se tienen en cuenta las cadenas de valor del hidrógeno azul procedente del carbón de Australia para exportar a Japón [84], la del hidrógeno azul qatarí procedente de gas natural para exportar a Japón [87], del hidrógeno verde de Australia para exportarlo a Japón [89], y la del hidrógeno verde saudí exportado a Japón en estado líquido [89], se emplea la información detallada en los documentos ya mencionados que se emplean para cada una de las cadenas de suministro, se usan los datos proporcionados por un estudio que trata sobre el progreso en los últimos años del licuado de hidrógeno [104], y se usan las ecuaciones mencionadas en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, se logra proporcionar valores concretos. Por lo tanto, mediante este método, las fugas durante el proceso de licuado son de entre (0,15 y 2,21) %, debido a que se han escogido tanto el valor máximo como el valor mínimo de los cuatro rangos de valores que proporciona este método, uno para cada cadena de suministro [31].

Otra forma de obtener tasas de fugas durante el proceso de licuado es mediante el método 3.4 Conexión con empresas especializadas, en el que, gracias a conversaciones, la empresa Air Liquide proporciona la información acerca de que las fugas se producen principalmente durante el propio proceso de la licuefacción y a la evaporación al transferir el hidrógeno licuado tras el proceso. Se estima que actualmente las fugas tienen una media del 10%, pero que se espera que se vean reducidas hasta el 2% en un futuro si se mejoran las técnicas de suministro de hidrógeno y si se quema el hidrógeno evaporado en vez de expulsarlo a la atmósfera [39].

4.3 Emisiones fugitivas en el almacenamiento de H₂

4.3.1 Comprimido

El único método de los analizados, que proporciona un valor acerca de las fugas del hidrógeno al ser almacenado en estado gaseoso en tanques presurizados es el mencionado en el capítulo 3.3 Escenario central. En él, se introducen dos datos importantes en el modelo probabilístico para poder generar los valores concretos de emisión. Se introduce que el rango de fuga de tanques cilíndricos de gas comprimido es de entre (0,12 y 0,24) % al año, valores que se obtienen de un estudio acerca de un recinto capaz de almacenar aproximadamente 1 kg de hidrógeno gaseoso a 700 bar [105], y de una hoja de características de un tanque de entre (160 y 300) litros de almacenamiento de hidrógeno a 500 bar [106]. También se incluye un periodo de almacenamiento del hidrógeno en el tanque de entre (2 y 30) días. Con todo ello, se obtiene un valor de fugas de entre (2,77 y 6,52) % [47].

4.3.2 Líquido

Según el método mencionado en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, es posible obtener un valor de fugas durante este tipo de almacenamiento. Para ello, se tiene en cuenta la cadena de suministro del hidrógeno azul procedente del carbón de Australia para exportar a Japón y la del hidrógeno verde saudí exportado a Japón en estado líquido, junto con la información proporcionada por los documentos mencionados durante la explicación de dichas cadenas de suministro [84,89]. Se tienen algunas consideraciones en cuenta, como que el hidrógeno evaporado durante el almacenamiento es reinyectado en la estación de licuado para reducir pérdidas, que, según un estudio, durante la carga en el depósito, un 4% del total del tanque se mantiene para poder reducir las pérdidas por evaporación, y que, durante la descarga del depósito, cualquier evaporación será enviada al compresor para ser transportado mediante tuberías. Además, se emplean las ecuaciones mencionadas durante la explicación del capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, y con todo ello, se obtiene un rango de fugas de (0,05-0,54) % [31].

A partir del método 3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros se pueden también conseguir las fugas durante el

almacenamiento del hidrógeno líquido. Aplicándolo, se cuantifican las fugas gracias a la información que proporcionan dos investigaciones, que atribuyen las fugas principalmente a la expulsión al exterior del hidrógeno líquido evaporado. La primera, establece que, para tanques esféricos de doble pared con aislamiento al vacío, con capacidad para 50 m³, las fugas son normalmente de entre un (0,3 y un 0,5) % al día [107,108]. La segunda comenta que, para almacenamiento en contenedores pequeños, las fugas se sitúan entre el (2 y el 3) % diarios [109]. Estos datos, junto con la suposición de que el almacenamiento se lleva a cabo durante unos 7 días, permiten obtener valores de fugas concretos. Finalmente, se realiza una corrección a estos últimos valores, ya que se tiene en cuenta que los tanques de hidrógeno líquido están diseñados para no tener que expulsar el hidrógeno evaporado en cuanto la presión interior aumente, sino que tienen una autonomía de varios días. Por lo tanto, los valores de las fugas durante este tipo de almacenamiento son algo más bajos, debido a las correcciones, y se encuentran entre el (0,3 y el 1) % [43].

4.4 Emisiones fugitivas en el transporte de H₂

4.4.1 Tuberías de transmisión

Tal y como se explicó en el capítulo 2.4.4 Transporte de hidrógeno, en este trabajo se definen a las tuberías de transmisión como aquellas que comunican las zonas de producción o de almacenamiento con los centros de consumo o redes de distribución, y que transportan el hidrógeno a una presión mayor que las de distribución [64].

A partir de lo explicado en el capítulo 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, se puede establecer que, siguiendo un estudio [110,111] que examina las pérdidas totales de hidrógeno por difusión al ser almacenado en un acuífero con forma de cilindro recto y de eje de simetría vertical, para más tarde transportarlo mediante tuberías, en los primeros años de vida útil (15 años) se pierde un 1% del hidrógeno durante ese almacenamiento, y se espera que el valor total de las pérdidas por difusión sea del 2% si se extrapola lo obtenido a partir de ese estudio a las fugas durante el transporte de tuberías de transmisión [55]. Una observación es que, en el método aplicado en este caso, se habla de que las pérdidas son atribuidas a almacenamiento y transporte en tuberías de transmisión, pero que se extrapolan a transporte por tuberías únicamente. El hecho de atribuir estas fugas únicamente al transporte debería ser

erróneo, debido a que, analizando las investigaciones que se mencionan en el método, a partir de las cuales se obtiene el rango de fugas, se observa cómo en ellas se habla de que esos valores son atribuidos únicamente a almacenamiento.

A partir del método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos se logra también establecer valores para estas fugas. Se emplean casi todas las cadenas de suministro mencionadas en dicho capítulo, a excepción de la de la biomasa gasificada de EE. UU. para uso local, además de sus respectivos documentos para obtener información relevante [84,87,89]. También, se extrae la mayoría de la información necesaria de un estudio que determina fugas de gas natural en la red de transporte y distribución de EE. UU., para luego, mediante las ecuaciones mencionadas en el capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos, convertir dichas emisiones asociadas a las de hidrógeno [112]. Se realizan algunas consideraciones, como que el material de las tuberías es de plástico, para reducir las fugas, o que las fugas por difusión son despreciables. Con todo ello, se logran determinar seis rangos de fugas, uno respecto a cada cadena de suministro empleada, y de entre todos los rangos, eligiendo el valor máximo y el mínimo, se determina que las fugas se encuentran entre el (0,02 y el 0,06) % [31].

Otro método aplicable es el 3.3 Escenario central, en el que se obtienen las fugas de gas natural a lo largo de la red de transporte a alta presión en Reino Unido, para luego traducirlas mediante factores de conversión a fugas de hidrógeno, suponiendo que el hidrógeno sustituyese por completo al gas natural en esa red de transporte. Para obtener los valores de las fugas, se introduce en el modelo probabilístico que las fugas anuales de gas natural a lo largo de su red de transmisión siguen una distribución biuniforme de entre (8 y 225) kt/año con una estimación central de 19,5 kt/año, que el flujo de energía por las tuberías existentes en el sistema nacional de transmisión es de entre (600 y 1000) TWh, y que para convertir las fugas de gas natural en fugas de hidrógeno en términos de masa se emplean factores de conversión de 0,15 si el flujo es laminar o de 0,35 si el flujo es turbulento. Para obtener dichos valores, se emplean una serie de ecuaciones. En el caso de que la velocidad a la que fuga el gas es pequeña y/o el agujero por el que se produce la fuga es pequeño, el flujo de la fuga es laminar, y se usan las siguientes ecuaciones [47]:

$$\frac{\dot{V}_{(hidrógeno)}}{\dot{V}_{(gas\ natural)}} = \frac{\mu_{(gas\ natural)}}{\mu_{(hidrógeno)}} = 1,2 \quad (31)$$

$$\frac{\dot{m}_{(hidrógeno)}}{\dot{m}_{(gas\ natural)}} = \frac{\rho_{(hidrógeno)}}{\rho_{(gas\ natural)}} \frac{\mu_{(gas\ natural)}}{\mu_{(hidrógeno)}} = 0,15 \quad (32)$$

Cuando el flujo es turbulento, se pueden emplear las siguientes ecuaciones [47] :

$$\frac{\dot{V}_{(hidrógeno)}}{\dot{V}_{(gas\ natural)}} = \sqrt{\frac{\rho_{(gas\ natural)}}{\rho_{(hidrógeno)}}} = 2,8 \quad (33)$$

$$\frac{\dot{m}_{(hidrógeno)}}{\dot{m}_{(gas\ natural)}} = \sqrt{\frac{\rho_{(hidrógeno)}}{\rho_{(gas\ natural)}}} = 0,35 \quad (34)$$

En todas esas ecuaciones, $\dot{V}$ es la tasa de flujo volumétrico, $\dot{m}$ es la tasa de flujo másico, ρ es la densidad y μ es la viscosidad. Con toda esa información en el modelo probabilístico, se determina que las fugas, producidas principalmente por difusión en las tuberías, válvulas, o a través de cierres y sellos, se encuentran entre un (0,04 y un 0,48) % [47].

Si se emplea el método 3.4 Conexión con empresas especializadas, se llega a estimar que actualmente las tuberías de transmisión en Europa tienen unas fugas de aproximadamente el 1%, pero se espera que se vean reducidas a menos del 0.7% en el futuro [39].

Por último, según el capítulo 3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros, las fugas durante el transporte por tuberías, tanto de transmisión como de distribución, se encuentran dentro de un mismo rango, y para proporcionar los límites de dicho rango, se puede emplear la información extraída de un estudio, que se menciona a continuación. Para el valor mínimo, se puede hacer referencia a un estudio que estima las emisiones asociadas a partir de las fugas en instalaciones industriales de distribución de hidrógeno [113]. Para el valor máximo, se puede tener en cuenta que si el precio de producción del hidrógeno es suficientemente bajo como para que sea económicamente viable emplear tuberías de gas natural de grandes longitudes adaptadas para que circule hidrógeno, las fugas serían mayores. Entonces, se establece que el rango de fugas es de entre (0,1 y 5) % [43].

Es importante destacar que, en algunos casos, como en el documento en el que se basa el método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos [31], se menciona la longitud de las tuberías de transmisión. Dependiendo de la cadena de suministro empleada, es posible mostrar este tipo de fugas dependiendo de la distancia que ha de recorrer el hidrógeno en la tubería, es decir, se proporcionan comúnmente valores de fugas por cada 1000 km. En la mayoría de los casos que se han investigado, no se produce este hecho, y a pesar de que se pueda mencionar la longitud de las redes de tuberías, los datos que se proporcionan se hacen independientemente de su longitud. En este trabajo, los valores se muestran como fugas por proceso, y no por kilometraje, ya que es la forma empleada en el modelo WILLIAM.

4.4.2 Tuberías de distribución

Tal y como se explicó en el capítulo 2.4.4 Transporte de hidrógeno, en este trabajo se definen a las tuberías de distribución como aquellas que comunican las estaciones de regulación con los usos finales, como hogares, comercios o industrias, y que transportan el hidrógeno a una presión menor que las de transmisión [64].

Siguiendo lo explicado en el capítulo 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, mediante dos investigaciones, una que estima las emisiones asociadas de metano a lo largo de la distribución de gas natural mediante tuberías en los Estados Unidos [114], y otra que relaciona las fugas de metano en su sistema de transporte con las fugas de hidrógeno si se introdujese de forma parcial o total en dicho sistema de transporte [115], se establece que las fugas de hidrógeno en el sistema de distribución por tuberías son del 0,4% en el caso más extremo, y de 0,2% en el menor de los casos [55].

A su vez, es aplicable para este caso el método 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos. En él, se toman en consideración todas las cadenas de suministro que dicho método emplea, junto con sus respectivos documentos para obtener la información necesaria [84,87,89]. Además, se realizan las mismas consideraciones que las que se usaron con este método en las tuberías de transmisión, se sacan datos del mismo estudio de las fugas de gas natural en las redes de distribución y transporte estadounidenses [112], y se emplean las ecuaciones (16-23) del capítulo 3.2 Análisis y conversión de proyectos energéticos para convertir los valores de gas natural en los de hidrógeno. Con todo ello, únicamente tomando el valor máximo y el mínimo de los rangos que se proporcionan con este método, se afirma que las emisiones asociadas a las fugas se encuentran entre el (0,0003 y el 0,16) % [31].

También se pueden obtener valores de fugas a partir del método 3.3 Escenario central, en el que se obtiene la tasa de fugas de gas natural a lo largo de las redes de distribución de gas de Reino Unido, y suponiendo que se sustituye por completo el gas natural que circula por hidrógeno, se convierten esas fugas de gas natural en fugas de hidrógeno. Para poder predecir las fugas de gas natural, se recurre a los operadores individuales de la red de gas, que gracias a un modelo desarrollado por la empresa Advantica, que ahora forma parte de DNV [116], se puede predecir y poner en común todas las fugas, que serían de unas 160 kt/año de gas natural. Se introducen en el modelo probabilístico esos valores de las fugas en la red de distribución, junto con los datos proporcionados gracias al Proyecto del

Concurso Nacional de Innovación H21 (H21 NIC Project) [117], que estudia la viabilidad de convertir la red de distribución de gas de Reino Unido en una red de hidrógeno al 100%, y obtiene que, si se logra sustituir el gas natural por el hidrógeno, las fugas de hidrógeno serían de entre (12 y 30) kt/año, o lo que es lo mismo, entre el (0,1 y el 0,23) % en términos másicos. Además de todos estos datos, se introducen en el modelo probabilístico más información, ya que estos pueden afectar a la predicción de las fugas de hidrógeno. Se introducen diversos datos: la tasa de fuga de gas natural es de entre (0,1 y 0,23) % en términos de masa; el flujo de energía por las tuberías existentes es de entre (400 y 600) TWh; el factor de conversión en masa de las fugas entre gas natural e hidrógeno es de 0,15 o de 0,35, dependiendo de si es flujo laminar o turbulento; las fugas de la red de presión intermedia (IP, por sus siglas en inglés) son de entre 1 y 1,2, permitiendo hasta un 20% de fuga adicional de la red IP; las fugas adicionales si la presión en la red de distribución de hidrógeno es superior a la existente de gas natural, entre 1 y 1,2, permitiendo hasta un 20% de fuga adicional. Con todo ello, se obtiene que las fugas en las tuberías de distribución son de entre (0,26 y 0,53) % [47].

Mediante el método 3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros se puede establecer un valor para las fugas de hidrógeno durante este tipo de transporte, y como se mencionó en el caso del transporte mediante tuberías de transmisión, este método considera que las fugas de hidrógeno en tuberías, tanto de distancias largas, como de distancias cortas son las mismas, y de un valor que se encuentra entre un (0,1 y un 5) % [43].

Hay que destacar que sucede lo mismo en este tipo de tuberías que en las de transmisión: a la hora de proporcionar los valores, se pueden proporcionar en función de la longitud de las tuberías, pero en este trabajo, siguiendo lo empleado en el modelo WILLIAM, se muestran por proceso.

4.4.3 Camiones con tanques de hidrógeno comprimido

Según el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, las fugas durante el transporte por carretera en vehículos de pila de combustible son similares a las fugas de hidrógeno en los tanques de almacenamiento durante la distribución de este gas, exceptuando las pérdidas que se producen por la evaporación durante los procesos de carga del combustible [55,118]. Con esta afirmación, se toman los datos proporcionados por un estudio acerca de las fugas de metano producidas en vehículos que emplean este combustible [119], junto con otra

investigación que relaciona las fugas de metano y de hidrógeno [115], para llegar a la conclusión de que, las fugas de hidrógeno en camiones con tanques de hidrógeno comprimido son de entre un (1 y un 2,3) % [55].

Otro método aplicable es el 3.3 Escenario central. En él, se habla de que, para cuantificar las fugas durante el transporte de hidrógeno comprimido en tanques en camiones, se emplean los ratios de fugas que se usaron previamente para calcular las fugas durante el almacenamiento de hidrógeno comprimido en tanques presurizados. Por lo tanto, se introducen en el modelo probabilístico esos ratios de fugas que se usaron antes, entre un (0,12 y un 0,24) % al día, y se incluyen también que los trayectos de transporte de hidrógeno en camiones suelen durar entre (0,5 y 3) días. Con todo ello, se obtienen unos valores de fugas, sucedidos únicamente durante el almacenamiento, que se encuentran entre (0,3 y 0,66) % [47].

Por último, es aplicable también lo mencionado en el capítulo 3.4 Conexión con empresas especializadas. Con ello, se estima que las fugas son de menos del 1%, ya que es una tecnología desarrollada y madura, y se concluye que las fugas se deben a las purgas en la manguera del tráiler y a posibles fugas en accesorios y válvulas [39].

4.4.4 Camiones con tanques de hidrógeno líquido

Para poder hablar acerca de las fugas en esta parte de la cadena de valor, se puede tomar como ejemplo el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos. Con este método, observando dos estudios acerca del ciclo de vida del hidrógeno líquido, durante la carga, descarga, y el transporte del hidrógeno líquido en camiones [74,120], se llegan a producir algo más del 20% de pérdidas del hidrógeno total, principalmente debidas a la evaporación. Por ello, se toma como valor de fugas entre un (10 y un 20) % [55].

También se puede hablar de las fugas del hidrógeno líquido al ser transportado en camiones si se aplica el método 3.3 Escenario central, a partir del cual se obtiene un valor concreto introduciendo en el modelo probabilístico tanto que entre un (0,1 y un 5) % del hidrógeno total transportado se expulsa a la atmósfera debido a la evaporación del líquido, como que los trayectos del camión suelen durar entre (0,5 y 3) días. Gracias a esos datos, se puede concluir que las fugas de hidrógeno durante este transporte se encuentran entre (3,76 y 13,20) %, y se deben a la expulsión al exterior del hidrógeno evaporado durante el transporte [47].

Otro método aplicable para obtener este tipo de fugas es el 3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros, con el que se puede establecer un rango de valores concreto gracias a conversaciones con la empresa Air Products [121], una multinacional estadounidense muy avanzada en tecnologías de producción y distribución de hidrógeno. Gracias a esta empresa, se concluye que las fugas durante este tipo de transporte se producen mayoritariamente por la evaporación durante la transfusión de un lugar a otro, y que su valor se encuentra entre (2,0 y 5,5) % [43].

4.5 Emisiones fugitivas en los usos finales del H₂

4.5.1 Industria

El método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos aplicado a las emisiones asociadas de hidrógeno durante su uso en la industria, no permite obtener casi información, puesto que, en los principales usos industriales, como son las plantas químicas, producción de acero y hierro, y refinerías, las políticas aplicadas se centran en reducir las fugas de hidrógeno con la intención de mejorar la seguridad en las plantas, y no en cuantificar dichas fugas. Como consecuencia, para poder cuantificar las emisiones asociadas, se han tenido que combinar el conocimiento de sistemas integrados con las fugas en la producción de hidrógeno gris, y con todo ello, se ha determinado que las fugas en la industria son de entre un (0,2 y un 0,5) % [55].

Según el método 3.3 Escenario central tampoco ha sido posible encontrar información relevante con la que poder cuantificar las fugas, ya que las tecnologías que tratan de descarbonizar la producción de acero, hierro, vidrio o químicos, tienen un bajo nivel de madurez técnica. Por lo tanto, con la intención de determinar un valor para poder aplicarlo a su escenario central, se ha decidido emplear como valor de fugas el mismo que se obtuvo en la producción de hidrógeno mediante el reformado de metano con vapor y con captura y almacenaje de carbono, es decir, entre (0,25 y 0,5) % [47].

4.5.2 Repostaje de hidrógeno comprimido

En cuanto a las estaciones de repostaje de hidrógeno comprimido, a partir del método 3.3 Escenario central, se introducen diversos parámetros en el modelo probabilístico empleado, para así poder obtener los valores concretos de las fugas. Estos parámetros son: la producción diaria de cada estación de repostaje es de entre (80 y 1300) kg; la cantidad de hidrógeno almacenada a alta presión en un momento determinado en una estación de repostaje se encuentra entre los (100 y los 500) kg; las fugas por almacenaje a alta presión son de entre (0,12 y 0,24) % al día, al igual que en el almacenamiento de hidrógeno comprimido en tanques; las fugas al comprimir el gas para introducirlo en la estación de repostaje son de entre (0,05 y 0,25) %, gracias a conversaciones con expertos especializados en el proceso de compresión de hidrógeno para estos fines. Con todo ello, se establece que las fugas de hidrógeno rondan entre el (0,25 y el 0,89) % [47].

A partir del método 3.4 Conexión con empresas especializadas, se habla de que las fugas se deben principalmente a las purgas en las estaciones de repostaje. Se estiman dichas fugas en un 3%, pero se habla también de que la empresa Air Liquide espera que se reduzcan en 2030 hasta el 2% [39].

4.5.3 Repostaje de hidrógeno líquido

Con el método 3.4 Conexión con empresas especializadas las fugas en las estaciones de repostaje de hidrógeno líquido se estiman en un 8,5%, y se espera que en el futuro se reduzcan al 2% gracias a avances tecnológicos centrados en las principales causas de dichas fugas: el uso del hidrógeno evaporado durante el almacenamiento, o al introducir o sacar hidrógeno líquido de la estación [39].

También con el método 3.6 Métodos para el hidrógeno líquido, se proporciona información acerca de valores concretos de fugas de hidrógeno. Aquí, se combinan medidas experimentales realizadas en el Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (LLNL) [122] en una criobomba de hidrógeno líquido de 875 bar de Linde, con los datos que se obtienen gracias a los modelos termodinámicos, y extrapolando los resultados a estaciones de repostaje de varios tamaños, se obtienen las pérdidas de hidrógeno, que se deben principalmente a la evaporación. Se puede hablar de que, dependiendo del tamaño de la estación de repostaje, las pérdidas son distintas, pues si se analiza una bomba que introduzca en las estaciones de

repostaje 100 kg/día, las fugas se cuantifican en 15%, pero si se analiza una de 400 kg/día, son del 5%, o si es una bomba de más de 1800 kg/día las fugas resultan ser de menos del 2%. Por todo ello, se concluye que las fugas en estaciones de repostaje pueden variar entre un (2 y un 15) % [74].

4.5.4 Vehículos de pilas de combustible

Para las fugas en los vehículos de pilas de combustible, el único método aplicable para obtener de forma concreta es el 3.3 Escenario central. Con este método, se recoge información semejante a la tomada a la hora de hablar de las fugas en la electrólisis, ya que se comenta que los electrolizadores y las pilas de combustible son tecnologías muy similares, pero que operan del revés. Se realizan varias consideraciones para pilas PEM, que se pueden aplicar también a pilas alcalinas. Estas son: durante la ventilación en arranques y paradas se realiza el mismo desarrollo que en la electrólisis; al hablar con fabricantes estos comentan que las fugas son de alrededor del 0,1%, pero que para lograr un valor propio se añade al modelo probabilístico que las secuencias de arranques y paradas duran entre (2 y 5) minutos; las secuencias de arranques y paradas son aumentos o disminuciones lineales en la producción del hidrógeno; los arranques y paradas suceden entre (100 y 750) veces al año; el hidrógeno fugado a través de la ventilación del ánodo se considera que alcanza como máximo un valor del 30% y como mínimo un 10%; la cantidad de hidrógeno recombinado para generar agua se encuentra entre el (0 y el 100) %; durante las purgas, el hidrógeno emitido mediante fugas se encuentra entre el (0,8 y el 2) %; la cantidad de hidrógeno recombinado para generar agua está entre el (0 y el 100) %; para las fugas en el tanque de almacenamiento que suministra hidrógeno a la pila se incluyen los mismos valores que en las fugas de un tanque presurizado transportado por un camión, es decir, que las fugas son de entre un (0,12 y un 0,24) % al día y que el trayecto es de entre (0,5 y 3) días. Tras incluir todo ello en el modelo probabilístico, se obtiene que durante la ventilación en arranques y paradas las fugas se encuentran entre el (0,04 y el 0,70) %, que en la ventilación del ánodo son de entre (0,00 y 0.15) %, que en las purgas están entre el (0 y el 2) %, y que el hidrógeno que escapa de los tanques se sitúa entre (0,06 y 0,72) %. Todo ello se traduce en unas fugas totales durante el uso del hidrógeno en un vehículo de pila de combustible que se encuentran entre (1,36 y 2,64) % si la pila realiza ventilación y purga únicamente, y entre (0,56 y 1,02) % si existe una recombinación total para tratar de reducir el hidrógeno expulsado al exterior de las purgas y las ventilaciones [47].

4.5.5 Aviación

Respecto a las fugas en aviación, el único método de los analizados que logra descifrar estas fugas es el 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, a partir del que se puede comentar que las fugas producidas por el hidrógeno durante su uso en aviación se pueden extrapolar de las fugas durante la generación de energía a través de tecnologías en base a turbinas. Para cuantificar estas fugas, se combinan dos investigaciones, una en la que se analiza las fugas en una turbina que emplea como combustible metano [119], y otra que permite obtener las fugas de hidrógeno a través de su relación con las fugas de metano [115], de lo que obtiene un valor de fugas del 3% [55].

4.5.6 Barcos

En cuanto a las fugas durante el transporte marítimo, también es el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos de los revisados el único que puede reflejar un valor en concreto, y para ello se asemejan estas fugas con las producidas durante el transporte por carretera para tecnologías similares basadas en pilas de combustible, por lo que se emplea el mismo desarrollo que para determinar las fugas en camiones que transportan hidrógeno comprimido en tanques, es decir, se relaciona un estudio que habla de las fugas de metano durante su uso en vehículos [119], con otro que relaciona las fugas de metano con las fugas de hidrógeno [115], para obtener un valor de fugas de entre un (1,0 y un 2,3) % [55].

4.5.7 Sector residencial

En el sector residencial, siguiendo el método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos, se puede establecer que el principal uso de combustible en el sector residencial es para generar calor, por lo que el hidrógeno se emplearía para ese mismo uso. Teniendo eso en cuenta, se toma la información obtenida de un estudio de las emisiones asociadas a las fugas de gas natural en hogares en California [123], junto con otro estudio que establece la relación entre fugas de metano con las de hidrógeno [115], y se consigue determinar las fugas de hidrógeno en este sector, que, según este método, están entre un (0,5 y un 0,8) % [55].

Con el método 3.3 Escenario central también se consigue proporcionar información acerca de las fugas de hidrógeno en el sector residencial. Con él, se habla de que, si las calderas, hornos y estufas del Reino Unido pasasen a funcionar completamente con hidrógeno, se producirían fugas, principalmente durante los arranques y paradas y por difusión en la tubería, juntas o cierres. Para determinar los valores concretos, se introduce en el modelo probabilístico la siguiente información: durante el funcionamiento, si las calderas tienen una carga térmica anual de 12000 kWh, lo que equivale a 300 kg de hidrógeno, las pérdidas anuales durante los arranques y paradas serían de 0,4 kg, o lo que es lo mismo, del 0,13%; en las tuberías, para una carga térmica anual de 12000 kWh, o unos 300 kg de hidrógeno, y con un ratio de fuga máximo permitido para nuevas instalaciones de 0,0014 m³/h, es decir, 12 m³ anuales por propiedad, las fugas equivaldrían al 0,32%; la demanda anual típica por propiedad se sitúa entre (7000 y 17000) kWh; la variación de las fugas durante el funcionamiento del sistema de tuberías es de entre el (0 y el 100) %. Todo ello lleva a conseguir un ratio de fugas de hidrógeno en el sector residencial de entre (0,30 y 0,69) % [47].

4.5.8 Generación de energía en pilas de combustible

Para la generación de energía en las pilas de combustible, con el método 3.3 Escenario central de los estudiados se puede proporcionar unos resultados claros. Para llegar a ellos, se emplea el mismo desarrollo que el ya explicado para las fugas en vehículos de pila de combustible en el capítulo 4.5.4 Vehículos de pilas de combustible, puesto que las fugas que se producen en ese caso son propiamente las de la pila de combustible, y se pueden aplicar a este caso. Por ello, las fugas se encuentran entre (1,36 y 2,64) % si la pila realiza ventilación y purga únicamente, y entre (0,56 y 1,02) % si existe una recombinación total para tratar de reducir el hidrógeno expulsado al exterior de las purgas y las ventilaciones [47].

Otro método con el que se logra aportar información de las fugas que se producen en este proceso de generación energética es el 3.5 Incorporación de datos actuales en la previsión según escenarios futuros. Con él, se habla de que principalmente las fugas se producen durante la purga del ánodo para que no se forme demasiada agua. Se comenta que estas purgas duran entre unos 1 y 3 s, que ocurren cada 2 o 5 min, y que la concentración de hidrógeno en la mezcla expulsada al exterior no supera las 4000 ppm. Este último dato se obtiene gracias a conversaciones con la empresa especializada en pilas de combustible de tipo PEM Nedstack [124]. Con

todos esos datos, se estima que las fugas se encuentran dentro del rango de (0,1 y 1,0) % [43].

4.5.9 Generación de energía por otros métodos

El método 3.1 Proyección de datos futuros extrapolados de datos históricos analizado establece un valor de fugas al emplear hidrógeno para generar energía mediante turbinas. Para ello, se combinan los datos proporcionados por un estudio que esclarece las fugas de metano como combustible en las turbinas [119], con otro que establece una relación entre las fugas de metano y las de hidrógeno, si se sustituyese parte del metano o por completo por hidrógeno [115]. Combinando estas dos investigaciones, se concluye que el valor de las fugas se encuentra en un rango entre (1,5 y 3,0) % [55].

También se puede determinar un valor concreto con el método 3.3 Escenario central de los que se han estudiado. A partir de él, se mencionan dos medios de generación de energía exceptuando las pilas de combustible, que son las turbinas de gas y la combustión interna. En las turbinas de gas, se habla de que durante los arranques y paradas se puede llegar a expulsar algo de hidrógeno que no llega a ser quemado por completo. Para cuantificar esas emisiones asociadas, se introduce en el modelo probabilístico diversos datos: la estimación del hidrógeno que no llega a ser quemado en esos arranques y paradas equivale a un (5 o un 10) % del total del hidrógeno introducido en ese momento en la turbina; esos periodos de arranques y paradas duran entre (2 y 5) minutos y se realizan entre (50 y 200) veces al año. En la combustión interna, se hace referencia a que las fugas pueden ser tomadas como prácticamente insignificantes y se pueden despreciar, pero que como el hidrógeno también ha de ser almacenado para poder introducirlo en los vehículos de combustión interna, se toman como valores de fugas los mismos que para el almacenamiento en los vehículos de pila de combustible. Con todo ello, se llega a la conclusión de que las fugas de hidrógeno en una turbina de gas son del 0,01%, que las de la combustión interna se encuentran entre (0,30 y 0,66) %, y que, si se agrupa todo en un mismo proceso de generación de energía, excluyendo las pilas de combustible, las fugas serían de entre (0,01 y 0,66) % [47].

4.6 Resumen final del estudio

Para poder observar los resultados obtenidos a partir de los métodos descritos con una mayor facilidad, se recogen todos ellos en la Tabla 4:

Tabla 4. Valores de fugas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor energética

	Fan et .al [55]	Cooper et al. [31]	Frazer-Nash [47]	Arrigoni et al. [39]	Van Ruijven et al. [43]	Petitpas et al. [74]
Producción						
Electrólisis	2%-4%	0,1%-4%	3,32%-9,2% 0,24%-0,52%	0,20% 0,03%		
SMR	0,5%-1%					
SMR+CCUS	1%-1,5%	0,1%-1%	0,25%-0,5%			
Gasificación de carbón		0,1%-1%				
Tratamiento						
Compresión		0,14%-0,27%	0,05%-0,25 %			
Licudo		0,15%-2,21%		10% 2%		
Almacenamiento						
Comprimido			2,77%-6,52%			
Líquido		0,05%-0,54%			0,3%-1%	
Transporte						
Tuberías de transmisión	1%-2%	0,02%-0,06%	0,04%-0,48%	1% 0,7%	0,1%-5%	
Tuberías de distribución	0,2%-0,4%	0,0003%-0,16%	0,26%-0,53%		0,1%-5%	
Camiones con tanques de hidrógeno comprimido	1%-2,3%		0,3%-0,66%	1%		

	Fan et al. [55]	Cooper et al. [31]	Frazer-Nash [47]	Arrigoni et al. [39]	Van Ruijven et al. [43]	Petitpas et al. [74]
Camiones con tanques de hidrógeno líquido	10%-20%		3,76%-13,2%		2%-5,5%	
Usos finales						
Industria	0,2%-0,5%		0,25%-0,5%			
Repostaje de hidrógeno comprimido			0,25%-0,89%	3% 2%		
Repostaje de hidrógeno líquido				8,5% 2%		2%-15%
Vehículos de pilas de combustible			1,36%-2,64% 0,56%-1,02%			
Aviación	3%					
Barcos	1%-2,3%					
Sector residencial	0,5%-0,8%		0,3%-0,69%			
Generación de energía en pilas de combustible			1,36%-2,64% 0,56%-1,02%		0,1%-1%	
Generación de energía por otros métodos	1,5%-3%		0,01%-0,66%			

En la Tabla 4, aparecen recogidos todos los valores de las fugas de hidrógeno que se han obtenido a partir de los métodos analizados. Cabe mencionar que, a pesar de que todos los valores que aparecen en ella presentan una o varias cifras significativas en la mayoría de los casos, seguramente dichas cifras no guarden relación con los valores de incertidumbre que se manejan en los distintos métodos analizados, ya que prácticamente en ninguno se hace referencia a dicha incertidumbre. Entrando en detalle en la propia tabla, se puede observar cómo, en algunos casos, para la misma parte de la cadena de valor, un estudio aporta unos valores de fugas que difieren un poco de los valores que aporta otro método. Además, los casos proporcionan un rango de valores, y no valores concretos, y comentan que esto se debe a que no se puede proporcionar información más concreta puesto que actualmente no hay muchas tecnologías que permitan, de manera eficaz y sencilla, medir las fugas. Por lo tanto, se proporcionan predicciones o estimaciones, puesto que falta información crucial o investigaciones que permitan determinar medidas con sus incertidumbres expandidas, lo que podría explicar la discrepancia entre algunos documentos. A pesar de ello, la mayoría de los datos proporcionados son muy similares.

Para poder facilitar la implementación de estos valores en el modelo WILLIAM y proporcionar un valor concreto para cada parte de la cadena de valor, se han establecido valores medios, máximos y mínimos para cada uno de ellos. Para los valores máximos y mínimos, se han elegido los valores más altos y bajos proporcionados entre todos los documentos para cada caso. Por ejemplo, en el caso de la electrólisis, el valor más alto de los proporcionados es 9,2%, que se ha establecido como valor máximo, y el valor más bajo es 0,03%, asignado como valor mínimo. A la hora de determinar el valor medio, como en la mayoría de los casos se proporcionan rangos, se ha obtenido el valor medio de cada rango proporcionado, y de entre esos valores medios, se ha vuelto a realizar la media, obteniendo así el valor buscado. Como en algunos momentos se aportan valores concretos y no rangos, estos valores son considerados como valores medios de por sí.

La Ilustración 13 muestra todos esos valores máximos, medios y mínimos.

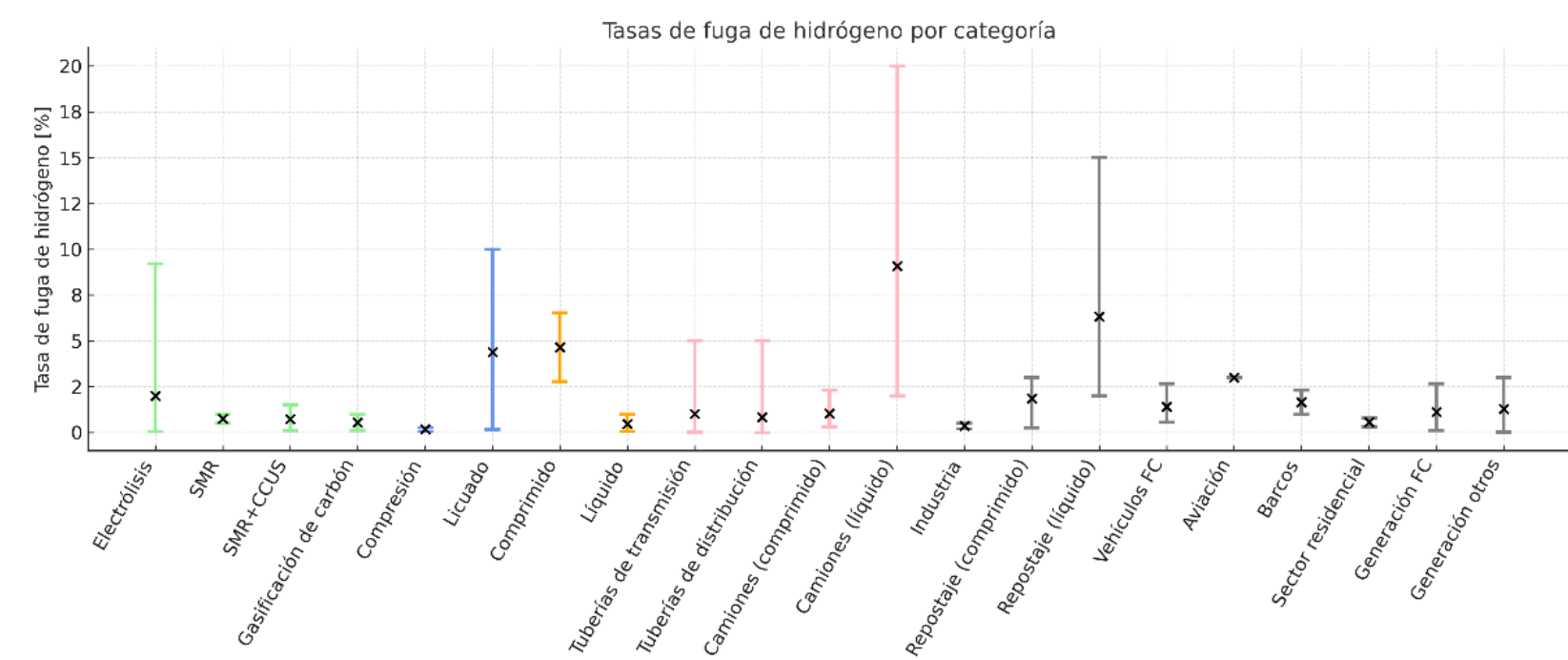


Ilustración 13. Valores medios, mínimos y máximos de tasas de fugas de hidrógeno en la cadena de valor energética en %

Se puede observar cómo en la producción, la electrólisis es el método que presenta tanto el valor medio de fugas más elevado, como el rango más amplio. Esto se debe a la aportación del rango de fugas en el caso de que no haya recombinación del hidrógeno que puede ser expulsado durante la purga y durante la eliminación del oxígeno del ánodo. Respecto a las fugas durante el SMR, se podría pensar que se producen más fugas si existe captura y almacenaje de carbono, pero se puede observar cómo los valores medios con o sin captura son casi iguales, si bien el rango de valores con captura es mayor.

El proceso de licuado del hidrógeno presenta un valor máximo de fugas mayor que el proceso de compresión, y, de hecho, resulta ser de los procesos con un valor máximo más alto a lo largo de toda la cadena de valor. Por el contrario, a la hora de almacenar el hidrógeno, las fugas son mayores si se almacena en estado gaseoso que si se almacena líquido. Una de las razones puede ser que el almacenamiento líquido es menos propenso a fugas, puesto que presenta tecnologías que operan sobre el boil-off evitando que el hidrógeno evaporado escape al exterior, además de que el comprimido es almacenado durante un mayor periodo de tiempo.

En cuanto al transporte por tubería, cabe mencionar que apenas hay diferencias entre la tasa de fugas en tuberías de transmisión y de distribución, y que los rangos de fugas se deben al comportamiento del hidrógeno a lo largo de tuberías que previamente se empleaban para transportar gas natural y que se han adaptado o a su permeación en tuberías específicamente construidas para su transporte. Esta incertidumbre es debido al balance tecno-económico necesario debido al sobre coste que nuevas tuberías conllevan. También hay que destacar que, en algunos casos, los valores de estas fugas pueden ser que se proporcionen en fugas por cada 1000 km, por lo que puede existir incongruencias al comparar y asemejar esas fugas a otras que sí son proporcionadas por cada transporte, independientemente de la distancia. Si se pone atención en el transporte mediante camiones, es evidente que, si este medio transporta hidrógeno líquido, las fugas serán bastante elevadas en comparación a si transporta gas. Estas fugas estarán producidas por la inestabilidad que supone manejar el hidrógeno líquido y trasvasarlo del camión a un tanque de almacenamiento o viceversa. De hecho, el valor máximo de fugas durante toda la cadena de valor se produce en durante este proceso.

A la hora de analizar las fugas durante el uso del hidrógeno en la industria, salta a la vista su valor tan reducido en comparación con otros usos finales, puesto que se prevé que este uso sea uno de los más empleados en el futuro, y un valor tan reducido de fugas es algo remarcable. Es importante señalar que estos usos del hidrógeno en la industria están todavía en su

infancia, con unos Nivel de Madurez Tecnológica (NMT) muy bajos (TRL en inglés). Mayor investigación, monitoreo y experiencia técnica es necesaria para apostar valores más específicos y reducir su incertidumbre.

Durante el repostaje de hidrógeno en estaciones de repostaje sucede algo similar que durante el transporte en camiones. Si el hidrógeno se encuentra en estado líquido, tanto el valor medio como el rango en el que se encuentra es mucho mayor que si está en estado gaseoso, debido también a la evaporación del líquido cuando se alteran las condiciones en las que se encuentra, especialmente durante ese proceso de carga y descarga de la estación.

Destaca también el valor tan bajo en las fugas en el sector residencial. Su principal uso es para generar calor, principalmente en calderas, sustituyendo de forma total o parcial el gas natural por hidrógeno, y como la tecnología de calderas de gas está bastante desarrollada, y minimiza las fugas, posiblemente por el riesgo a que estas puedan provocar severos problemas en los hogares, esta podría ser la explicación al bajo nivel de fugas logrado.

Si se compara la generación de energía en vehículos de pilas de combustible con los otros métodos de generación de energía, lo esperable es que las fugas en los vehículos fuesen mayores, ya que, además de las producidas durante la generación energética, se le añaden las producidas por el almacenamiento en el tanque que presenta el vehículo. Aunque se puede comprobar como los valores no difieren mucho unos de otros, debido principalmente al corto periodo de tiempo que permanece el hidrógeno almacenado en el tanque del vehículo.

Además, en la Tabla 5 se muestran los datos recogidos para una mayor comprensión.

Tabla 5. Valores máximos, medios y mínimos de tasas de fugas de hidrógeno en la cadena de valor energética en %

	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo
Producción			
Electrólisis	0,03%	1,99%	9,20%
SMR	0,50%	0,75%	1,00%
SMR+CCUS	0,10%	0,73%	1,50%
Gasificación de carbón	0,10%	0,55%	1,00%
Tratamiento			
Compresión	0,05%	0,18%	0,27%

	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo
Licuada	0,15%	4,39%	10,00%
Almacenamiento			
Comprimido	2,77%	4,65%	6,52%
Líquido	0,05%	0,47%	1,00%
Transporte			
Tuberías de transmisión	0,02%	1,01%	5,00%
Tuberías de distribución	0,0003%	0,83%	5,00%
Camiones con tanques de hidrógeno comprimido	0,30%	1,04%	2,30%
Camiones con tanques de hidrógeno líquido	2,00%	9,08%	20,00%
Usos finales			
Industria	0,20%	0,36%	0,50%
Repostaje de hidrógeno comprimido	0,25%	1,86%	3,00%
Repostaje de hidrógeno líquido	2,00%	6,33%	15,00%
Vehículos de pilas de combustible	0,56%	1,40%	2,64%
Aviación	3,00%	3,00%	3,00%
Barcos	1,00%	1,65%	2,30%
Sector residencial	0,30%	0,57%	0,80%
Generación de energía en pilas de combustible	0,10%	1,11%	2,64%
Generación de energía por otros métodos	0,01%	1,29%	3,00%

5 Conclusiones y Líneas de Futuro

Con todo lo obtenido en este estudio, se pueden sacar diversas conclusiones.

1. Entre un 20% y un 30% del hidrógeno gaseoso emitido a la atmósfera se oxida reduciendo la cantidad de radicales (OH) presentes en esta. Estos radicales intervienen en la degradación del metano, un importante gas de efecto invernadero. La disminución de los radicales (OH) aumentan por tanto la esperanza de vida del metano en la atmósfera, aumentando su potencial de calentamiento global. Además, esta oxidación del hidrógeno también aumenta la concentración de ozono, que es un gas de efecto invernadero. Por todo ello, el hidrógeno es considerado un gas de efecto invernadero indirecto, y todos los modelos climáticos deben tenerlo en cuenta para analizar y predecir sus efectos. Estos modelos precisan datos de emisiones fugitivas de hidrógeno a lo largo de su cadena de valor, en particular, la de su cadena de transformación energética.
2. La mayor cantidad de fugas a lo largo de la cadena de valor se produce en aquellos procesos que manejan el hidrógeno en estado líquido, como durante el proceso del licuado, el transporte en camiones con tanques de hidrógeno líquido, y el repostaje de hidrógeno líquido en estaciones, exceptuando al almacenamiento de hidrógeno líquido. Esto se debe principalmente a la evaporación del líquido (boil-off) en cuanto se alteran las condiciones termodinámicas que le mantienen en este estado. Por ello, se debería poner énfasis en mejorar las tecnologías empleadas durante los momentos más críticos, como durante la transferencia del líquido del tanque de almacenamiento al camión de transporte.
3. Si se logran reducir los rangos de fugas, y poder determinar valores concretos en vez de estimarlos, se podrá asegurar qué procesos y en qué zonas se producen esas fugas, lo que se traducirá en una mejora de esos procesos para poder reducir dichas fugas y su impacto.
4. Existe una necesidad de seguir investigando y generando proyectos que aporten más información a la hora de determinar las fugas del hidrógeno a lo largo de su cadena de valor. Esto se podría realizar de una forma más sencilla si se creasen nuevos instrumentos de medida específicos para cuantificar emisiones de hidrógeno asociadas a las fugas que fuesen aplicables no solo a partes específicas de la cadena de valor, sino que se pudiesen emplear en más de un proceso.

Es necesario mencionar finalmente la importancia de seguir investigando las tecnologías del hidrógeno, así como sus impactos socioeconómicos,

ambientales, y de sostenibilidad, ya que, en un futuro no muy lejano, la intención es que se convierta en un medio importante para descarbonizar numerosos procesos, tanto industriales como de transporte.

6 Bibliografía

- [1] N. Borduas, N.M. Donahue, Chapter 3.1 - The Natural Atmosphere, in: B. Török, T. Dransfield (Eds.), Green Chemistry, Elsevier, 2018: pp. 131–150. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809270-5.00006-6>.
- [2] Statistical Review of World Energy, 2023. https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0004/1055542/El_Stat_Review_PDF_single_3.pdf (accessed March 14, 2025).
- [3] Global direct primary energy consumption, (n.d.). <https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy> (accessed March 17, 2025).
- [4] I. Dincer, C. Acar, Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability, Int J Hydrogen Energy 40 (2015) 11094–11111. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.035>.
- [5] Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1998. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf> (accessed July 1, 2025).
- [6] Acuerdo de París, París, 2015. https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf (accessed March 17, 2025).
- [7] I. International Energy Agency, Global Energy and Climate Model Documentation 2024, 2024. www.iea.org.
- [8] N. York, S. Francisco, L. Paz, S. Hamburg Ramón Alvarez Tianyi Sun Carly Pleines, M. Harrison Kenneth Malmquist, A. Hensen, N. Clark David McKain, A. Marchese, T. Röckmann, D. Johnson Scott Wayne, Environmental Defense Fund Environmental Defense Fund works around the world from offices in In-kind contributions, n.d.
- [9] HYDRA Project, (n.d.). <https://www.hydraproject.eu/> (accessed March 18, 2025).
- [10] Pioneering the future: EU funds the HYDRA project to explore hydrogen-related climate impacts, risks, and benefits, (n.d.). <https://www.hydraproject.eu/wp-content/uploads/2024/03/HYDRA-press-release-DEF.pdf> (accessed March 18, 2025).

- [11] Integrated Assessment Model , (n.d.). <https://www.locomotion-h2020.eu/locomotion-models/locomotion-iams/> (accessed March 18, 2025).
- [12] F. Krawczyk, A.Ch. Braun, Models like heroes? Making Integrated Assessment Models (IAMs) ready for deep decarbonization and a socio-economic transformation, *Energy Res Soc Sci* 121 (2025) 103959.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.103959>.
- [13] GEEDS - WILIAM, (n.d.). <https://geeds.es/wiliam/> (accessed March 18, 2025).
- [14] D. Juan, M. Campos Rodríguez, D. Fernando, A.F. Escudero, Modelado de los Impactos del Hidrógeno en la Transición Energética: Emisiones, Energía y Materiales, n.d.
- [15] CARTIF Memoria Anual 2021, n.d.
- [16] HYDRA Partners, (n.d.). <https://www.hydraproject.eu/partners/#UNIVA> (accessed March 18, 2025).
- [17] GEEDS, (n.d.). <https://geeds.es/> (accessed March 18, 2025).
- [18] Objetivos de Desarrollo Sostenible, (n.d.). <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accessed March 13, 2025).
- [19] Energía - Objetivos de Desarrollo Sostenible, (n.d.). <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> (accessed March 13, 2025).
- [20] Infraestructura - Objetivos de Desarrollo Sostenible, (n.d.). <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/> (accessed March 13, 2025).
- [21] Ciudades - Objetivos de Desarrollo Sostenible, (n.d.). <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/> (accessed March 13, 2025).
- [22] Cambio Climático - Objetivos de Desarrollo Sostenible, (n.d.). <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/> (accessed March 13, 2025).
- [23] E. Lemmon, M. Huber, M. McLinden, NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport

- Properties-REFPROP, Version 9.1, (2013).
https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=912382.
- [24] A. Keçebaş, M. Kayfeci, Chapter 1 - Hydrogen properties, in: F. Calise, M.D. D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini, D. Ferrero (Eds.), *Solar Hydrogen Production*, Academic Press, 2019: pp. 3–29.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00001-1>.
- [25] Lemmon, E. W, B. Ian H, H. Marcia L, M. Mark O, NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 10.0, National Institute of Standards and Technology 135 (2018).
<https://doi.org/https://doi.org/10.18434/T4/1502528> (accessed July 1, 2025).
- [26] G. Pieterse, M.C. Krol, A.M. Batenburg, C.A.M. Brenninkmeijer, M.E. Popa, S. O'Doherty, A. Grant, L.P. Steele, P.B. Krummel, R.L. Langenfelds, H.J. Wang, A.T. Vermeulen, M. Schmidt, C. Yver, A. Jordan, A. Engel, R.E. Fisher, D. Lowry, E.G. Nisbet, S. Reimann, M.K. Vollmer, M. Steinbacher, S. Hammer, G. Forster, W.T. Sturges, T. Röckmann, Reassessing the variability in atmospheric H₂ using the two-way nested TM5 model, *Journal of Geophysical Research Atmospheres* 118 (2013) 3764–3780.
<https://doi.org/10.1002/jgrd.50204>.
- [27] T. Rahn, J.M. Eller, K.A. Boering, P.O. Wennberg, M.C. McCarthy, S. Tyler, S. Schauffler, S. Oonnelly, E. Atlas, Extreme deuterium enrichment in stratospheric hydrogen and the global atmospheric budget of H₂, *Nature* 424 (2003) 918–921.
<https://doi.org/10.1038/nature01917>.
- [28] N. Warwick, P. Griffiths, J. Keeble, A. Archibald, J. Pyle, Atmospheric implications of increased Hydrogen use, 2022.
- [29] T.K. Tromp, R.-L. Shia, M. Allen, J.M. Eiler, Y.L. Yung, Potential environmental impact of a hydrogen economy on the stratosphere, *Science* (1979) 300 (2003) 1740–1742.
<https://doi.org/10.1126/science.1085169>.
- [30] J. Austin, N. Butchart, K.P. Shine, Possibility of an Arctic ozone hole in a doubled-CO₂ climate, *Nature* 360 (1992) 221–225.
<https://doi.org/10.1038/360221a0>.
- [31] J. Cooper, L. Dubey, S. Bakkaloglu, A. Hawkes, Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global

- warming, *Science of the Total Environment* 830 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.154624>.
- [32] S. Lakshmanan, M. Bhati, Unravelling the atmospheric and climate implications of hydrogen leakage, *Int J Hydrogen Energy* 53 (2024) 807–815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.010>.
- [33] U. Kulshrestha, M. Mishra, Chapter 3 - Atmospheric chemistry in Asia: Need of integrated approach, in: R.P. Singh (Ed.), *Asian Atmospheric Pollution*, Elsevier, 2022: pp. 55–74. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816693-2.00002-0>.
- [34] R.L. McKenzie, P.J. Aucamp, A.F. Bais, L.O. Björn, M. Ilyas, S. Madronich, Ozone depletion and climate change: Impacts on UV radiation, *Photochemical and Photobiological Sciences* 10 (2011) 182–198. <https://doi.org/10.1039/c0pp90034f>.
- [35] IPCC Global Warming Potential Values, n.d. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-errata.pdf>.
- [36] I.B. Ocko, S.P. Hamburg, Climate consequences of hydrogen emissions, *Atmos Chem Phys* 22 (2022) 9349–9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>.
- [37] R.G. Derwent, D.S. Stevenson, S.R. Utembe, M.E. Jenkin, A.H. Khan, D.E. Shallcross, Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI: Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy, *Int J Hydrogen Energy* 45 (2020) 9211–9221. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.125>.
- [38] R.G. Derwent, W.J. Collins, C.E. Johnson, D.S. Stevenson, Transient behaviour of tropospheric ozone precursors in a global 3-D CTM and their indirect greenhouse effects, *Clim Change* 49 (2001) 463–487. <https://doi.org/10.1023/A:1010648913655>.
- [39] A. Arrigoni, L. Bravo Díaz, Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact, 2022. <https://doi.org/10.2760/065589>.
- [40] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis*, 2021. www.ipcc.ch (accessed May 6, 2025).

- [41] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Climate Change 2022 – Mitigation of Climate Change, 2022. www.ipcc.ch.
- [42] B. Vogel, T. Feck, J.U. Groobß, Impact of stratospheric water vapor enhancements caused by CH₄ and H₂O increase on polar ozone loss, *Journal of Geophysical Research Atmospheres* 116 (2011). <https://doi.org/10.1029/2010JD014234>.
- [43] B. Van Ruijven, J.F. Lamarque, D.P. Van Vuuren, T. Kram, H. Eerens, Emission scenarios for a global hydrogen economy and the consequences for global air pollution, *Global Environmental Change* 21 (2011) 983–994. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2011.03.013>.
- [44] H2020 HYDRA Project (HORIZON-CL5-2023-D1-01-03). Internal Communication, (n.d.). <https://www.hydraproject.eu/> (accessed May 11, 2025).
- [45] N. De Blasio, The Colors of Hydrogen, 2024. <https://www.belfercenter.org/sites/default/files/2024-07/De%20Blasio%20Colors%20of%20Hydrogen%20Handout.pdf> (accessed March 17, 2025).
- [46] K. Singh, T.N. Verma, G. Dwivedi, A.K. Shukla, Hydrogen production, storage, and CI Engine utilisation: A global perspective, *Process Safety and Environmental Protection* 190 (2024) 1067–1092. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.07.110>.
- [47] Fugitive Hydrogen Emissions in a Future Hydrogen Economy, n.d. www.gov.uk/government/publications/fugitive-hydrogen-emissions-in-a-future-hydrogen-economy (accessed March 21, 2025).
- [48] A. Vedrtam, K. Kalauni, R. Pahwa, A review of water electrolysis technologies with insights into optimization and numerical simulations, *Int J Hydrogen Energy* 140 (2025) 694–727. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.295>.
- [49] T. Pettersen, E. Cossar, T.H. Bergstrøm, Y.D. Raka, S. Lee, F. Zenith, Simulation study on preventing explosive mixture formation in PEM electrolyzers' water recovery tanks, *Int J Hydrogen Energy* 84 (2024) 1021–1032. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.439>.
- [50] I. Dincer, M.A. Rosen, M. Al-Zareer, 3.11 Chemical Energy Production, *Comprehensive Energy Systems: Volumes 1-5* 3 (2018) 470–520. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00326-6>.

- [51] P. Nikolaidis, A. Poullikkas, A comparative overview of hydrogen production processes, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017) 597–611. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>.
- [52] M.A. Nemitallah, Characteristics of hydrogen separation and methane steam reforming in a Pd-based membrane reactor of shell and tube design, *Case Studies in Thermal Engineering* 45 (2023) 102939. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.102939>.
- [53] M. Bui, C.S. Adjiman, A. Bardow, E.J. Anthony, A. Boston, S. Brown, P.S. Fennell, S. Fuss, A. Galindo, L.A. Hackett, J.P. Hallett, H.J. Herzog, G. Jackson, J. Kemper, S. Krevor, G.C. Maitland, M. Matuszewski, I.S. Metcalfe, C. Petit, G. Puxty, J. Reimer, D.M. Reiner, E.S. Rubin, S.A. Scott, N. Shah, B. Smit, J.P.M. Trusler, P. Webley, J. Wilcox, N. Mac Dowell, Carbon capture and storage (CCS): the way forward, *Energy Environ Sci* 11 (2018) 1062–1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>.
- [54] B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, L. Meyer, IPCC Special Report, Carbon Capture and Storage. Cambridge University Press. Vol. 33, 2005. http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf (accessed July 1, 2025).
- [55] Z. Fan, H. Sheerazi, A. Bhardwaj, A.-S. Corbeau, K. Longobardi, A. Castañeda, A.-K. Merz, D.R. Caleb, M. Woodall, M. Agrawal, S. Orozco-Sanchez, Hydrogen Leakage: a potential risk for the hydrogen economy, 2022. <https://energypolicy.columbia.edu/about/partners>.
- [56] M. Ji, J. Wang, Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators, *Int J Hydrogen Energy* 46 (2021) 38612–38635. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142>.
- [57] S. Yang, Q. Ren, S. Han, R. Cui, Y. Hu, Y. Heng, S. Dong, L. Li, M. Gong, C. Liang, S. Guo, N. Fang, W. Li, Coal gasification-combustion system – Part I: Principle and nitrogen migration characteristics, *Fuel* 398 (2025) 135527. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.135527>.
- [58] J. Andersson, S. Grönkvist, Large-scale storage of hydrogen, *Int J Hydrogen Energy* 44 (2019) 11901–11919. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.
- [59] V. Molkov, 4 Chapter R: Hydrogen releases and dispersion, n.d. <https://www.h2euro.org/hyfacts/wp-content/uploads/sites/2/2014/06/4-Chapter-R-slides-Hydrogen->

- releases-and-dispersion-VM-130228-altered-UU.pdf (accessed April 11, 2025).
- [60] M.P. de Wit, A.P.C. Faaij, Impact of hydrogen onboard storage technologies on the performance of hydrogen fuelled vehicles: A techno-economic well-to-wheel assessment, *Int J Hydrogen Energy* 32 (2007) 4859–4870. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.07.051>.
- [61] G. Jia, M. Lei, M. Li, W. Xu, R. Li, Y. Lu, M. Cai, Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review, *Int J Hydrogen Energy* 48 (2023) 32137–32157. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>.
- [62] J. Huerga, D. Vega, R. Rodríguez, Materiales para la economía del hidrógeno: compatibilidad, coeficientes de permeación, fragilización y fisuración inducida por hidrógeno, n.d.
- [63] Overview of Available Test Results and Regulatory Limits for Hydrogen Admission into Existing Natural Gas Infrastructure and End Use, n.d. <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2019/09/H2-Infographic.pdf> (accessed July 2, 2025).
- [64] L. Ghalib, Chapter 1 - Impact of presence of CO₂ in natural gas streams, in: S.A. Mazari, N.M. Mubarak, M. Tripathi (Eds.), *Nanomaterials for Carbon Dioxide Capture and Conversion Technologies*, Elsevier, 2023: pp. 1–24. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-323-89851-5.00002-0>.
- [65] C. Johnston, M.H. Ali Khan, R. Amal, R. Daiyan, I. MacGill, Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia, *Int J Hydrogen Energy* 47 (2022) 20362–20377. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.156>.
- [66] M. Carolan, Compressed Hydrogen Transport DEVELOPMENT OF WORLD FIRST COMPRESSED HYDROGEN SHIP TO EXPORT “ZERO CARBON” ENERGY, 2020. www.h2council.com.au.
- [67] J. Lee, Y. Choi, S. Che, M. Choi, D. Chang, Integrated design evaluation of propulsion, electric power, and re-liquefaction system for large-scale liquefied hydrogen tanker, *Int J Hydrogen Energy* 47 (2022) 4120–4135. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.004>.

- [68] R. Ramachandran, R.K. Menon, An overview of industrial uses of hydrogen, *Int J Hydrogen Energy* 23 (1998) 593–598. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(97\)00112-2](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00112-2).
- [69] Alsulaiman, Abdurahman Review of hydrogen leakage along the supply chain: Environmental impact, mitigation, and recommendations for sustainable deployment *Standard-Nutzungsbedingungen*, 2024. <https://hdl.handle.net/10419/306643>.
- [70] D. Erdemir, I. Dincer, A quicker route to hydrogen economy with ammonia, *Int J Hydrogen Energy* 82 (2024) 1230–1237. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.067>.
- [71] Z. Rabiei, Hydrogen Management in Refineries, *Petroleum & Coal* 54 (2012) 357–368. www.vurup.sk/petroleum-coal.
- [72] J. Kotowicz, D. Węcel, M. Brzęczek, Analysis of the work of a “renewable” methanol production installation based ON H₂ from electrolysis and CO₂ from power plants, *Energy* 221 (2021) 119538. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119538>.
- [73] Hydrogen in Steel: Addressing Emissions and Dealing With Overcapacity. OECD Science, Technology and Industry, 2025. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/03/hydrogen-in-steel_f4d15f8d/7e2edc69-en.pdf (accessed July 2, 2025).
- [74] G. Petitpas, Boil-off losses along LH₂ pathway, 2018.
- [75] A. Evans, V. Strezov, T.J. Evans, Energy Storage Technologies, in: M.A. Abraham (Ed.), *Encyclopedia of Sustainable Technologies* (Second Edition), Elsevier, Oxford, 2024: pp. 548–555. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90386-8.00030-9>.
- [76] W. Suwaileh, Y. Bicer, S. Al Hail, S. Farooq, R. Mohamad Yunus, N.N. Rosman, I. Karajagi, Exploring hydrogen fuel as a sustainable solution for zero-emission aviation: Production, storage, and engine adaptation challenges, *Int J Hydrogen Energy* 121 (2025) 304–325. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.03.348>.
- [77] I. International Energy Agency, The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, 2022. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf (accessed July 2, 2025).

- [78] I. International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2022, 2022. www.iea.org/t&c/.
- [79] S. Mannan, ed., Chapter 19 - Plant Commissioning and Inspection, in: Lees' Loss Prevention in the Process Industries (Fourth Edition), Butterworth-Heinemann, Oxford, 2012: pp. 1761–1809. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397189-0.00019-7>.
- [80] A.C. Dimian, C.S. Bildea, A.A. Kiss, Chapter 12 - Chemical Product Design, in: A.C. Dimian, C.S. Bildea, A.A. Kiss (Eds.), Computer Aided Chemical Engineering, Elsevier, 2014: pp. 489–523. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62700-1.00012-7>.
- [81] D.T. Allen, Emissions from oil and gas operations in the United States and their air quality implications, J Air Waste Manage Assoc 66 (2016) 549–575. <https://doi.org/10.1080/10962247.2016.1171263>.
- [82] H.E. Hesketh, F.L. Cross, Fugitive emissions and controls, in: 1983. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:129118507>.
- [83] T. Ramsden, M. Ruth, V. Diakov, M. Laffen, T.A. Timbario, Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios, 2007. www.nrel.gov/publications.
- [84] M.L. De Souza-Santos, Solid fuels combustion and gasification: modeling, simulation, CRC Press, 2010.
- [85] Hydrogen energy supply chain (HESC) project 2021a, (n.d.). <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/> (accessed May 14, 2025).
- [86] BP, Statistical Review of World Energy, 2020. www.bp.com/statisticalreview.
- [87] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad, S.O. Gardarsdottir, Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers, Int J Hydrogen Energy 45 (2020) 32865–32883. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017>.
- [88] P. de Laat, Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands, 2020. https://topsectorenergie.nl/documents/81/TKI_Nieuw_Gas-

- Overview_Hydrogen_projects_in_the_Netherlands_versie_21_-_200801.pdf (accessed May 14, 2025).
- [89] R.A. Rozendal, H.V.M. Hamelers, G.J.W. Euverink, S.J. Metz, C.J.N. Buisman, Principle and perspectives of hydrogen production through biocatalyzed electrolysis, *Int J Hydrogen Energy* 31 (2006) 1632–1640.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.12.006>.
- [90] M. Maisch, Queensland sends first green hydrogen shipment to Japan, *PV Magazine* (2019). <https://www.pv-magazine.com/2019/03/29/queensland-sends-first-green-hydrogen-shipment-to-japan/> (accessed May 14, 2025).
- [91] J. Parnell, World's Largest Green Hydrogen Project Unveiled in Saudi Arabia, *Greentech Media* (2020).
- [92] R. Schiller, The Stokes-Einstein law by macroscopic arguments, *International Journal of Radiation Applications and Instrumentation. Part C. Radiation Physics and Chemistry* 37 (1991) 549–550.
[https://doi.org/https://doi.org/10.1016/1359-0197\(91\)90033-X](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/1359-0197(91)90033-X).
- [93] C. Guivarch, E. Kriegler, J. Portugal-Pereira, IPCC, 2022: Annex III: Scenarios and Modelling Methods, in: *Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change*, Cambridge University Press, 2023: pp. 1841–1908. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.022>.
- [94] National Grid, (n.d.). <https://www.neso.energy/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2021.%E2%80%9D> (accessed July 3, 2025).
- [95] Hydrogen for a Net Zero GB An integrated energy market perspective, 2020. https://www.bieee.org/wp-content/uploads/2021/09/Chow-Kambitsch__Gazis.pdf (accessed July 3, 2025).
- [96] Air Liquide, (n.d.). <https://www.airliquide.com/> (accessed May 1, 2025).
- [97] SNAM, (n.d.). <https://www.snam.it/it/home.html> (accessed May 1, 2025).
- [98] E. Escobedo, D. García, M. Ruiz, A. Izquierdo, D. Pacheco-Catalán, L.C. Ordóñez, Design, construction, and performance of a próton exchange membrane water electrolyzer (PEM-WE), *Int J Electrochem Sci* 18 (2023) 100110.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijoes.2023.100110>.

- [99] K. Harrison, M. Peters, Renewable Electrolysis Integrated System Development & Testing 2013 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review, 2013.
- [100] X. Xia, H. Zhou, Y. Zhang, H. Jiang, Innovative steam methane reforming for coproducing CO-free hydrogen and syngas in proton conducting membrane reactor, *AIChE Journal* 65 (2019). <https://doi.org/10.1002/aic.16740>.
- [101] T. Graham, XI. On the Law of the Diffusion of Gases, *Transactions of the Royal Society of Edinburgh* 12 (1834) 222–258. <https://doi.org/D0I: 10.1017/S008045680003060X>.
- [102] M. Barrett, T.G. Cassarino, Heating with Steam Methane Reformed Hydrogen, (2021). <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-638496/v1>.
- [103] R. Subramanian, L.L. Williams, T.L. Vaughn, D. Zimmerle, J.R. Roscioli, S.C. Herndon, T.I. Yacovitch, C. Floerchinger, D.S. Tkacik, A.L. Mitchell, M.R. Sullivan, T.R. Dallmann, A.L. Robinson, Methane emissions from natural gas compressor stations in the transmission and storage sector: Measurements and comparisons with the EPA greenhouse gas reporting program protocol, *Environ Sci Technol* 49 (2015) 3252–3261. <https://doi.org/10.1021/es5060258>.
- [104] L. Yin, Y. Ju, Review on the design and optimization of hydrogen liquefaction processes, *Frontiers in Energy* 14 (2020) 530–544. <https://doi.org/10.1007/s11708-019-0657-4>.
- [105] E. Bigelow, D. Manager, G. Ordaz, Conformable Hydrogen Storage Pressure Vessel Project; DOE Hydrogen and Fuel Cells Program FY 2016 Annual Progress Report, 2016.
- [106] Mahytec, Datasheet for 500 bar 160-300l Hydrogen Storage, 2021.
- [107] S.A. Sherif, N. Zeytinoglu, T.N. Veziroğlu, Liquid hydrogen: Potential, problems, and a proposed research program, *Int J Hydrogen Energy* 22 (1997) 683–688. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(96\)00201-7](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-3199(96)00201-7).
- [108] M.P. de Wit, A.P.C. Faaij, Impact of hydrogen onboard storage technologies on the performance of hydrogen fuelled vehicles: A techno-economic well-to-wheel assessment, *Int J Hydrogen Energy* 32 (2007) 4859–4870. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.07.051>.
- [109] W.A. Amos, Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998. <http://www.doe.gov/bridge/home.html>.

- [110] P.O. Carden, L. Paterson, Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage, *Int J Hydrogen Energy* 4 (1979) 559–569. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0360-3199\(79\)90083-1](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0360-3199(79)90083-1).
- [111] M. Panfilov, 4 - Underground and pipeline hydrogen storage, in: R.B. Gupta, A. Basile, T.N. Veziroğlu (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy*, Woodhead Publishing, 2016: pp. 91–115. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>.
- [112] M.R. Harrison, R.M. Cowgill, L.M. Campbell, R.A. Lott, *Methane emissions from the natural gas industry*, 1996.
- [113] W.G. Colella, M.Z. Jacobson, D.M. Golden, Switching to a U.S. hydrogen fuel cell vehicle fleet: The resultant change in emissions, energy use, and greenhouse gases, *J Power Sources* 150 (2005) 150–181. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.05.092>.
- [114] Z.D. Weller, S.P. Hamburg, J.C. Von Fischer, A National Estimate of Methane Leakage from Pipeline Mains in Natural Gas Local Distribution Systems, *Environ Sci Technol* 54 (2020) 8958–8967. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00437>.
- [115] N. Mejia, J. Brouwer, *Gaseous Fuel Leakage From Natural Gas Infrastructure*, 2018. <https://doi.org/10.1115/IMECE2018-88271>.
- [116] Det Norske Veritas (DNV), (n.d.). <https://www.dnv.es/> (accessed July 10, 2025).
- [117] H21 Network Innovation Competition, n.d.
- [118] D. Hao, X. Wang, Y. Zhang, R. Wang, G. Chen, J. Li, Experimental Study on Hydrogen Leakage and Emission of Fuel Cell Vehicles in Confined Spaces, *Automotive Innovation* 3 (2020) 111–122. <https://doi.org/10.1007/s42154-020-00096-z>.
- [119] R.A. Alvarez, S.W. Pacala, J.J. Winebrake, W.L. Chameides, S.P. Hamburg, Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure, *PNAS* 109 (2012). <https://doi.org/10.1073/pnas.1202407109/-/DCSupplemental>.
- [120] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program, 2017. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-hydrogen-delivery> (accessed April 27, 2025).
- [121] Air Products, (n.d.). <https://www.airproducts.com/> (accessed May 2, 2025).

- [122] Lawrence Livermore National Laboratory, (n.d.). <https://www.llnl.gov/> (accessed May 2, 2025).
- [123] M.L. Fischer, W.R. Chan, W. Delp, S. Jeong, V. Rapp, Z. Zhu, An Estimate of Natural Gas Methane Emissions from California Homes, *Environ Sci Technol* 52 (2018) 10205–10213. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b03217>.
- [124] NedStack Fuel Cell Technology BV, (n.d.). NedStack Fuel Cell Technology BV (accessed May 2, 2025).