



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## **Evaluación del potencial en España de producción de Hidrógeno Dorado**

Autor: Valeria López Otero

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Evaluación del potencial en España de producción de hidrógeno dorado** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.  
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Valeria López Otero

Fecha: 28/08/2022

Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares

Fecha: ...../ ...../ .....



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## **Evaluación del potencial en España de producción de hidrógeno dorado**

Autor: Valeria López Otero

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

# Agradecimientos

Transmitir mi más sincero agradecimiento a mi tutor, José Ignacio Linares Hurtado, por su ayuda y dedicación en la planificación, información y organización en este Trabajo de Fin de Grado.

También, expresar mi gratitud a la Universidad, ICAI, por acogerme dentro de sus aulas y fomentar el desarrollo de mi curiosidad.

Por último, a mi abuelo, Vicente Otero Piñeiro, que me ha acompañado a lo largo de esta etapa, apoyándome en todo momento y animándome a seguir adelante. Soy una afortunada de haber podido disfrutar de su compañía de paseo a todos mis exámenes, momentos cotidianos en los que aprovechó para darme lecciones de vida. No encuentro palabras que muestren lo mucho que le debo.

# EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EN ESPAÑA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO DORADO

Autor: López Otero, Valeria  
Director: Linares Hurtado, José Ignacio

## RESUMEN DEL PROYECTO

### 1. Introducción

Dada la importancia del hidrógeno como **alternativa** energética, y su relevancia en el marco del desarrollo industrial en el **futuro**, este TFM presenta brevemente las distintas **alternativas** de producción, para centrarse en el hidrógeno **dorado**, y hacer un estudio de su viabilidad económica. El hidrógeno bajo en emisiones de CO<sub>2</sub> va a tener un papel importante en el proceso de **descarbonización** de la economía.

En la actualidad se produce mundialmente alrededor de 70 Mt/año de **hidrógeno no verde**, siendo su demanda principalmente para refinería y productos químicos.

- La **electrolisis** es la alternativa de producción **verde** planteada habitualmente, pero hoy en día su precio es excesivamente elevado. Las variables que más afectan al coste son: las inversiones en el electrolizador y los generadores renovables (eólica o fotovoltaica) y el coste del mercado eléctrico (4 - 6 €/kgH<sub>2</sub>).
- La técnica de producción más utilizada es a partir de **gas natural**. Se le somete a un proceso de **reformado**, tiene un coste menor. El inconveniente que presenta son las emisiones de dióxido de carbono procedentes del metano (0,5 – 1 €/kgH<sub>2</sub>).
- Este proyecto considera una **forma alternativa** para producción, neutra en carbono e incluso con emisiones negativas denominado hidrógeno **dorado**.

Este biometano se obtiene a partir de **Biogás** procedente de 3 alternativas: desgasificación de vertederos, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbano o lodos de depuradora. Este proyecto se centra en las FORSU dado que tienen la producción mayor.

El **objetivo** del proyecto es evaluar su potencial, rango de costes, comparándolo con el electrolítico, con el fin de buscar complementariedades y la capacidad de las emisiones negativas generadas si se captura el CO<sub>2</sub> para compensar emisiones no evitables.

### 2. Definición del proyecto

Es que el hidrógeno **no** se encuentra **libre** en la naturaleza, pese a ser la molécula más abundante. Por tanto, vamos a tener que producirlo a partir de materias primas. Es un gas excesivamente **ligero**: Esta es la causa de los problemas logísticos. No es una fuente energética, es un **vector** o portador de energía.

- **Digestión Anaerobia**

Es un Proceso de **descomposición biológica** de materia orgánica en ausencia de oxígeno. La hoja de ruta del biogás se centra en este método por encontrarse en un nivel de **madurez tecnológica** más avanzado que otros procesos de producción de biogás.

La digestión anaeróbica es un proceso **biotecnológico**. En el que los microorganismos descomponen la materia orgánica, generando dos productos el digestato y el biogás.

- **Upgrading**

El **biogás** es una fuente de energía renovable, y puede mejorarse para tener más usos y unas mejores características. El proceso de upgrading se basa en diferentes técnicas de **absorción**, lo que normalmente se hace en primer lugar es separar el CO<sub>2</sub>, y posteriormente el resto de los compuestos. El **biometano** resultante tiene unas características muy parecidas al gas natural, por lo que sus usos son muy similares.

- **Reformado con vapor de agua**

Proceso **más habitual y económico**. Pueden ser aplicados a una gran cantidad de hidrocarburos y alcoholes (aunque el más utilizado es el gas natural). Este proceso consta de **3 fases**: reformado, unidad de desplazamiento de CO, condensadores y PSA. El rendimiento del proceso se sitúa aproximadamente en el 80%.

- **Captura CO<sub>2</sub>**

La adición de la captura de CO<sub>2</sub> aumenta el **coste nivelado del hidrógeno** de la planta entre un 18% y un 79%. Además, la incorporación de la captura de CO<sub>2</sub> aumenta el **consumo de gas natural**.

Hay **tres posibles ubicaciones** donde se podría capturar CO<sub>2</sub> dentro de la planta de hidrógeno: del gas de síntesis desplazado, del gas de cola de adsorción por oscilación de presión (PSA) o del gas de combustión del SMR

En el gas de combustión del SMR produce la tasa de captura más alta, por lo que esta opción se considerará en este trabajo.

### **3. Contexto Regulatorio**

El sistema español desarrollará su transición centrándose en la descarbonización, destacando la importancia del hidrógeno bajo en emisiones de CO<sub>2</sub> como vector energético con un gran potencial.

Con el fin de fomentar el desarrollo de esta tecnología:

- La Comisión Europea aprobó la Estrategia Europea del Hidrogeno
- El Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Gobierno de España publicó el La Hoja de Ruta del Hidrogeno y la Hoja de Ruta del Biogás.
- Sistema de garantías de origen para los gases renovables

### 3. Resultados

- **Producción**

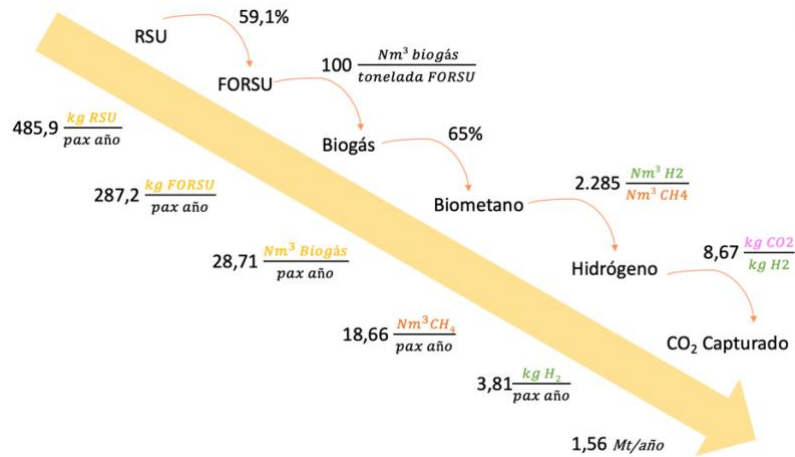


Figura 1. Cálculo del potencial de producción de hidrógeno dorado en España

El **consumo** de hidrógeno en España se sitúa en torno a las 500.000 t/año utilizado como materia prima principalmente en refinerías. A partir de los RSU en España en un año mediante SMR con captura de carbono en los gases de combustión el potencial de producción se eleva a 180.404 toneladas/año, es decir, **más del 30% del consumo actual** de hidrógeno.

La Visión 2030 en España prevé una capacidad instalada de electrolizadores de 4 GW. Si estas 180.404 toneladas de hidrógeno dorado fuera producida por **electrolizadores**, que operan 5.800 h/año, sumarían 1,8 GW lo que representa el 45% de la capacidad prevista.

Como la captura de CO<sub>2</sub> es el elemento clave es necesario tener en cuenta su **almacenamiento**. Con tan solo 500 Mt de capacidad de almacenamiento (caso mas desfavorable de futuro) el recurso de almacenamiento será suficiente durante 320 años. Por lo tanto el almacenamiento no debería de suponer un problema de capacidad.

- **Coste nivelado del hidrógeno, LCOH**

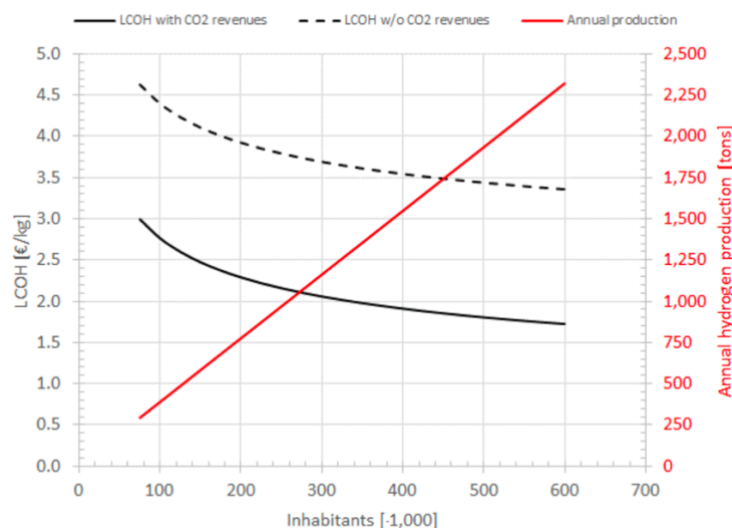


Figura 2. Coste nivelado del hidrógeno dorado en función del número de habitantes

A medida que aumenta la población que suministra los RSU, aumenta la producción anual de hidrógeno y se reduce el coste del hidrogeno (con y sin créditos por inversiones negativas de carbono). Se trata de una **economía de escala**.

Se alcanza un coste razonable para más de 300.000 habitantes lo que supone producciones superiores a 1.160 t/año equivalentes a un electrolizador mayor de 11,6 MW (5.800 horas al año).

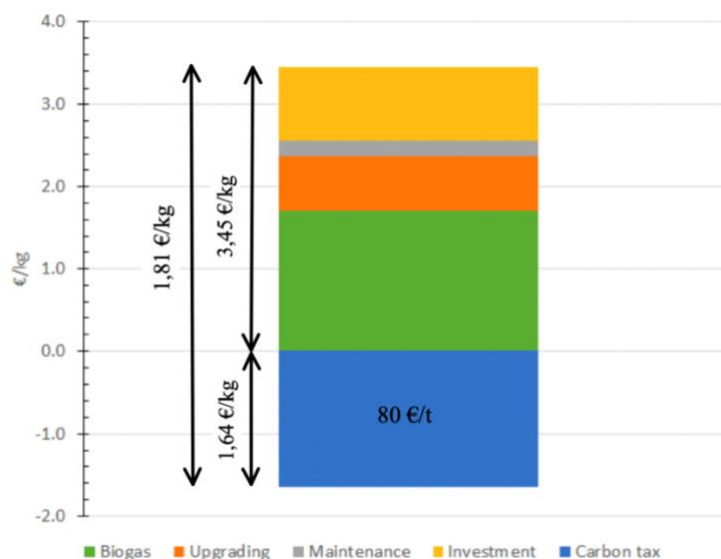


Figura 3. El desglose del coste nivelado para 500.000 habitantes

El coste bruto, antes de los ingresos por el impuesto sobre el carbono, es de 3,45 €/kg, que se reduce a 1,81 €/kg cuando se consideran los ingresos correspondientes a 80 €/tonelada de CO<sub>2</sub> (1,64 €/kg de H<sub>2</sub>). La mayor parte del LCOH bruto corresponde al combustible.

El modelo de costes considerado en este trabajo se basa en la **producción in situ**, es decir, la instalación de SMR está cerca donde la fracción orgánica de los RSU se convierte en biometano. Sin embargo, son posibles otros modelos de negocio, basados en **certificados de garantía de origen**. Así, se puede firmar un contrato PPA con un conjunto de productores de biometano e instalar la instalación SMR en una ubicación conveniente de la red de gas natural cerca de un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> o de un consumidor industrial. Este podría ser un modelo exitoso para extrapolar esta tecnología a otras materias primas con menores producciones absolutas de biometano, o a pequeñas ciudades, permitiendo contabilizar la suma de sus RSU de forma virtual.

- **Caso I: Descarbonizar los autobuses públicos urbanos**

Si el hidrógeno producido por un municipio puede **utilizarse localmente**, se reducirían los costes de transporte y distribución. Así, se ha evaluado el uso del hidrógeno procedente de los RSU en los autobuses urbanos públicos de la ciudad de Madrid.

Suponiendo que todos los autobuses estén propulsados por pila de combustible sería suficiente para satisfacer el consumo de los autobuses.



Estas emisiones de un solo autobús permitirían compensar las emisiones de hasta 11 coches según el Límite actual establecido por la UE.

- **Caso II: Mezcla de hidrógeno**

Aunque la conversión más eficiente del hidrógeno tiene lugar en una **pila de combustible**, muchas aplicaciones prestan ahora atención a su uso como mero **combustible** en sustitución de los actuales combustibles fósiles en hornos y otros equipos de combustión.

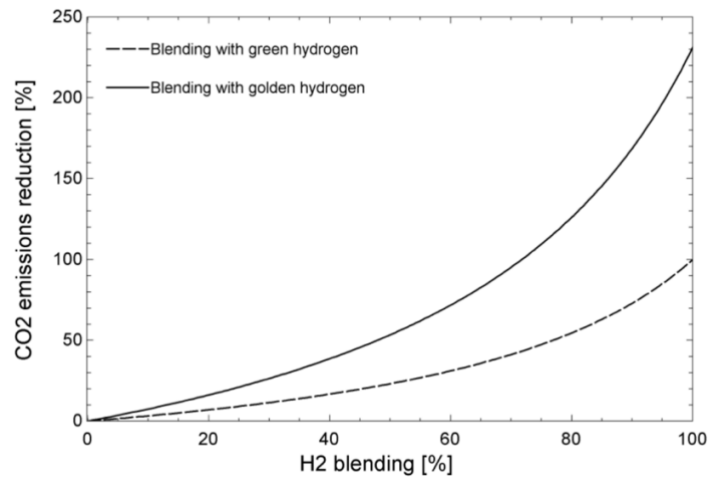


Figura 4. Reducción de las emisiones de CO2 en los procesos de combustión con mezclas de hidrógeno

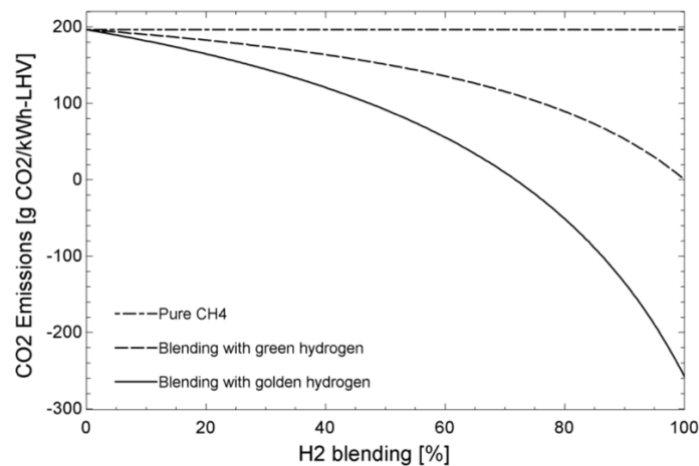


Figura 5. Emisiones de CO2 en procesos de combustión de mezclas de hidrógeno.

Esta **sustitución** requiere un desarrollo técnico, porque la combustión con hidrógeno difiere de la realizada con gas natural.

Por ello, a corto plazo está previsto que el uso del hidrógeno en aplicaciones de combustión se realice mediante su mezcla con los combustibles tradicionales, hasta un 50%.

El poder calorífico inferior del hidrógeno comparado con el del metano dificulta que se alcancen altos porcentajes de **reducción de emisiones de CO2**. Las cifras anteriores **desaconsejan** el uso de la mezcla de hidrógeno verde como tecnología de descarbonización.

El hidrógeno dorado con una cuota superior al 71,8% produce una liberación de **emisiones negativas** que puede utilizarse para compensar las emisiones inevitables de otros sectores.

Se alcanza un valor máximo de 260 g CO<sub>2</sub>/kWh-LHV de emisiones negativas si se pudiera quemar hidrógeno dorado puro, como se espera que ocurra a medio plazo.

#### 4. Conclusiones

El hidrógeno dorado se ha revelado como una **alternativa** al hidrógeno verde procedente de la electrólisis, siendo **competitivo** cuando se comparan ambos y con el beneficio extra de suministrar recursos **compensadores de CO<sub>2</sub>**,

- La electrólisis abre oportunidades para el almacenamiento de electricidad a largo plazo, haciendo posible el aumento de la cuota de energías renovables en el mix eléctrico.
- El hidrógeno dorado fomenta la economía circular y proporciona una ayuda extra para compensar las emisiones inevitables.

Ambas tecnologías deberían **complementarse** para avanzar en la transición hacia una **economía descarbonizada**.

# ASSESSMENT OF THE POTENTIAL FOR THE PRODUCTION OF GOLDEN HYDROGEN IN SPAIN

Author: López Otero, Valeria  
Supervisor: Linares Hurtado, José Ignacio

## ABSTRACT

### 1. Introduction

Given the importance of hydrogen as an energy alternative, and its relevance in the framework of future industrial development, this TFM briefly presents the different production alternatives, to focus on golden hydrogen, and to make a study of its economic viability. Low-CO<sub>2</sub> hydrogen will play an important role in the process of decarbonisation of the economy.

Currently, around 70 Mt/year of non-green hydrogen is produced worldwide, with demand being mainly for refinery and chemical products.

- Electrolysis is the most commonly proposed green production alternative, but its price is currently too high. The variables that most affect the cost are: investments in the electrolyser and renewable generators (wind or photovoltaic) and the cost of the electricity market (4 - 6 €/kgH<sub>2</sub>).
- The most commonly used production technique is from natural gas. It undergoes a reforming process and costs less. The disadvantage is the carbon dioxide emissions from methane (0.5 - 1 €/kgH<sub>2</sub>).
- This project considers an alternative, carbon-neutral and even emission-negative form of production called golden hydrogen.

This biomethane is obtained from biogas from 3 alternatives: landfill degassing, the organic fraction of municipal solid waste or sewage sludge. This project focuses on FORSU as it has the highest production.

The aim of the project is to evaluate its potential, cost range, comparing it with electrolytic, in order to look for complementarities and the capacity of the negative emissions generated if CO<sub>2</sub> is captured to compensate non-avoidable emissions.

### 2. Project definition

Hydrogen is not found free in nature, despite being the most abundant molecule. We will therefore have to produce it from raw materials. It is an excessively light gas: this is the cause of the logistical problems. It is not an energy source, it is an energy vector or carrier.

- Anaerobic digestion

A process of biological decomposition of organic matter in the absence of oxygen. The biogas roadmap focuses on this method as it is at a more advanced level of technological maturity than other biogas production processes.

Anaerobic digestion is a biotechnological process. In which microorganisms break down organic matter, generating two products, digestate and biogas.

- Upgrading

Biogas is a renewable energy source, and can be upgraded to have more uses and better characteristics. The upgrading process is based on different absorption techniques, usually by first separating the CO<sub>2</sub>, and then the rest of the compounds. The resulting biomethane has very similar characteristics to natural gas, so its uses are very similar.

- Steam reforming

The most common and economical process. It can be applied to a large number of hydrocarbons and alcohols (although the most widely used is natural gas). This process consists of 3 stages: reforming, CO displacement unit, condensers and PSA. The efficiency of the process is approximately 80%.

- CO2 capture

The addition of CO2 capture increases the plant's levelised cost of hydrogen by 18% to 79%. In addition, the addition of CO2 capture increases natural gas consumption.

There are three possible locations where CO2 could be captured within the hydrogen plant: from the displaced synthesis gas, from the pressure swing adsorption (PSA) tail gas or from the SMR flue gas.

In the SMR flue gas produces the highest capture rate, so this option will be considered in this work.

### 3. Results

- **Production**

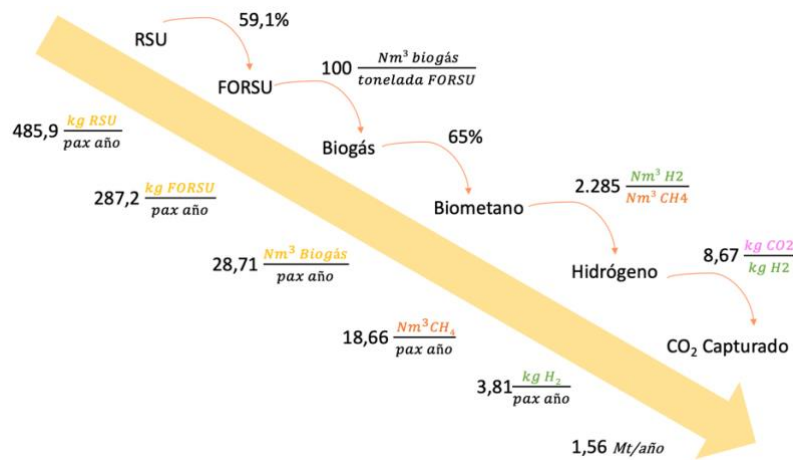


Figura 6. Calculation of the potential for golden hydrogen production in Spain

Hydrogen consumption in Spain is around 500,000 t/year, mainly used as a raw material in refineries. From MSW in Spain in one year, using SMR with carbon capture in the flue gas, the production potential is

using SMR with carbon capture in the flue gases, the production potential rises to 180,404 tonnes/year, i.e. more than 30% of current hydrogen consumption.

Vision 2030 in Spain foresees an installed capacity of electrolyzers of 4 GW. If these 180,404 tonnes of golden hydrogen were produced by electrolyzers, which operate 5,800 h/year, they would add up to 1.8 GW, representing 45% of the planned capacity.

As CO2 capture is the key element, CO2 storage needs to be taken into account. With only 500 Mt of storage capacity (worst case scenario) the storage resource will be sufficient for 320 years. Therefore storage should not be a capacity problem.

- **Case I: Decarbonising urban public buses**

If the hydrogen produced by a municipality can be used locally, transport and distribution costs would be reduced. Thus, the use of hydrogen from MSW in public urban buses in the city of Madrid has been evaluated.

Assuming that all buses are powered by fuel cells, this would be sufficient to meet the consumption of the buses.

These emissions from a single bus would offset the emissions of up to 11 cars under the current EU limit.

- **Case II: Hydrogen blending**

Although the most efficient conversion of hydrogen takes place in a fuel cell, many applications are now turning their attention to its use as a pure fuel to replace existing fossil fuels in furnaces and other combustion equipment.

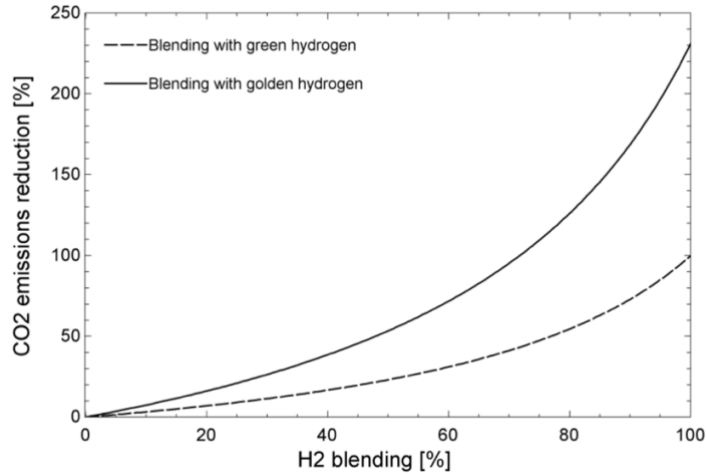


Figure 7. Reduction of CO<sub>2</sub> emissions in combustion processes with hydrogen mixtures

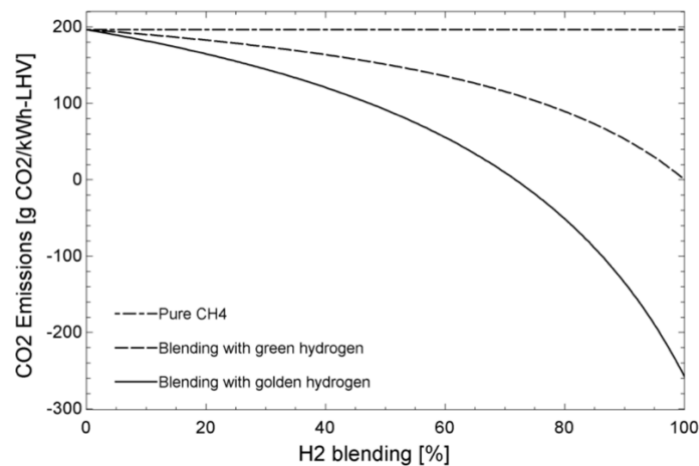


Figure 8. CO<sub>2</sub> emissions in combustion processes of hydrogen mixtures.

This substitution requires technical development, because combustion with hydrogen differs from combustion with natural gas.

Therefore, in the short term, hydrogen is expected to be used in combustion applications by blending with traditional fuels up to 50%.

The lower calorific value of hydrogen compared to methane makes it difficult to achieve high CO<sub>2</sub> emission reduction percentages. The above figures discourage the use of green hydrogen blending as a decarbonisation technology.

Golden hydrogen with a share of more than 71.8% produces a negative emission release that can be used to offset unavoidable emissions from other sectors.

A maximum value of 260 g CO<sub>2</sub>/kWh-LHV of negative emissions is reached if pure golden hydrogen could be burned, as is expected to be the case in the medium term.

#### 4. **Conclusions**

Golden hydrogen has emerged as an alternative to green hydrogen from electrolysis, being competitive when comparing the two and with the extra benefit of providing CO<sub>2</sub> offsetting resources,

- Electrolysis opens up opportunities for long-term electricity storage, making it possible to increase the share of renewables in the electricity mix.
- Golden hydrogen fosters the circular economy and provides extra help to offset unavoidable emissions.

Both technologies should complement each other to advance the transition to a decarbonised economy.

## Índice de la memoria

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>7</b>
1.1 Motivación del proyecto .....	7
1.2 Justificación.....	9
1.2.1 Combustibles en el pasado.....	9
1.2.2 Sistema energético del futuro.....	10
1.2.3 Producción actual de Hidrogeno .....	10
1.2.4 Ventajas.....	11
1.2.5 Producción de hidrógeno.....	12
1.2.6 Papel del hidrogeno dorado en la descarbonización en eL sector residencial .....	13
<b>Capítulo 2. Estado del Arte.....</b>	<b>15</b>
2.1 Marco general de la producción de hidrogeno.....	15
2.2 Características del hidrógeno .....	16
2.3 Tipos De Hidrógeno.....	17
2.4 Vías de producción de hidrógeno.....	18
2.4.1 Reformado .....	19
2.4.1.1 SMR (Steam methane reforming) .....	19
2.4.1.2 POX (Partial oxidation).....	22
2.4.1.3 ATR (Autothermal Reforming).....	22
2.4.2 Pirólisis .....	22
2.4.3 Gasificación .....	23
2.4.4 Termólisis y ciclos termoquímicos .....	23
2.4.5 Procesos electrolíticos .....	24
2.4.6 Procesos biológicos.....	24
2.4.7 Comparación.....	26
2.5 Materia Prima hidrógeno dorado .....	29
2.5.1 FORSU (Fracción orgánica de residuos solidos urbanos).....	29
2.5.2 EDAR (Estación Depuradora de Aguas Residuales).....	29
2.5.3 LFG (Landfill Gas Desgasificación de vertedero).....	29
2.6 Digestión Anaerobia.....	33
2.7 Upgrading.....	35
2.8 Captura CO <sub>2</sub> .....	37
2.8.1 Tipos de captura de CO <sub>2</sub> .....	37
2.8.2 Sistema de comercio de derechos de emisión de la UE .....	38

2.9	Mejora de las tecnologías en un futuro: Hidrógeno Verde .....	39
2.10	Almacenamiento .....	42
2.10.1	<i>H<sub>2</sub> comprimido</i> .....	42
2.10.2	<i>H<sub>2</sub> líquido</i> .....	42
2.10.3	<i>Hidruros metálicos</i> .....	43
2.10.4	<i>Estructuras porosas (baja presión)</i> .....	43
2.11	Transporte y Distribución .....	43
2.12	Metodología .....	44
<b>Capítulo 3. Definición del Trabajo .....</b>		<b>45</b>
3.1	Objetivos .....	45
3.1.1	<i>Obtención del biogás</i> .....	45
3.1.2	<i>Metano a partir de biogás</i> .....	48
3.1.3	<i>Reformado</i> .....	48
3.1.4	<i>Captura de CO<sub>2</sub></i> .....	50
3.2	CONTEXTO REGULATORIO.....	52
<b>Capítulo 4. Situación Actual en España.....</b>		<b>53</b>
4.1	Normativa.....	53
4.2	Plantas de Biogás y Biometano, EBA.....	53
4.3	Plantas de Biometano, Gasnam.....	56
4.4	Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	62
<b>Capítulo 5. Análisis de Resultados.....</b>		<b>70</b>
5.1	Introducción .....	70
5.2	Alternativas Materia Prima .....	73
5.3	Costes Hidrogeno Verde .....	74
5.4	Producción.....	75
5.5	Coste nivelado del hidrógeno, LCOH.....	79
5.6	Casos de estudios, posibles usos .....	84
5.6.1	<i>Descarbonizar los autobuses públicos urbanos</i> .....	84
5.6.2	<i>Mezcla de hidrógeno</i> .....	85
<b>Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</b>		<b>88</b>
6.1	Objetivos .....	88
6.2	Definición.....	88
6.3	Resultados .....	88
6.4	Casos de Estudio .....	89



---

6.5	Conclusión.....	89
-----	-----------------	----

***Bibliografía 90***

***ANEXO I. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) ..... 94***

6.6	Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna ...	94
6.7	Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos..	95

## *Índice de figuras*

Figura 1. Pasado, presente y futuro de los combustibles en relación con el incremento de temperatura global [20] .....	9
Figura 2. Demanda de producción de hidrogeno por sectores[22] .....	11
Figura 3. Cadena de valor actual del hidrógeno [22] .....	12
Figura 4. . Fuentes actuales de producción de H2 y Reparto mundial del H2 por sectores Industriales.[29] .....	16
Figura 5. Definición oficial de hidrógeno verde de la GHC [3].....	18
Figura 6. Métodos de producción de hidrógeno [15] .....	19
Figura 7. Esquema del proceso de reformado con vapor de agua. Fuente: Métodos de producción del Hidrógeno [60].....	20
Figura 8. Scheme of the decomposing process of organic matter within AD [66] .....	34
Figura 9. Distribution of plants per feedstock type[12].....	55
Figura 10. Biometano en España [12] .....	55
Figura 11. Number of plants per country[12].....	56
Figura 12. Distribution of plants per upgrading technique[12] .....	56
Figura 13. Plantas de Biometano en España: en proyecto, en construcción y en explotación [55].....	57
Figura 14. Producción de Biometano en España [elaboración propia] .....	62
Figura 15. Almacenes Geológicos Potenciales CO <sub>2</sub> [73] .....	63
Figura 16. Almacenes Geológicos Potenciales CO <sub>2</sub> [49] .....	69
Figura 17. Comparativa Capacidad Producción hidrógeno dorado.....	77
Figura 18. Coste nivelado del hidrógeno dorado en función del número de habitantes cuyos RSU se recogen. Se han considerado dos escenarios: ingresos por el impuesto sobre el carbono (línea negra) y ausencia de ingresos por las emisiones negativas de CO <sub>2</sub> (línea negra discontinua, LCOH bruto). [54].....	81
Figura 19. Desglose del coste nivelado del hidrógeno dorado para los RSU de 500.000 habitantes. [54] .....	82
Figura 20. Desglose del coste nivelado bruto del hidrógeno dorado para los RSU de 500.000 habitantes .....	83
Figura 21. Comparación emisiones autobús de hidrógeno y coche .....	85
Figura 22. Reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> en los procesos de combustión con mezclas de hidrógeno .....	87
Figura 23. Emisiones de CO <sub>2</sub> en procesos de combustión de mezclas de hidrógeno.....	87

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Tipos de hidrógeno [3] .....	8
Tabla 2. Expansión de la demanda de hidrógeno para la industria .....	11
Tabla 3. Densidad y energía almacenada en el hidrógeno y otros combustibles [4].....	17
Tabla 4. Tipos de hidrogeno. Clasificación por colores .....	18
Tabla 5. Tipos de reformado de combustibles fósiles para la producción de hidrógeno[59] .....	22
Tabla 6. Ejemplos de temperaturas necesarias para la pirolisis en función del combustible .....	23
Tabla 7. Comparativa del precio del hidrógeno en función del proceso de producción [33] .....	26
Tabla 8. Comparación entre los diferentes procesos de obtención de hidrógeno [26][27] .	27
Tabla 9. Comparación de la presencia de hidrógeno en la corriente producto para las diferentes tecnologías [33].....	28
Tabla 10. Composición de gas de vertedero [71].....	29
Tabla 11. Composición de biogás procedente de vertedero [71] .....	30
Tabla 12. Cuotas de reciclaje de la Unión Europea [70] .....	31
Tabla 13. Different requirements of involved bacteria within anaerobic digestion process [67].....	35
Tabla 14. Tipos de Captura de CO <sub>2</sub> [referencia] .....	37
Tabla 15. Indicadores clave de rendimiento de 4 tecnologías de electrolizadores a día de hoy y en 2050 [referencia] .....	40
Tabla 16. Coste de la producción de hidrógeno verde en función del precio de la electricidad [3].....	41
Tabla 17. Electrolizadores a día de hoy y en 2050 [referencia] .....	42
Tabla 18. Pasos del proceso de Producción de hidrógeno dorado.....	45
Tabla 19. Producción de biogás en España [21].....	46
Tabla 20. Objetivos Marcados por Europa para el sector del transporte [21] .....	46
Tabla 21. Propiedades reacciones de Reformado con vapor de agua.....	49
Tabla 22. Poder Calorífico Inferior .....	49
Tabla 23. Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado.....	50
Tabla 24. Instalaciones de biogás[72] .....	54
Tabla 25. Plantas en explotación en España [55] .....	58
Tabla 26. Plantas en construcción en España [55] .....	59
Tabla 27. Plantas en proyecto en España [55].....	61
Tabla 28. Almacenes Geológicos Potenciales CO <sub>2</sub> [73].....	64
Tabla 29. Previsión de Producción de Hidrógeno en 2030 .....	71
Tabla 30. Potencial de generación de biogás y Hidrogeno [13] .....	73
Tabla 31. Coste del Biogás [36] .....	74
Tabla 32. Pasos del proceso de Producción de hidrógeno en el que se centra este trabajo .	74
Tabla 33. Electrolizador PEM Características [13] .....	74
Tabla 34. Mercado Eléctrico, costes de las renovables [13] .....	75
Tabla 35. Ratios de Conversión del SMR con y sin captura de CO <sub>2</sub> [54].....	76
Tabla 36. Producción media de Biometano en España .....	76

---

Tabla 37. Comparación producción CO <sub>2</sub> .....	78
Tabla 38. Datos para calculo de Costes .....	80
Tabla 39. Caso ejemplo para contrastar modelo de costes .....	81
Tabla 40. Comparación hidrógeno dorado y verde en el punto en el que el hidrógeno dorado alcanza un coste razonable .....	82
Tabla 41. Mezcla de hidrógeno .....	86
Tabla 42. Objetivos de desarrollo sostenible [74] .....	94

---

# Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Dada la importancia del hidrógeno como **alternativa** energética, y su relevancia en el marco del desarrollo industrial en el futuro, este TFM presenta brevemente las distintas alternativas de producción, para centrarse en el hidrógeno dorado, y hacer un estudio de su viabilidad económica.

La electrolisis es la alternativa de producción **verde** planteada habitualmente, pero hoy en día su precio es excesivamente elevado. Las variables que más afectan al coste mediante este sistema de producción son las inversiones en el electrolizador y los generadores renovables (eólica o fotovoltaica) y el coste del mercado eléctrico<sup>1</sup>. El precio esta entre 4 y 6 €/kgH<sub>2</sub> [1]

La mayoría de la producción de hidrógeno en la actualidad no tiene fines energéticos, sino que se emplea como materia prima por diversos tipos de industrias: química, refino, producción de amoníaco, fertilizantes... [2]

La técnica de producción más utilizada es a partir de gas natural. Se le somete a un proceso de reformado, del que se obtiene hidrógeno y CO<sub>2</sub>. El hidrógeno así obtenido se denomina **gris** y tiene el menor coste, entre 0,5 y 1 €/kg H<sub>2</sub> [1]. El inconveniente que presenta son las emisiones de dióxido de carbono procedentes del metano. Una solución posible es combinarlo con un proceso de captura de CO<sub>2</sub>, obteniendo así el denominado hidrógeno **azul**. Algunos países consideran esta tecnología para el corto y medio plazo, si bien es controvertida por la eficiencia de la captura y las fugas de metano que se producen en el proceso (el metano tiene un GWP de 25, frente a 1 del dióxido de carbono). En cuanto al precio, es algo más elevado, alrededor de 1,5 €/kgH<sub>2</sub> [1] pero sigue siendo una diferencia de precios considerable frente a la electrolisis.

En este proyecto se considera una forma alternativa a la electrólisis para producir hidrógeno verde (neutro en carbono), e incluso con emisiones negativas (denominado hidrógeno **dorado**<sup>2</sup> [3]). El objetivo del proyecto es evaluar su potencial y rango de costes, comparándolo con el electrolítico, con el fin de buscar complementariedades. Del

---

<sup>1</sup> Para lograr aumentar las horas de uso del electrolizador, se suele recurrir al balance neto, es decir, se sobredimensiona el generador renovable en un factor de al menos 3, de modo que se vierte esta producción a la red y se toma de la misma la producción para la operación a carga nominal del electrolizador. Este diseño está ahora mismo en discusión, al introducir la UE el criterio de correlación temporal cuato-horaria para poder calificar el hidrógeno como verde.

<sup>2</sup> Se denomina “dorado” debido a que el hidrógeno producido a partir de biometano sería verde en tanto que neutro; asignando el color “azul” al proceso de captura, como se hace con el gas natural, obtendríamos el color amarillo al retirar el azul del verde. Está admitido que el color “amarillo” se emplea para designar el hidrógeno producido a partir de electrólisis del mix eléctrico, de ahí que para este sistema de producción (reformado de biometano con captura de CO<sub>2</sub>) se proponga el color “dorado”.

mismo modo, se evaluará la capacidad de las emisiones negativas generadas si se captura el CO<sub>2</sub> para compensar emisiones no evitables.

### COSTE

En principio esta alternativa soluciona los dos puntos de preocupación principales: las emisiones de CO<sub>2</sub> al ser una fuente renovable y el coste. En cuanto a éste último, si bien es cierto que la inversión y el mantenimiento están bien establecidos al ser una tecnología madura, el coste de la materia prima (biometano) es más alto que el del gas natural (al menos en un escenario “habitual” de costes de gas por debajo de 25 €/MWh)

En un proyecto anterior [3] ya se determinó el coste normalizado de la producción de hidrógeno a partir de biometano con y sin captura de CO<sub>2</sub>, tanto para biogás procedente de depuradoras, como de desgasificación de vertederos y de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. En el presente proyecto se hará una revisión de estos costes y se centrará en la **fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos**, por ser su producción la mayor, facilitando así el procesado del biogás y reduciendo los costes.

*Tabla 1. Tipos de hidrógeno [1]*

	A partir de	Captura de CO <sub>2</sub>	Precio [€/kgH <sub>2</sub> ]
<b>Verde</b>	Electrólisis del agua mediante renovables	No hay emisiones CO <sub>2</sub>	4-6
<b>Gris</b>	Reformado gas natural (fuentes fósiles)	No	0,5-1
<b>Marrón</b>	Carbón (fuentes fósiles)	No	
<b>Azul</b>	Fuentes fósiles	Si	1,5
<b>Turquesa</b>	Pirólisis del gas natural	No hay emisiones CO <sub>2</sub>	
<b>Verde</b>	Biometano (renovable)	No	
<b>Dorado</b>	Biometano (renovable)	Si	

### POTENCIAL

La segunda cuestión además del coste es analizar el potencial. Es preciso conocer el recurso, y el coste del mismo en función de los tamaños de los municipios y de las instalaciones actuales de tratamientos de residuos. Por otra parte, dicho potencial es preciso orientarlo hacia la demanda, seleccionando bien el sector para que la cobertura sea significativa y la compensación de emisiones por la captura de CO<sub>2</sub> resulte un factor relevante. Por tanto, además del potencial se evaluarán diferentes sectores: residencial, transporte, industrial, agrario...En este sentido, se cree que la **compensación de emisiones de CO<sub>2</sub>** puede tener una oportunidad en los sectores difusos, al poder hacerse la captura de CO<sub>2</sub> en la producción de hidrógeno de **modo centralizado**.

El biometano es preciso producirlo a partir de residuos orgánicos. En un proyecto anterior [3] ya se determinó que los menores costes se consiguen a partir de biometano producido por la **desgasificación de vertederos**, pero ese tipo de recurso es finito, ya que la legislación europea ha puesto fecha de caducidad a este tipo de vertederos. El siguiente recurso más económico es la **fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos**, cuya

manipulación se facilita con la separación en origen actual. Otra fuente de recurso común son los **lodos de depuradora**, pero la producción es menor, encareciendo así el biometano producido. Por todo lo anterior, el proyecto se centrará en el biometano producido a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

### 1.2.1 COMBUSTIBLES EN EL PASADO

El hidrógeno fue identificado como una **solución potencial** limpia hace décadas, pero las abundantes reservas de petróleo y los bajos precios de los combustibles fósiles, así como el rápido despegue de las renovables, frenaron el despliegue del hidrógeno. Pero como se puede ver en la Figura 1, la **transición** discurre hacia una era de gases energéticos sostenibles, los llamados gases renovales (biogás, biometano e hidrógeno verde).

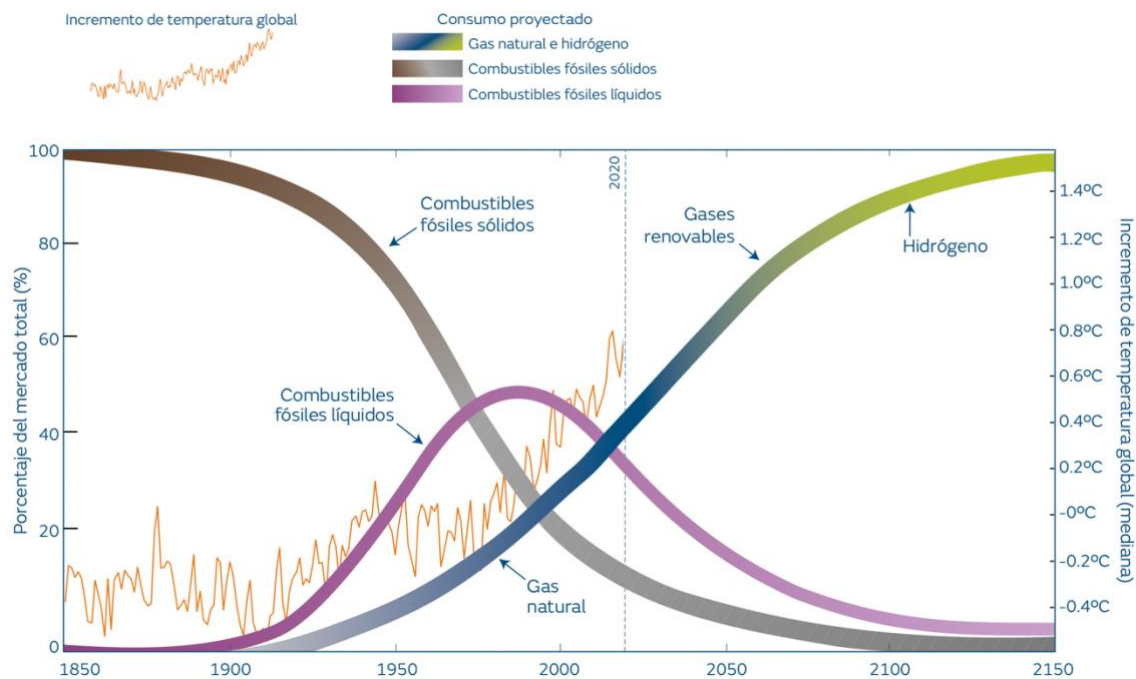


Figura 9. Pasado, presente y futuro de los combustibles en relación con el incremento de temperatura global [4]

Se presenta un **nuevo panorama** que favorece el despliegue del hidrógeno, factores como la disponibilidad de la red gasista, que facilita su transporte, y la interconexión de redes energéticas de gas y de electricidad. El hidrógeno bajo en emisiones de CO<sub>2</sub> va a tener un papel importante en el proceso de **descarbonización** de la economía. Pero para llegar a alcanzar su eficaz comercialización todavía es necesario un avance de las tecnologías de producción.

---

Pero si el hidrógeno reúne las características para poder proporcionar **energía de manera segura, económicamente competitiva y sin emisiones de CO<sub>2</sub>**, es necesario preguntarse la causa por la cual su penetración no es mayor en el panorama energético mundial y la **ruta tecnológica** que se tomará a futuro para alcanzar su consolidación.

El **cambio climático** impacta sobre nuestro planeta de manera devastadora, la temperatura ha incrementado 1.1 °C con respecto al periodo preindustrial. A pesar de los compromisos mundiales, y la brecha entre las buenas intenciones y la realidad los niveles de CO<sub>2</sub> continúan creciendo un 1% anualmente, con una concentración ya por encima de 417 ppm.

### **1.2.2 SISTEMA ENERGÉTICO DEL FUTURO**

Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), el sistema energético del futuro se construirá a partir de **5 pilares** [5]:

- Electrificación, para convertir la electricidad en el principal vector energético, con una alta penetración de las fuentes solares y eólicas.
- Mayor flexibilidad del sistema energético, para aumentar la participación de las distintas fuentes de energía renovables en el mix eléctrico.
- Energías renovables convencionales, para aprovechar el gran potencial de la biomasa y la hidroeléctrica a la hora de cubrir la demanda energética.
- Hidrógeno verde, como una solución para demandas que son difíciles de electrificar directamente como en el transporte o en la industria.
- Innovación tecnológica, para abordar los desafíos en sectores complejos con grandes emisiones como el transporte marítimo, la aviación y la industria.

### **1.2.3 PRODUCCIÓN ACTUAL DE HIDROGENO**

Se produce mundialmente alrededor de 70 Mt/año de **hidrógeno no verde** [6], siendo su demanda principalmente para refinería y productos químicos. También son consumidores importantes las industrias del metanol, del vidrio, la metalurgia, los semiconductores y la alimentaria. Hoy en día, el mercado del hidrógeno es exclusivamente **industrial**.



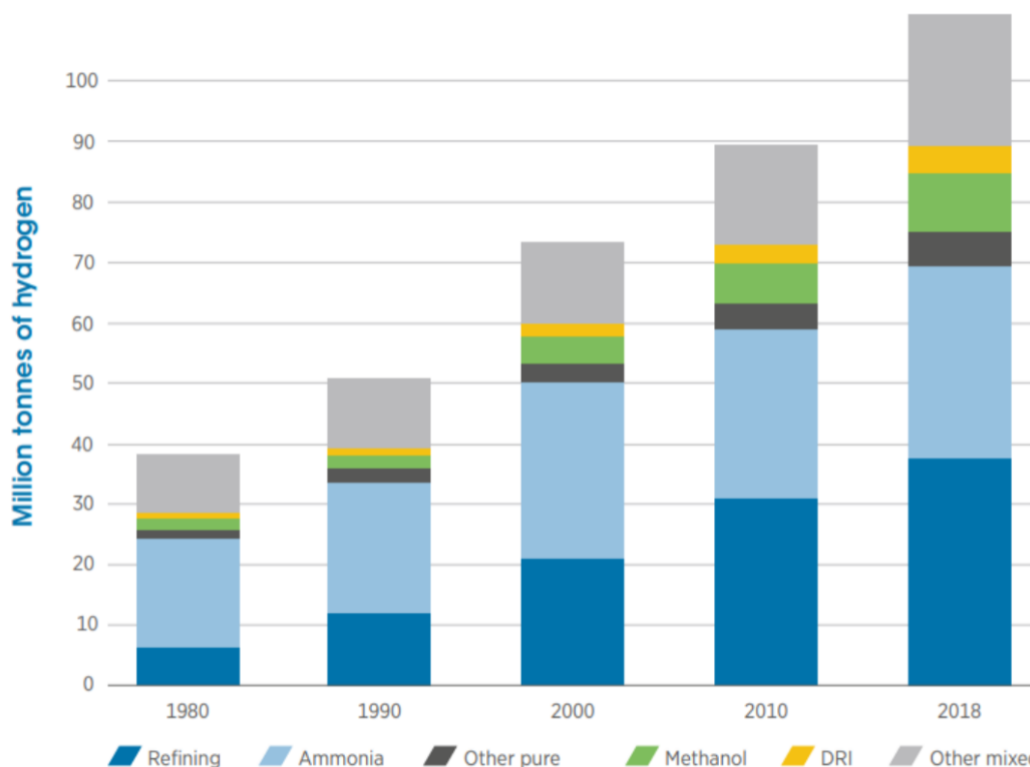


Figura 10. Demanda de producción de hidrogeno por sectores *Error! Reference source not found.*

Según la Agencia Internacional de la Energía [8], se espera que el consumo de hidrógeno todavía crezca, tal como se indica en la Tabla.

Tabla 2. Expansión de la demanda de hidrógeno para la industria

+7%	Refino de hidrocarburos	Debido a las nuevas legislaciones que limitan el porcentaje de azufre, especialmente en el transporte marítimo.
+17%	Producción de amoniaco	Demanda de fertilizantes para la agricultura, alimentar a una población creciente
+4%	Producción de metanol	

Por lo tanto, la demanda de producción de hidrógeno va a seguir creciendo independientemente de que se incorpore o no a nuevos mercados como el de los gases renovables o la movilidad.

#### 1.2.4 VENTAJAS

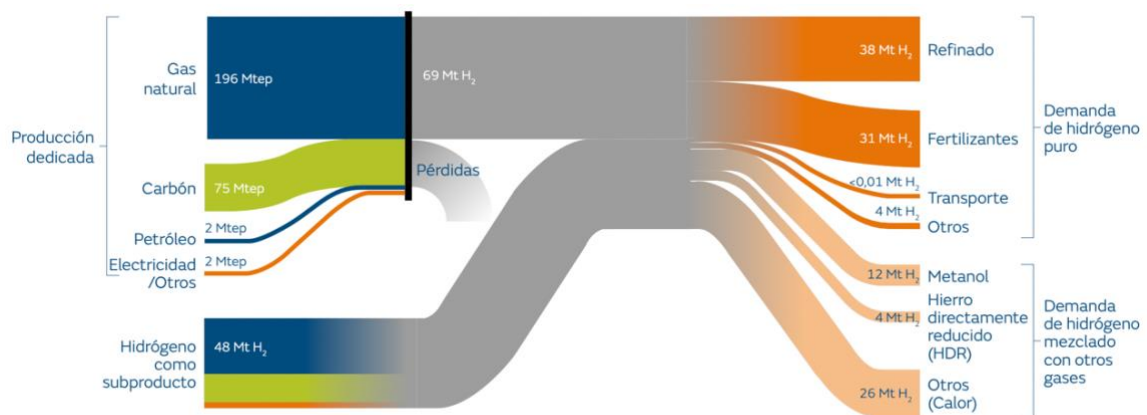
- No es una fuente de energía primaria, sino es un vector energético almacenable y transportable.
- Su uso no genera gases de efecto invernadero, sino sólo vapor de agua en cantidades equivalentes al producido por los motores de combustión interna a gasolina.

- En el caso del hidrógeno **verde** es renovable porque se obtiene a partir de agua y electricidad que también tenga este origen, por lo que entonces su obtención no emite gases de efectos invernadero, ni hay que resolver el secuestro del CO<sub>2</sub>. También se puede obtener hidrógeno verde a partir del reformado de biometano, también denominado hidrógeno **dorado cuando se realiza sobre él captura de CO<sub>2</sub>**.
- En el caso del hidrógeno **azul**, está libre de emisiones netas de CO<sub>2</sub> al capturarlas en el proceso de producción (aunque actualmente hay un debate abierto sobre las fugas de metano en el proceso)
- Las eficiencias de las tecnologías de uso asociadas al hidrógeno como la pila de combustible son mucho mayores para la producción de electricidad que la combustión y el paso subsiguiente por un ciclo de potencia (las pilas son conversores directos de energía).

### 1.2.5 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Como ya se comentó en el capítulo de introducción existe muchos métodos de producción de hidrógeno.

- Procesos a partir de gas natural
  - Reformado
  - Pirolisis
- Procesos a partir de agua
  - Electrolisis
  - Procesos basados en la interacción con fotones
  - Termólisis y Fotólisis
- Otros procesos
  - Gasificación
  - Reformado de fuentes renovables
  - Subproducto de procesos químicos



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)

Figura 11. Cadena de valor actual del hidrógeno [7]

Una vez presentados los beneficios del hidrógeno y la necesidad de alternativas de carácter renovable y sin emisiones de gases de efecto invernadero. Se llega a la **conclusión** de la insuficiencia del desarrollo actual de esta tecnología, por lo que este proyecto se centra en uno de los métodos más novedosos de producción de hidrógeno, el hidrógeno **dorado** a partir de biometano, planteándolo como una alternativa complementaria al hidrógeno **verde por electrólisis**.

¿Pero por qué decantarnos por esta alternativa? Además de las razones ya presentadas, también debemos tener en cuenta las propiedades del metano. La molécula de **metano** consiste en un ratio de 4 átomos de hidrógeno (H) por cada átomo de carbono (C). En términos de **masa atómica**, el metano es **un 25 % hidrógeno**, por lo que la extracción de su estructura química genera una mayor cantidad de hidrógeno en comparación con otros hidrocarburos de cadena más larga, como las naftas, y mucho más que en comparación con el carbón o la biomasa, en las cuáles el hidrógeno proviene de utilizar agua como agente oxidante.

### **1.2.6 PAPEL DEL HIDROGENO DORADO EN LA DESCARBONIZACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL**

Hay sectores que resultan mas complicados de electrificar que otros, como es el caso de:

- Industria altamente intensiva en calor: el hidrógeno podría resultar útil para ayudar a descarbonizar los procesos de combustión.
- Transporte pesado: el hidrógeno se utilizará para mover motores eléctricos de vehículos a través de la pila de combustible, con menor peso embarcado que usando baterías, lo que permite aumentar la carga de pago.
- Industrias que emplean hidrógeno como materia prima: el hidrógeno dorado reemplazará al hidrógeno gris que se emplea actualmente.
- Vehículos ligeros: compite con el vector electricidad, ambos con ventajas e inconvenientes.

Ventajas de los FCEV (fuel cell electric vehicle), es decir, vehículos de motorización eléctrica alimentada por electricidad producida con pila de combustible que consume hidrógeno comprimido:

- Mayor autonomía: 5 kg de hidrógeno dan una autonomía de más de 670 km en un vehículo de tamaño medio
- Tiempo de repostaje similar al convencional en gasolineras actuales.

Existen otras alternativas como los eco-combustibles, en motores convencionales. Consisten en gasolinas y gasóleos sintéticos, a partir de hidrógeno verde<sup>3</sup> y CO<sub>2</sub> capturado de procesos industriales. Este combustible por lo tanto resulta neutro en CO<sub>2</sub>.

---

<sup>3</sup> El hecho de que este hidrógeno proceda habitualmente de electrólisis renovables hace que también se denominen “electro-combustibles”, o “e-fuels”.

---

El objetivo de este trabajo es explorar la producción de hidrógeno mediante reformado a partir de biometano obtenido de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. Se trata de una tecnología libre de emisiones de CO<sub>2</sub> o incluso de emisiones negativas si se captura. Se evaluarán desde tres perspectivas:

- Potencial
- Costes de producción
- Comparación con el hidrógeno verde convencional (electrolítico)

Una de las principales ventajas del hidrógeno es la capacidad de **almacenarlo**, sin embargo, debido a su baja densidad esto resulta más complicado que otros combustibles, además de requerir medidas de **seguridad**. En este camino de transición hacia el hidrógeno hay distintos **retos y desafíos**: el potencial de implementación, el impacto económico y los obstáculos a superar. Todo ello con el fin de conseguir un paso en la transición a un mundo libre de emisiones, convirtiendo esta alternativa en un vector energético útil.

El presente trabajo se va a centrar en el **potencial de implementación** de esta nueva tecnología en España desde 3 puntos de vista:

1. **Viable**: Económicamente posible, considerar los precios de mercado y eliminar emplazamientos poco rentables.
2. **Técnico**: Técnicamente posible, considerar las limitaciones estructurales y demandas de electricidad en otras aplicaciones.
3. **Teórico**: Físicamente posible a partir de toda la energía primaria que se podría llegar a generar y considerando la eficiencia de producción.

---

## Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 MARCO GENERAL DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROGENO

Esta primera introducción general a cerca del hidrógeno se centra en cómo se produce, cuáles son los retos de su logística, es decir, almacenamiento y transporte, y por último como se puede utilizar, entre otras cosas, en pilas de combustible. No es una fuente energética, es un **vector** o portador de energía, por tanto, lo que nos permite es, a partir de la energía primaria movilizarla, convertirla en algo más transportable, más útil.

Si el hidrógeno procede de alguna fuente renovable o en definitiva se a producido sin CO<sub>2</sub>, sería un hidrógeno **verde**, colaborando así con el proceso de **descarbonización**. El uso de hidrógeno como sustitutivo de otros combustibles, puede o no contribuir a la descarbonización, dependiendo del proceso por el que haya sido obtenido.

Se van a presentar distintos aspectos de la producción de hidrógeno de una forma general, analizando:

- Conocer la situación actual y las expectativas de futuro de la producción de hidrógeno
- Conocer y saber diferenciar los distintos tipos de hidrógeno
- Conocer las diferentes vías de producción de hidrógeno, las materias primas para las que se utilizan y sus aplicaciones

El primer problema que nos vamos a encontrar es que el hidrógeno **no** se encuentra **libre** en la naturaleza, pese a ser la molécula más abundante. Por tanto, vamos a tener que producirlo a partir de materias primas, tenemos muchísimas y ahí es donde vamos a tener el problema y la solución las diferentes formas de obtener ese hidrógeno.

Actualmente la gran mayoría del hidrógeno se obtiene a partir de **combustibles fósiles**, petróleo y sobre todo gas natural, también algo de carbón, en contra de lo que pudiéramos pensar la electrolisis prácticamente no se utiliza, tan solo en algunos procesos muy concretos a nivel industrial. Además, ese hidrógeno tampoco se utiliza para producir energía, se utiliza sobre todo para producir amoniaco (es el que utilizamos en casa para la limpieza por ejemplo), en los fertilizantes y para el refino del petróleo (donde podemos utilizarlo para transformar compuestos muy pesados en otros de mucho más valor añadido), también en la industria aeronáutica para el corte de los metales y para la producción de metanol, que es usado como materia prima por la industria química.

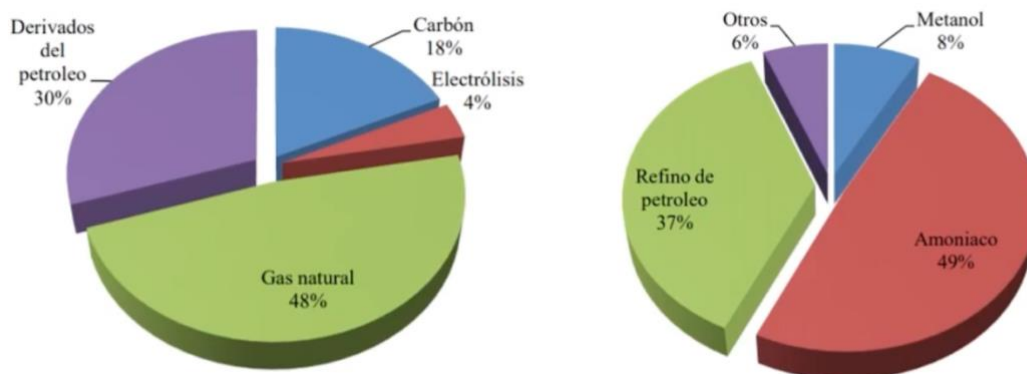


Figura 12. . Fuentes actuales de producción de H2 y Reparto mundial del H2 por sectores Industriales[9]

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno puede estar en dos formatos: **líquido** (20 K y 1 bar) y **gas** (temperatura ambiente y 300 bar o 700 bar). La alta **presión**, no supone un desafío importante, ni un alto consumo. El consumo por unidad de kg que se almacena, a partir de una cierta presión, no crece linealmente. Incluso se podría decir que en términos relativos es casi constante.

Al aumentar la presión de un gas, aumenta su **densidad** (masa/volumen). Desde 20,55 kg/m<sup>3</sup> para el hidrogeno gas (300 bar) hasta 70 kg/m<sup>3</sup> para el líquido. Si se compara con el agua (1000 kg/m<sup>3</sup>) es mucho menor. La principal consecuencia es que el hidrógeno es un gas excesivamente **ligero**, causa de los problemas logísticos.

Podemos medir en volumen el **poder calorífico**, en kWh/m<sup>3</sup> o kWh/Nm<sup>3</sup> (Al hablar de normal m<sup>3</sup>, en el fondo se refiere a la masa, ya que equivale a kmol que equivale a kg)

Un volumen de 1 m<sup>3</sup> de líquido contiene 2375 kWh, sin embargo, un gas a 700 bar, 1161 kWh y a 300 bar, tan solo 690 kWh. (En unidades de masa o normal m<sup>3</sup> no varía en función del formato)

El hidrógeno tiene una energía almacenada de 33,59 kWh/kg. En el caso del **gas natural** es 13,93 kWh/kg, **butano** 12,73 kWh/kg y **gasolina** 12,36 kWh/kg. Por unidad másica ocurre lo contrario, el hidrógeno es un combustible excelente, tiene mucha energía por kilo, el problema es que su densidad es muy baja.

	Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]	Energía almacenada		
		volumen [kWh/m <sup>3</sup> ]	volumen [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	masa [kWh/kg]
H <sub>2</sub> Líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2375	3	33,59
H <sub>2</sub> Gas (300 bar; 25°C)	20,55	690		
H <sub>2</sub> Gas (700 bar; 25°C)	47,96	1611		
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano Líquido (25°C)	550	7000	33	12,73
Gasolina	750	9270	---	12,36

Tabla 3. Densidad y energía almacenada en el hidrógeno y otros combustibles [10]

## 2.3 TIPOS DE HIDRÓGENO

La gran ventaja del hidrógeno es que tenemos muchas fuentes variadas de generación. Aunque en el futuro, lo más probable es que esta diversidad se vaya a dirigir tan solo a la producción sin CO<sub>2</sub>.

Atendiendo a su origen:

- **Hidrógeno verde:** normalmente procedente de electrólisis del agua mediante solar o fotovoltaica normalmente, aunque se podría aplicar a cualquier proceso a partir de energía renovable. Es discutible si se aplicaría a procesos sin emisión de CO<sub>2</sub> a partir de nuclear (aspectos sociopolíticos). De hecho, la electrólisis a partir de nuclear se suele identificar como **hidrógeno rosa**.
- Pero también se puede producir a partir de biometano. Las tecnologías actuales que obtienen hidrógeno a partir de gas natural, permitirían sustituir el gas natural por biometano, que tiene una composición similar, pero de origen renovable. Por lo tanto, esto también se calificaría como verde.
- **Hidrógeno dorado:** En caso de realizar captura de CO<sub>2</sub> en el proceso procedente de biometano se podrían manejar emisiones de CO<sub>2</sub> negativas.
- **Hidrógeno gris:** el obtenido a partir de reformado gas natural (fuentes fósiles) sin captura de CO<sub>2</sub>.
- **Hidrógeno marrón:** procedente de carbón (fuentes fósiles).
- **Hidrógeno azul:** hidrógeno obtenido a partir de cualquier combustible fósil con captura de CO<sub>2</sub>. Normalmente procedente de reformado de gas natural.
- **Hidrógeno turquesa:** el obtenido a partir de la pirólisis (en lugar del reformado) del gas natural. No emplea vapor de agua y por ello queda un residuo sólido carbonoso, más fácil de manejar que el CO<sub>2</sub>.

Tabla 4. Tipos de hidrogeno. Clasificación por colores

	A partir de	Captura de CO <sub>2</sub>
<b>Verde</b>	Electrólisis del agua mediante renovables	No hay emisiones CO <sub>2</sub>
<b>Rosa</b>	Electrólisis del agua mediante Nuclear	No hay emisiones CO <sub>2</sub>
<b>Dorado</b>	Biometano (renovable)	Si
<b>Gris</b>	Reformado gas natural (fuentes fósiles)	No
<b>Marrón</b>	Carbón (fuentes fósiles)	No
<b>Azul</b>	Fuentes fósiles	Si
<b>Turquesa</b>	Pirólisis del gas natural	No hay emisiones CO <sub>2</sub>

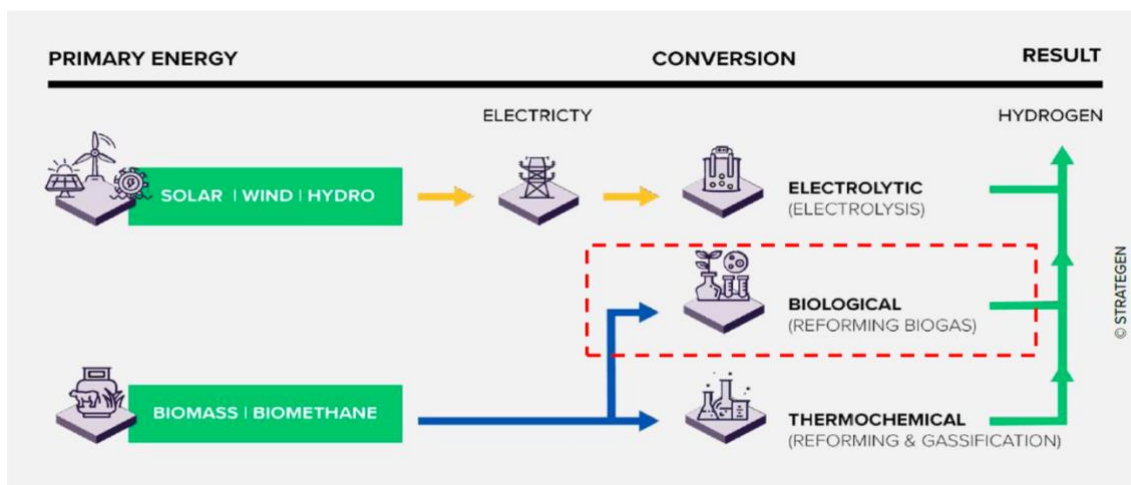


Figura 13. Definición oficial de hidrógeno verde de la GHC [1]

En la actualidad casi todo el hidrógeno que utilizamos es hidrógeno gris, el menos deseable, pero el que podemos obtener a nivel a precio más barato. Esperamos que en los próximos años el desarrollo de la electrólisis y el descenso del precio de las renovables permita una producción masiva de hidrógeno verde. Mientras tanto, usemos el hidrógeno azul o el turquesa, que aunque es un poco más caro que el gris, tiene algunas ventajas al no generar CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, es necesario encontrar otros métodos alternativos.

## 2.4 VÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El objetivo de este apartado es la producción de hidrógeno, independientemente de su color (azul, verde o gris), cuáles son las **fuentes de energía** que se pueden utilizar para producirlo cuáles son las diferentes posibilidades, los distintos **métodos** y las últimas innovaciones que se están produciendo en el mercado.

El hidrógeno es un vector energético, eso significa que debe de ser producido a partir de una fuente primaria de energía, a través de distintos procesos de transformación. Es un transportador de energía, como la electricidad.



Existen bastantes métodos para producir hidrógeno, con grandes diferencias entre ellos en cuanto a la materia prima de partida, al propio proceso de producción o a la madurez de la tecnología asociada al proceso.

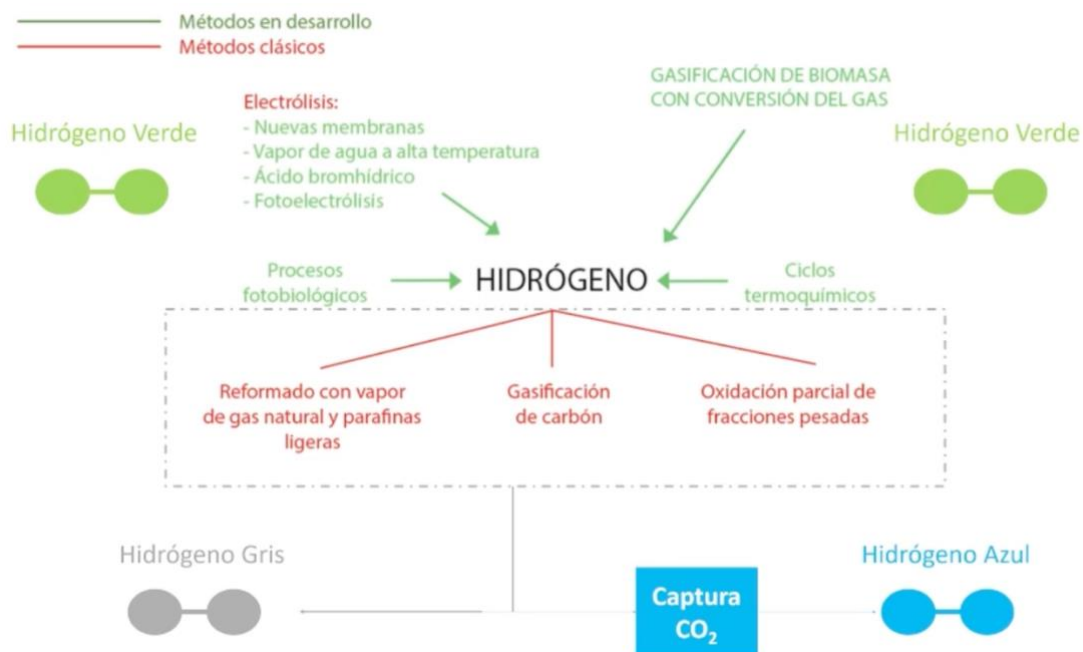


Figura 14. Métodos de producción de hidrógeno [2]

En 2019, se produjeron aproximadamente 120 millones de toneladas de hidrógeno en todo el mundo. En el momento actual, más del 95% de la producción de hidrogeno está basada en combustibles fósiles, mientras que el 5% restante se produce por electrolisis, utilizando agua como materia prima, como subproducto en la industria cloro-álcali. La cantidad de hidrógeno producida vía fuentes renovables es despreciable.

En la UE, la mayor parte del hidrógeno se produce in situ para uso directo en procesos propios (hidrógeno cautivo; 64% de la capacidad de producción total), normalmente en grandes entornos industriales, y el hidrógeno restante se genera o como subproducto de procesos industriales (subproducto hidrógeno; 21% de capacidad de producción total), o se produce de forma centralizada y se entrega a los puntos de demanda (hidrógeno comercial; 15% de la capacidad de producción total) [2].

## 2.4.1 REFORMADO

### 2.4.1.1 SMR (*Steam methane reforming*)

Actualmente, los procesos de reformado con vapor de agua son los más **habituales y económicos** para producir hidrógeno. Pueden ser aplicados a una gran cantidad de hidrocarburos y alcoholes, aunque el más utilizado, por su disponibilidad y facilidad de manejo, es el gas natural. Este es el principal método usado a nivel industrial para producir hidrógeno.

El reformado de gas natural con vapor de agua, SMR (*Steam Methane Reforming*) es un proceso **endotérmico**, basado en la reacción del metano con vapor de agua a alta temperatura en presencia de un catalizador, con un rendimiento global del 80%.

El hidrógeno generado contiene CO<sub>2</sub>, CO, vapor de agua y CH<sub>4</sub>, por lo que los gases producidos pasan por una serie de condensadores para eliminar el vapor de agua y posteriormente por un sistema PSA (*Pressure Swing Adsorption*) para la purificación de la corriente de salida, de donde se obtiene hidrógeno con una pureza superior al 99,99%.

El reformado de metano con vapor (Steam Methane Reforming, SMR) consta de **tres fases** que se desarrollan en equipos diferentes.

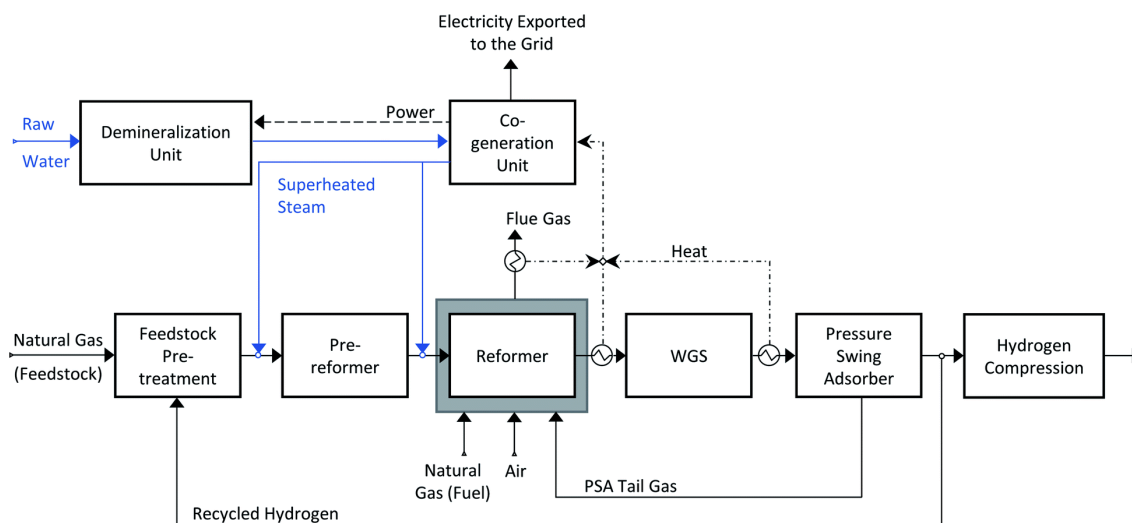
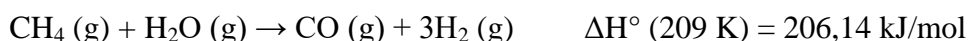


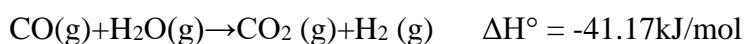
Figura 15. Esquema del proceso de reformado con vapor de agua [11]

- La **primera fase** es la de **reformado**: es endotérmica, por lo que es necesario suministrar calor para que se produzca.



Normalmente, se lleva a cabo a temperaturas alrededor de 900 °C en unos tubos por los que circulan el metano y el vapor de agua a través de lechos con catalizadores, normalmente de base de níquel. Los tubos están contenidos en un horno cuya temperatura es de alrededor de 960 °C, que se mantiene mediante quemadores.

- A la salida del reformador, el gas se dirige hacia la **unidad de desplazamiento de CO** en la que se verifica la siguiente reacción, conocida como *Water-Gas Shift Reaction*, WGSR, normalmente sobre catalizadores de cobre.



Es una reacción exotérmica, sin embargo, la cantidad de calor liberada y su nivel de temperatura no es suficiente para satisfacer totalmente la demanda de la reacción de reformado, por lo que parte del gas natural se emplea en los quemadores para mantener la temperatura de operación del reformador. El calor

---

liberado en la reacción de desplazamiento se aprovecha para precalentar el gas natural a su entrada al reformador, como se ilustra en el esquema del proceso.

- El gas producido como consecuencia de las dos reacciones anteriores pasa por un condensador en el que se retira el vapor de agua y finalmente llega a la **tercera fase** del proceso, la de **depuración**. El gas que llega a esta unidad es rico en hidrógeno con dióxido de carbono, restos de agua, monóxido de carbono y metano. Esta corriente gaseosa se depura en un sistema separador de membranas o de adsorción-desorción (PSA, *Pressure Swing Adsorption*) de donde se obtiene hidrógeno con una pureza de 99,999%. Los gases adsorbidos constituyen el llamado “gas de cola” que, al ser combustible, se recircula hacia los quemadores del reformador.
- Puesto que el gas natural contiene **impurezas de azufre**, se requiere una **etapa previa** de eliminación de este contaminante para evitar el deterioro de la actividad catalítica. La corriente limpia de metano se hace reaccionar después en un reactor al que se incorpora el catalizador (Desulfurado).
- Adicionalmente, y debido a que el gas natural contiene una pequeña proporción de otros hidrocarburos tales como **etano, propano y butano**, que se descomponen con facilidad y generan residuos carbonosos en las condiciones de reformado del metano, componente mayoritario, se requiere una **etapa previa de reformado** (pre-reformado) para transformar una parte de los hidrocarburos presentes en el gas natural en una mezcla de CO/H<sub>2</sub>.

Este proceso se incorpora antes de la unidad de reformado y permite operar con una variedad de alimentaciones asegurando que la alimentación es constante en todas las unidades de reformado. El pre-reformado tiene un fuerte efecto sobre la composición gaseosa que alimenta la unidad de reformado con vapor. Así, los hidrocarburos de cadena más larga se eliminan completamente al mismo tiempo que se convierte una fracción del metano. Dado que estos hidrocarburos de cadena larga tienen tendencia a formar carbono, este proceso de pre-reformado minimiza la formación de residuos de carbón durante el propio proceso de reformado del metano, lo que redundaría en un tiempo de vida largo de los sistemas catalíticos utilizados.

El rendimiento del proceso de reformado de gas natural con vapor de agua se sitúa aproximadamente en el 80% (medido respecto a los poderes caloríficos inferiores del hidrógeno producido y del gas natural consumido).

### 2.4.1.2 POX (*Partial oxidation*)

La oxidación parcial (*partial oxidation*, POX) consiste en la **oxidación incompleta** de un hidrocarburo en la que el carbono sólo se oxida hasta CO, quedando libre el hidrógeno presente en la molécula. Generalmente se debe trabajar a **altas temperaturas** (1300-1500 °C) para reducir la formación de coque en el proceso.

El CO formado se puede eliminar oxidándolo para formar CO<sub>2</sub> o bien desplazándolo con agua para obtener hidrógeno y nuevamente CO<sub>2</sub>. Para el caso del gas natural, pueden obtenerse eficiencias del 70%, aunque se obtiene menos hidrógeno del que se obtendría en un reformador, por lo que habitualmente los métodos de POX se utilizan para hidrocarburos líquidos.

### 2.4.1.3 ATR (*Autothermal Reforming*)

El reformado autotérmico (*Auto-Thermal Reforming*, ATR) es un método que **combina** los procesos anteriores (SMR y POX), de modo que el calor liberado en la oxidación parcial se aprovecha para el reformado, dando lugar a un **balance energético neto nulo**.

Al igual que en los métodos anteriores, el CO producido es desplazado con agua para producir más hidrógeno y CO<sub>2</sub>, obteniendo eficiencias similares a las de la oxidación parcial. La principal ventaja de este proceso sobre el reformado con vapor es que se puede iniciar y detener muy rápidamente, generando una mayor cantidad de hidrógeno que con los procesos de POX.

Tabla 5. Tipos de reformado de combustibles fósiles para la producción de hidrógeno[12]

Tipo de reformado	Reacciones	Reacciones Variación de entalpía (kJ/mol a 298 K)
<b>Reformado con vapor</b>	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$	206
	$\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$	163
<b>Oxidación parcial</b>	$\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2$	-322
	$\text{CH}_4 + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2 \text{H}_2$	-38
<b>Reformado autotérmico</b>	POX + SR	0
<b>Desplazamiento de vapor de agua</b>	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$	-41
<b>Reformado seco</b>	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \rightarrow 2 \text{CO} + 2 \text{H}_2$	247

### 2.4.2 PIRÓLISIS

La Pirólisis consiste en la **descomposición** de un combustible sólido mediante la acción directa de **calor**, en ausencia de agua u oxígeno. Los productos finales dependen de:

- La temperatura y presión de la operación
- La naturaleza del combustible empleado
- Los tiempos de permanencia del material

Tabla 6. Ejemplos de temperaturas necesarias para la pirólisis en función del combustible

Combustible	Temperatura de operación
Biomasa	Oscila en torno a 450 °C
Carbón (en forma de hulla)	Alcanza los 1200 °C

También puede ser interesante aplicar la Pirólisis a residuos sólidos urbanos (RSU), para obtener líquidos hidrocarbonados que posteriormente pueden ser reformados para obtener H<sub>2</sub>.

De forma general, ya que no hay aire presente en el proceso, no se forman óxidos de carbono (CO, CO<sub>2</sub>), por lo que no son necesarias reacciones secundarias o procesos de purificación posteriores (como un sistema PSA), reduciendo así emisiones de efecto invernadero y logrando sistemas más simples.

### 2.4.3 GASIFICACIÓN

La gasificación es un proceso que consiste en tratar un **combustible carbonoso** con defecto de oxígeno y/o vapor de agua, dando como resultado una **combustión incompleta**, para obtener un gas sintético formado principalmente por CO e H<sub>2</sub>. Este proceso transcurre generalmente a una **temperatura superior a los 700 °C**, aunque cuanto mayor sea la temperatura menor será el porcentaje de inquemados.

Los productos obtenidos deben ser sometidos posteriormente a una **reacción de desplazamiento** para dar lugar a H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>. Se trata de un proceso que se aplica fundamentalmente al carbón, aunque también puede emplearse sobre otros combustibles como biomasa o diferentes tipos de residuos industriales. En estos casos, resulta interesante el secuestro y captura de CO<sub>2</sub> para lograr un proceso sin emisiones de gases de efecto invernadero.

### 2.4.4 TERMÓLISIS Y CICLOS TERMOQUÍMICOS

La termólisis consiste en la extracción del hidrógeno de la molécula que lo alberga (hidrocarburo o agua) mediante la aplicación directa de una gran cantidad de **calor**, siempre y cuando este proceda de una **fuentes externa** (como, por ejemplo, energía solar concentrada o energía nuclear) y no del propio combustible.

El proceso más directo para la producción de hidrógeno es la **termólisis directa del agua**, cuyo proceso se verifica a temperaturas superiores a los 2500 °C. No obstante, las **elevadas temperaturas** necesarias hacen poco viable este proceso, tanto por la fuente de calor necesaria como por la estabilidad de los materiales a usar, por lo que deben buscarse otros métodos que permitan reducir la temperatura del mismo.

La solución pasa por el uso de **ciclos termoquímicos**, basados en el uso de una serie de reacciones intermedias, que limitan la temperatura del proceso por debajo de los 1000 °C. Actualmente existen más de 300 ciclos termoquímicos que pueden utilizarse para este fin, pero los más importantes son los ciclos azufre-yodo, con una eficiencia global que ronda el 40%, y los del tipo UT-3.

## 2.4.5 PROCESOS ELECTROLÍTICOS

- **Electrólisis del agua**

La electrólisis del agua es un proceso **electroquímico** que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes no contaminantes. De hecho, la electrólisis del agua es la principal vía que existe actualmente para producir hidrógeno mediante el uso de **energías renovables**.

Su importancia generalizada se debe, principalmente, a que utiliza la **electricidad** como fuente primaria para la ruptura de la molécula de agua, se desarrolla en sistemas modulares y ofrece versatilidad para ser integrada con las distintas formas de producción renovable, así como la posibilidad de operar en régimen variable.

En función de la temperatura de operación, la electrólisis se puede realizar:

- A baja temperatura: mediante electrolizadores alcalinos o de membrana de intercambio protónico
- A alta temperatura: empleando electrolizadores de óxido sólido

- **Fotoelectrólisis**

Los procesos fotoelectrolíticos utilizan **energía solar** para llevar a cabo la electrólisis, disociando directamente el agua en H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. Permiten reducir costes sobre los procesos electrolíticos convencionales, pero requieren de semiconductores especiales y estables en el electrolito. Además, la **eficiencia** de conversión suele ser **baja**, en torno al 10-15%, aunque se han reportado importantes mejoras en los últimos años.

## 2.4.6 PROCESOS BIOLÓGICOS

Aunque todavía en **fase experimental**, los procesos biológicos de producción de hidrógeno buscan aprovechar el **metabolismo** de diferentes microorganismos para la producción de hidrógeno a partir de **biomasa**. Aunque son varios los procesos biológicos de producción de hidrógeno, la fermentación oscura es la más prometedora.

La **fermentación oscura** (*Dark Fermentation*, DF) es un proceso biológico por el que bacterias anaerobias son capaces de producir H<sub>2</sub> a partir de materia orgánica rica en carbohidratos. Se trata de una tecnología versátil que permite el uso de diferentes sustratos, desde residuos agrícolas o industriales como aguas residuales o residuos que contengan biomasa. La DF se basa en la etapa acidogénica de la **digestión anaerobia**, un bioproceso económico y maduro. La producción de hidrógeno por DF está determinada

---

por el biorreactor, el sustrato utilizado, las condiciones de operación (temperatura, pH y presión parcial de H<sub>2</sub>) y por los microorganismos involucrados. Una ventaja de la fermentación oscura es que se obtienen **ácidos grasos volátiles** como coproductos, que tienen un elevado potencial en aplicaciones biotecnológicas.

Actualmente la tecnología se encuentra en un estado semi-industrial, y, aunque es una tecnología prometedora, aún debe hacer frente a varios retos como el escalado industrial, la operación en continuo o la eficiencia.

## 2.4.7 COMPARACIÓN

Tabla 7. Comparativa del precio del hidrógeno en función del proceso de producción [13]

PROCESO	EFICIENCIA (%)	DISPONIBILIDAD	EMISIONES CO2 (g CO2/kWh H2)	PRECIO (€/kWh H2)
<b>Gas Natural (SMR sin CCS)</b>	<b>70-75</b>	<b>Actualidad</b>	<b>288-292</b>	<b>0,07-0,1</b>
Gas Natural (SMR sin CCS) (Futuro)	60	Medio plazo	42,7	0,09-0,15
<b>Gasificación Carbón con CCS</b>	<b>50-60</b>	<b>Actualidad</b>	<b>659</b>	<b>0,07</b>
Gasificación Carbón sin CCS	40-50	Medio plazo	20,3	0,08
Gasificación Biomasa	56	Medio plazo	-	0,07-0,08
Electrolisis (con eólica/Solar FV)	65-70	Corto plazo	-	0,11-0,15
<b>Electrolisis (con red eléctrica)</b>	<b>30</b>	<b>Actualidad</b>	<b>440</b>	<b>0,2</b>
C. Termoquímicos (Energía Solar)	30	Largo plazo	-	0,18
C. Termoquímicos (Energía Nuclear)	30	Largo plazo	-	0,06



Tabla 8. Comparación entre los diferentes procesos de obtención de hidrógeno [14][15]

Proceso	Eficacia (%)	Materia prima	Ventajas	Desventajas	Condiciones de reacción	Madurez tecnológica
<b>Reformado con vapor de agua</b>	70-85	Hidrocarburos	Tecnología más desarrollada Tecnología económica No requiere oxígeno Menor temperatura de proceso Mejor relación H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> para producción de H <sub>2</sub> Producción de hidrógeno a bajo coste	CO <sub>2</sub> como subproducto Dependencia de los combustibles fósiles No hay unidades comerciales a pequeña escala	Tref = 973 °C Pref = 10 bar	Comercial
<b>Oxidación parcial</b>	60-75	Hidrocarburos	Tecnología Implantada Tecnología económica Reducidos requerimientos de desulfuración No requiere catalizadores Bajas emisiones de metano	CO <sub>2</sub> como subproducto Dependencia de los combustibles fósiles Elevadas temperaturas de operación Baja relación H <sub>2</sub> /CO Manejo complejo	Tref = 1350 °C Pref = 10 bar	Comercial
<b>Reformado Autotérmico</b>	60-75		Tecnología Implantada Tecnología económica Temperaturas más bajas que las del Reformado Autotérmico Bajas emisiones de metano	CO <sub>2</sub> como subproducto Dependencia de los combustibles fósiles Necesidad de utilizar Aire/oxígeno	Tref = 1090 °C Pref = 10 bar	Corto plazo
<b>Reformado seco</b>	35-50		Valorización de CO <sub>2</sub>	Medio plazo Elevada demanda energética Deposición masiva de coque Dependencia de los combustibles fósiles	Tref = 950 °C Pref = 10 bar	Medio plazo
<b>Gasificación de carbón</b>	35-50	Carbón	Las impurezas se eliminan durante el proceso Reducidos costes de CAPEX Se puede utilizar con hidrocarburos sólidos y líquidos Buen conocimiento a gran escala	Elevada demanda de carbón Elevada producción de CO <sub>2</sub> respecto de H <sub>2</sub> Unidades a pequeña escala no disponibles	Tref = 1000 °C Pref = 20-80 bar	Comercial
<b>Gasificación de biomasa</b>	35-50	Biomasa	Balance neutro de CO <sub>2</sub> Materia prima abundante y económica	Largo plazo Formación de alquitrán Disponibilidad estacional Impurezas en la materia prima Todavía requiere de mucha investigación	Tref = 1200 °C Pref = 10 bar	Comercial
<b>Electrolisis</b>	40-60	Agua + Electricidad	Tecnología implantada No contamina si usa fuentes renovables Materia prima abundante O <sub>2</sub> como subproducto	Baja eficiencia global Elevado coste de capital Elevados requerimientos energéticos Alta dependencia del precio de la energía	Tref = 50 °C Pref = 10 bar	Comercial

Sobre la base de estas consideraciones, el **reformado de hidrocarburos** sigue siendo a corto-medio plazo la alternativa más conveniente para facilitar la **transición** hacia el hidrógeno “limpio” (paso del hidrógeno **gris** al hidrógeno **verde**, a través del hidrógeno **azul**). Las necesidades de hidrógeno hasta el momento en que su producción sostenible sea viable, pueden ser cubiertas con el aprovechamiento de las **reservas existentes de gas natural** (> 90% metano, hidrocarburo con la relación H/C más alta).

*Tabla 9. Comparación de la presencia de hidrógeno en la corriente producto para las diferentes tecnologías [13]*

	Reacción Global	mol H2 / mol CO2	mol H2 / mol C	mol C / mol CO2
<b>Reformado con vapor</b>	$\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$	4	4	1
<b>Oxidación parcial</b>	$3 \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{O}_2 \leftrightarrow 8 \text{H}_2 + 3 \text{CO}_2$	2,6	2,6	1
<b>Reformado Seco</b>	$2 \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 6 \text{H}_2 + \text{CO}_2 + \text{C}$	3	2	2
<b>Reformado Autotérmico</b>	$3 \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + 2 \text{O}_2 \leftrightarrow 8 \text{H}_2 + 3 \text{CO}_2$	2,6	2,6	1
<b>Gasificación de carbón</b>	$2 \text{C} + 4 \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \leftrightarrow 4 \text{H}_2 + 3 \text{CO}_2$	1,33	1,33	1
<b>Electrolisis</b>	$\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + 0,5 \text{O}_2$	-	-	-

Como se puede observar, el **Reformado con vapor** proporciona la **mayor relación H<sub>2</sub>/C** en el producto, lo que justifica que sea el que conduce a mayores rendimientos. También se ha incluido la electrolisis ya que se considera que esta es la principal vía a futuro de obtención de hidrógeno verde.

De esta comparación global se desprende claramente que, pese al inconveniente de la menor sostenibilidad de los procesos que utilizan **combustibles fósiles**, éstos proporcionan una **eficacia** significativamente **superior** (60-85%) que la alcanzada mediante la mayoría de tecnologías renovables, incluida la electrolisis. Además, su ya existente infraestructura de abastecimiento y distribución y consolidada implantación industrial, les confiere una ventaja económica adicional con respecto a las estrategias renovables. Por tanto, es evidente que para que la obtención innovadora de hidrógeno a partir de recursos renovables resulte competitiva e industrialmente aplicable, deben abordar varios desafíos: asequibilidad y acondicionamiento de las materias primas, diseño y optimización del proceso e incremento de las eficacias energéticas.

## 2.5 MATERIA PRIMA HIDRÓGENO DORADO

### 2.5.1 FORSU (FRACCIÓN ORGÁNICA DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS)

Se entiende por fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) a la parte de los RSU constituida por residuos de origen orgánico, como restos de alimentos y cocina, estiércol, poda de árboles, barrido de calles, ramas, paja y plantas.

### 2.5.2 EDAR (ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES)

Son plantas dedicadas a la depuración de aguas residuales cuya función básica es recoger las aguas de una población o industria, y después de reducir la contaminación mediante ciertos tratamientos y procesos, la devuelve a un cauce receptor como un río, embalse, mar. Se someten los lodos a procesos de digestión anaerobia para la obtención de biogás.

### 2.5.3 LFG (LANDFILL GAS DESGASIFICACIÓN DE VERTEDERO)

Los residuos orgánicos eliminados en un vertedero sufren una degradación biológica durante la cual se genera gas de vertedero

Tabla 10. Composición de gas de vertedero [16]

<i>Metano</i>	50-70 %
<i>Dióxido de carbono</i>	20-50 %
<i>Nitrógeno</i>	4-20 %
<i>Vapor de agua, ácido sulfhídrico y compuestos orgánicos halogenados y organosulfurados</i>	

El metano tiene un poder calorífico inferior (PCI) de 8.900 kcal/Nm<sup>3</sup>.

La generación y emisión incontrolada del gas de vertedero presenta una serie de problemas, tales como:

- **Incendio y explosión:** el metano mezclado con el aire en proporciones del 7-15% forma mezclas explosivas similares al grisú de las minas, provocando una situación de riesgo en puntos distantes del vertedero dada la facilidad que tiene el gas para la migración subterránea.
- **Inestabilidad del vertedero:** bolsas de gas
- **Toxicidad:** asfixia por metano y CO<sub>2</sub>, toxicidad por sus componentes minoritarios
- **Malos olores**
- **Daños en la vegetación:** clorosis, defoliación y pérdida de ramaje, crecimiento enano, desarrollo superficial de raíces, asfixia por desplazamiento, alteración pH por CO<sub>2</sub>)
- **Daños en la fauna:** lombrices, hormigas, topos...

- **Efecto invernadero:** se considera que el metano produce un efecto invernadero 25 veces superior al CO<sub>2</sub>

El **biogás** es un gas combustible que se obtiene como consecuencia de la desgasificación del vertedero y presenta un contenido en metano más pobre que el gas de vertedero al aspirar aire ambiente.

*Tabla 11. Composición de biogás procedente de vertedero [16]*

CH <sub>4</sub>	40-60 %
CO <sub>2</sub>	40-60 %
N <sub>2</sub>	3-5 %
CO	0,001-0,002 %
SH <sub>2</sub>	150-200 mg/Nm <sup>3</sup>
NH <sub>3</sub>	25-30 mg/Nm <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> O	11 mg/L
O <sub>2</sub>	< 10 %

Se calcula que 1 tonelada de residuos urbanos en vertedero genera 100 m<sup>3</sup> de biogás a lo largo de 10 años [16].

La gestión del gas de vertedero consta de 4 etapas:

- **Captación:** mediante un sistema de captación vertical. Cubriendo toda la superficie del vertedero se disponen una serie de pozos verticales a los cuales se conectan las tuberías que conducen el biogás a los diversos puntos de regulación y consumo. Los pozos verticales están formados por tubos de PVC tipo teja taladrados aproximadamente en la mitad de su longitud para permitir la entrada del gas. La parte superior de cada tubo está dotada de un labio que permite la conexión de un tapón metálico que hace de cierre y permite al mismo tiempo el montaje de la tubería y accesorios destinados a la conducción del gas. Para evitar fugas o entradas de aire al sistema, se sella toda la superficie alrededor del mismo con plástico térmico y arena. Cuando, por necesidades de la explotación del vertedero, los tubos de captación no pueden ser conectados a la red, se sustituye el tapón convencional por un tapón al que se le adapta una pequeña antorcha para quemar el gas evitando la emisión de metano a la atmósfera.
- **Conducción:** de cada pozo de captación parte una línea de conducción de biogás formada por una tubería de polietileno de alta densidad. En múltiples ocasiones una línea de conducción se conecta a 1 o 2 pozos. Las líneas de conducción unen los pozos de captación con los colectores generales de aspiración que están situados en cada una de las casetas de regulación. Estas líneas se agrupan de forma

que cada grupo de líneas cubre un área determinada del vertedero y finaliza en una estación de regulación. Las líneas se fijan mediante soportes a postes metálicos dispuestos por toda la superficie del vertedero. En los puntos de captación el biogás se encuentra a una temperatura media de 35° C y saturado en vapor de agua.

- **Regulación e impulsión:** formado por:
  1. Un sistema de control para mantener constante el porcentaje de metano en el biogás que se envía a los diferentes puntos de consumo y controlar los niveles de oxígeno presentes en el biogás para evitar mezclas explosivas.
  2. Estaciones de regulación y medida.
  3. Central de extracción donde los distintos colectores de aspiración que parten de cada una de las estaciones confluyen en un colector general de aspiración. Este equipo suministra la depresión necesaria en la aspiración, así como la presión necesaria en la impulsión para alimentar los diferentes consumidores.
- **Consumo:** las casetas de extracción y regulación suministran biogás para su aprovechamiento y posterior generación de energía eléctrica

## NORMATIVA:

### ▪ Unión Europea

La UE impuso hace más de una década que todos sus miembros debía reciclar en 2020 el 50% de sus residuos municipales. Pero en 2020, España estaba en el 36%, según los datos de Eurostat. Lejos de aflojar, Europa ha establecido metas aún más duras y en 2030 se deberá llegar al 60% y en 2035, al 65% [17].

La Eurocámara ha dado su visto bueno al paquete legislativo sobre **economía circular**, que contiene una serie de objetivos jurídicamente vinculantes sobre reducción de los vertederos con plazos temporales fijados.

*Tabla 12. Cuotas de reciclaje de la Unión Europea [17]*

	2025	2030
Metales ferrosos	70 %	80 %
Residuos de vidrio		75 %
Envases	65 %	70 %
Papel y el cartón	75 %	80%
Residuos plásticos	50 %	55 %

Aluminio		60 %
Madera	25 %	30 %
Residuos municipales	55 %	60 %

La normativa, en línea con los Objetivos del Desarrollo Sostenible de la ONU, impone que **solo un 10 % de los residuos municipales terminen en vertederos en 2035**.

Aunque la gestión de residuos en la UE ha mejorado considerablemente en las últimas décadas, casi un tercio de los **residuos municipales** todavía termina en los **vertederos** y menos de la mitad se recicla o composta, con amplias variaciones entre los Estados miembros. En 2014:

- Austria, Bélgica, Dinamarca, Alemania, los Países Bajos y Suecia: prácticamente no enviaron residuos municipales a los vertederos
- Chipre, Croacia, Grecia, Letonia y Malta: siguen vertiendo más de las tres cuartas partes de sus residuos municipales.

Esta estrategia aspira a acabar con el modelo lineal, se propone el modelo **circular** que implica, entre otras medidas, acabar con la obsolescencia programada, reducir, reutilizar y reciclar para un aprovechamiento óptimo de los recursos utilizados y de los bienes y servicios generados a lo largo de toda su vida útil.

▪ **España**

Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero. [18]

Este real decreto tiene por objetivo:

- a) Establecer un marco jurídico y técnico adecuado para las actividades de eliminación de residuos mediante depósito en vertederos de conformidad con la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados al tiempo que regula las características de los vertederos y su correcta gestión y explotación.
- b) Garantizar una reducción progresiva de los residuos depositados en vertedero, especialmente de aquellos que son aptos para su preparación para la reutilización, reciclado y valorización, mediante el establecimiento de requisitos técnicos y operativos rigurosos aplicables tanto a los residuos como a los vertederos.
- c) Establecer medidas y procedimientos para prevenir, reducir e impedir, tanto como sea posible, los efectos negativos en el medio ambiente relacionados con el vertido de residuos, en particular, la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, del suelo y del aire, y la emisión de gases de efecto invernadero, así como cualquier riesgo derivado para la salud de las personas. Todo ello tanto durante la fase de explotación de los vertederos como una vez ha concluido la vida útil de estos.

El fin último de esta norma consiste en avanzar hacia una economía circular, y cumplir con la jerarquía de residuos y con los requisitos de eliminación establecidos en los artículos 8 y 23 de la Ley 22/2011, de 28 de julio.

## 2.6 DIGESTIÓN ANAEROBIA

Proceso de descomposición biológica de materia orgánica en ausencia de oxígeno.

Esta **hoja de ruta del biogás** [19] se centra en el producido mediante la digestión anaerobia (en ausencia de oxígeno), por encontrarse en un nivel de **madurez tecnológica** y de desarrollo sectorial más avanzado que otros procesos de producción de biogás, y se limita al tratamiento de materia orgánica procedente de diferentes tipos de residuos o subproductos de origen ganadero, por integrar en un mismo proceso la generación de energía renovable con el desarrollo de la economía circular y la gestión de residuos.

La digestión anaeróbica (DA) es un proceso biotecnológico en el que los microorganismos descomponen la materia orgánica, generando dos productos:

- el digestato
- el biogás

Se trata de un proceso bien conocido en la **naturaleza**, que tiene lugar en los humedales, en el fondo de los lagos, en los depósitos de purines y en el rumen de los rumiantes. Si el mismo proceso tiene lugar en el aire ambiente, lo llamamos **compostaje**.

El proceso requiere las siguientes **condiciones** [20]:

- Temperatura superior a 5 °C
- Ausencia de oxígeno
- Oscuridad
- Existencia de biomasa biodegradable
- Existencia de humedad y nutrientes

El proceso de DA puede dividirse en **cuatro etapas**. Desde el punto de vista biológico, son etapas consecutivas, pero suelen tener lugar simultáneamente en el interior del digestor.

1. Durante la **hidrólisis**, la primera etapa del proceso, las bacterias hidrolíticas descomponen la materia orgánica compleja (carbohidratos, grasas y proteínas) en compuestos orgánicos simples como monosacáridos, ácidos grasos y otros aminoácidos. Para ello, las bacterias hidrolíticas producen enzimas que provocan la descomposición de la materia orgánica. El valor óptimo del pH para las bacterias hidrolíticas se sitúa entre el pH 5 y el pH 6; asimismo, las enzimas producidas también funcionan mejor cuando el nivel de pH es inferior al pH 7.
2. La primera de las dos etapas de fermentación constituye la segunda parte del proceso, conocida como **Acidificación**. Durante esta etapa, las bacterias fermentadoras descomponen aún más los productos de la primera etapa en ácidos

grasos inferiores, como el ácido propiónico, butírico y valérico, así como en dióxido de carbono y también en pequeñas cantidades de alcoholes, H<sub>2</sub>S y ácido láctico. En cuanto a las bacterias hidrolíticas, el valor óptimo del pH para las bacterias acidogénicas se sitúa entre el pH 4 y el pH 6.

3. La **acetogénesis** es la tercera etapa del proceso y la segunda fermentación que se produce. Durante esta etapa, las bacterias acetogénicas descomponen el ácido propiónico y butírico para formar ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. Si la presión parcial del hidrógeno es demasiado alta, puede dificultar la actividad de las bacterias acetogénicas, lo que puede hacer que las cantidades de ácido propiónico y butírico aumenten e interfieran en el proceso.
4. El último paso, la **metanogénesis**, consiste en la producción de biogás por parte de las arqueas metanogénicas. De los cuatro pasos, éste es el más sensible y las arqueas implicadas son las que tienen un mayor tiempo de duplicación.

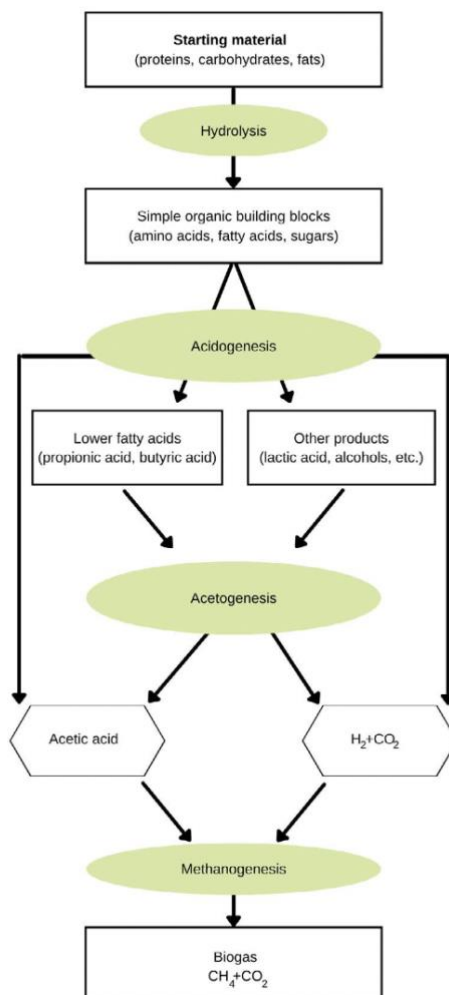


Figura 16. Scheme of the decomposing process of organic matter within AD [21]

Aunque estas cuatro etapas y sus respectivas bacterias están activas simultáneamente en el digestor, cada una de ellas se comporta de forma diferente y tiene requisitos distintos



para un rendimiento óptimo. La siguiente tabla ofrece una breve descripción de los distintos requisitos de las diferentes bacterias que intervienen en la digestión anaeróbica.

*Tabla 13. Different requirements of involved bacteria within anaerobic digestion process [22]*

Condition	Hydrolysis, Acidification	Acetogenesis, Methanogenesis
<b>Favorite dry matter content</b>	< 40 %	< 30 %
<b>Ideal C:N proportion</b>	10 – 45:1	20 – 30:1
<b>Main nutrient demand C:N:P</b>	80 – 125:5:1	80 – 125:5:1
<b>Ideal pH value</b>	5.2 – 6.3	6.8 – 7.5
<b>Presence of Oxygen and light</b>	No problem	strictly anaerobic inhibition already at oxygen content > 0.1 mg l <sup>-1</sup>
<b>Ideal temperature</b>	20 – 35 °C	Mesophil: 38 °C Thermophil: 55 °C
<b>Fluctuation of temperature</b>	tolerant	Very sensitive, less than 1°C per day
<b>Growth rates</b>	fast	slow
<b>Doubling time</b>	< 48 h Aerobic: 20 min – 10 h Anaerobically: 1 – 48 h	> 9 h Acetogenic: 9 – 18 h Methanogenic: 48 – 72 h
<b>Sensitive to inhibitors</b>	low	High

## 2.7 UPGRADING

El **biogás** es una **fuentes de energía renovable**, puede mejorarse para tener más usos y unas mejores características como generador de energía gracias a una técnica denominada **upgrading**, que lo transforma en **biometano**.

El **biometano** es el gas **renovable** más rentable, escalable y sostenible disponible en la actualidad. El biometano puede desempeñar un papel a largo plazo en el futuro sistema energético neutro desde el punto de vista climático, para cumplir el **objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero** (55% para 2030). Además, el biometano contribuye a la agricultura sostenible, a los empleos rurales difícilmente desplazables y a la valorización de los flujos de residuos.

Por lo tanto, el biometano debe ampliarse rápidamente en toda la UE. Para ello es necesario aumentar las inversiones, apoyar las políticas, reducir los costes y optimizar los ingresos globales de los productores.

El biometano **se utiliza** en toda la economía y tiene un valor especialmente alto en el sistema energético:

- La industria: para el calor de alta temperatura que no puede electrificarse, o para la materia prima de carbono biogénico
- La energía: para equilibrar la red con energía almacenable y despachable
- El transporte: para el transporte pesado de larga distancia y el marítimo que no puede electrificarse fácilmente
- Los edificios: en edificios existentes con conexiones de gas a través de bombas de calor híbridas

El biometano puede definirse como un tipo de **gas natural renovable**, similar al gas fósil, que se obtiene a partir de biogás que previamente se ha originado con el tratamiento adecuado y controlado de residuos. Se trata, por lo tanto, de una **versión refinada y mejorada del biogás** que se produce a partir de la fermentación de desechos orgánicos.

El **biogás** es el gas que se produce como consecuencia del proceso de fermentación anaerobia y su **composición** es la siguiente:

- Metano (CH<sub>4</sub>): 40-70%
- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>): 30-40%
- Una cantidad mucho menor de: agua y otros compuestos: hidrógeno (H<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>) y sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S)

Mediante la técnica conocida como **upgrading** se logra una concentración y purificación del metano del biogás con el fin de aumentar su proporción, convirtiéndolo en biometano, un producto muy **similar** en composición, características, posibilidad de usos y potencial energética al **gas natural**.

El proceso de upgrading se basa en diferentes técnicas de **absorción**:

- Cambios de presión
- Uso de membranas
- Absorción de carbón activo
- Absorción química
- Métodos biológicos

Durante el proceso de upgrading, lo que normalmente se hace en primer lugar es separar el CO<sub>2</sub>, y posteriormente el resto de compuestos que, en pequeñas proporciones, también pueden encontrarse en el biogás.

El biometano tiene unas características muy parecidas al gas natural, por lo que sus usos son muy similares, así como su rendimiento. Además, puede volcarse y transportarse en las mismas redes que el gas natural, llegando así a hogares e industrias. Esto significa que el biometano cubre con garantías y una gran eficacia un amplio espectro como generador de energía eléctrica y térmica y ofrece soluciones de movilidad no contaminantes.

## 2.8 CAPTURA CO<sub>2</sub>

Actualmente, el reformador de metano por vapor (SMR) es la tecnología líder para la producción de H<sub>2</sub> a partir de gas natural o hidrocarburos ligeros. Las modernas instalaciones de producción de hidrógeno basadas en el SMR han logrado eficiencias que podrían reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta casi un 10% por encima de su mínimo teórico. Una mayor reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la producción de hidrógeno sólo sería posible mediante la **integración de la CCS**. La captura implican una **tasa de captura de CO<sub>2</sub>** que oscila entre el 56% y el 90% [23].

Sólo 3 emplazamientos en el mundo han demostrado la integración de la captura de CO<sub>2</sub> con el transporte y el almacenamiento del mismo.

- El proyecto Port Arthur en los Estados Unidos
- El proyecto Quest en Canadá
- El proyecto Tomakomai en Japón

La adición de la captura de CO<sub>2</sub> aumenta el **coste nivelado del hidrógeno** de la planta entre un 18% y un 79%. Frente a los 0,114 €/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> sin captura, la adición de CCS a una planta de H<sub>2</sub> basada en SMR da lugar a un aumento del LCOH de entre 0,021 y 0,051 €/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> [23]. Esto corresponde a un coste de evitación de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> avoidance cost, CAC) de entre 47 y 70 euros por tonelada de CO<sub>2</sub>.

Además, la incorporación de la captura de CO<sub>2</sub> aumenta el **consumo de gas natural** entre 0,46 y 1,41 MJ/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> [23]. Esto da lugar a una reducción del excedente de electricidad que podía exportarse a la red. Estos cambios implican un **aumento del coste de explotación de la producción** de hidrógeno entre un 18% y un 33% en comparación con el caso base [23].

### 2.8.1 TIPOS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

Hay tres posibles ubicaciones donde se podría **capturar** CO<sub>2</sub> dentro de la planta de hidrógeno:

- Del gas de síntesis desplazado
- Del gas de cola de adsorción por oscilación de presión (PSA)
- Del gas de combustión del SMR

Se va a comparar los tres posibles tipos de captura con una planta de H<sub>2</sub> basada en SMR que utilice gas natural como materia prima/combustible y que funcione como planta comercial (es decir, una instalación independiente sin ninguna integración con otros procesos industriales en un complejo industrial).

*Tabla 14. Tipos de Captura de CO<sub>2</sub> [24]*

	Aumento del consumo de gas natural [ MJ/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ]	% de CO <sub>2</sub> capturado en comparación con el Caso Base	Aumento del LCOH en comparación con el Caso Base [ c€/Nm <sup>3</sup> ]	LCOH [ c€/Nm <sup>3</sup> ]
Gas de síntesis desplazado mediante MDEA	0,46	54%	2,1	13,5
Gas de cola de adsorción por oscilación de presión (PSA)	14,8	52%	2,8	14,2
Gas de combustión del SMR	1,6	90% (escenario de alta tasa de captura)	5,2	16,5

Del gas de combustión del SMR produce la tasa de captura más alta, por lo que esta opción se considerará en este trabajo.

## 2.8.2 SISTEMA DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE LA UE

El EU ETS (Emissions Trading System) es la piedra angular de la política de la UE para **combatir el cambio climático** y su herramienta clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de forma rentable. Es el primer gran **mercado de carbono** del mundo y sigue siendo el mayor.

El volumen global de gases de efecto invernadero que pueden emitir las centrales eléctricas, las fábricas de la industria y el sector de la aviación está limitado por un "tope" en el **número de derechos de emisión**. Dentro de ese límite, las empresas reciben o compran derechos de emisión, que pueden comercializar según sus necesidades. El tope disminuye cada año, lo que garantiza la reducción de las emisiones totales.

El 14 de julio de 2021, la Comisión Europea adoptó una serie de **propuestas legislativas** que establecen cómo pretende alcanzar la neutralidad climática en la UE para 2050, incluyendo el objetivo intermedio de una reducción neta de al **menos el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030** [25]. El paquete propone revisar varios elementos de la legislación climática de la UE, estableciendo en términos reales las formas en que la Comisión pretende alcanzar los objetivos climáticos de la UE en el marco del **Pacto Verde Europeo**.

Desde 2009 se ha acumulado un **excedente de derechos de emisión** en el sistema de comercio de derechos de emisión de la UE. La Comisión Europea está abordando esta cuestión con medidas a corto y largo plazo. El excedente de derechos de emisión se debe

en gran medida a la crisis económica y a las elevadas importaciones de créditos internacionales. Esto ha provocado una **bajada de los precios del carbono** y, por tanto, un **menor incentivo para reducir las emisiones**.

- A corto plazo, el excedente corre el riesgo de socavar el funcionamiento ordenado del mercado del carbono.
- A largo plazo, podría afectar a la capacidad del régimen de comercio de derechos de emisión para cumplir objetivos de reducción de emisiones más exigentes de forma rentable.

El **excedente**:

- Ascendía a unos 2.000 millones de derechos de emisión al inicio de la fase 3
- Y siguió aumentando hasta superar los 2.100 millones en 2013
- En 2015, se redujo a unos 1.780 millones como consecuencia de la retroalimentación. Sin esto, el superávit habría sido casi un 40% mayor a finales de 2015

## ***2.9 MEJORA DE LAS TECNOLOGÍAS EN UN FUTURO: HIDRÓGENO VERDE***

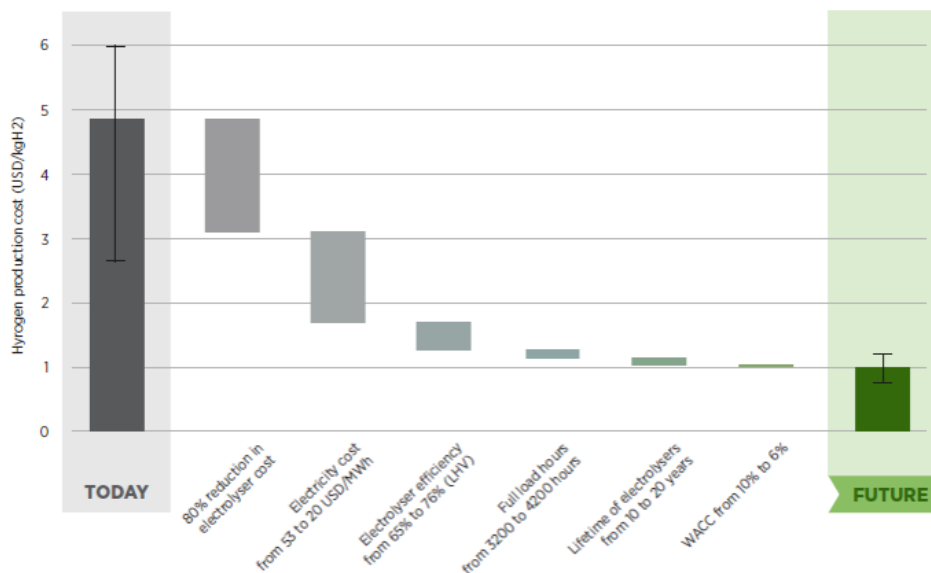
Hoy en día, a nivel económico el hidrógeno **verde** no es competitivo frente al hidrógeno **gris**, el hidrógeno de gas natural sin captura de CO<sub>2</sub>. El **azul**, gas natural con captura de CO<sub>2</sub>, se encarece, pero aun así no alcanza los precios de la electrolisis. Se espera que esto pueda cambiar en un futuro.

Actualmente el hidrógeno **gris** es más económico que el **verde**, pero se prevén reducciones de costes:

- Reducción del coste de la electricidad
- Aumento de eficiencia de los electrolizadores
- Aumento de las horas de uso de los electrolizadores
- Aumento de la durabilidad de los electrolizadores

En la siguiente figura podemos ver el precio actual de hidrógeno producido por renovables por electrolisis, menos de 5 \$/kgH<sub>2</sub>. El resto de las barras son las distintas causas que nos van a permitir llegar a un precio en el futuro de entre 1 y 1.5 \$/kgH<sub>2</sub>. Y por lo tanto ser competitivo con el hidrógeno fósil que esta por debajo de 2 \$/kgH<sub>2</sub>.

**Figure ES1.** A combination of cost reductions in electricity and electrolysers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.



**Table ES1.** Key performance indicators for four electrolyser technologies today and in 2050.

Tabla 15. Indicadores clave de rendimiento de 4 tecnologías de electrolizadores a día de hoy y en 2050 [2]

Algunos de estos indicadores clave de rendimiento son los siguientes:

- 80% en la reducción del **coste del electrolizador**: despliegue de tecnologías, crece la demanda y se mejora la curva de aprendizaje y los precios disminuyen. La inversión inicial en el electrolizador es más barata.
- Reducción de **costes del mercado eléctrico**: Si estamos hablando de producir hidrógeno mediante electrolisis de renovables, se tiene en propiedad un parque eólico o fotovoltaico. Por lo tanto, ¿porque afecta el precio de la electricidad? La razón tiene que ver con las horas de uso, el electrolizador se va a rentabilizar antes cuantas más horas lo utilice.

A partir de 6000 h/año empieza a ser un valor razonable. Pero el inconveniente es que la eólica puede funcionar alrededor de 2200 h/año y fotovoltaica 1800 h/año. Este salto es aproximadamente por 3, por lo tanto, la única solución es producir hidrogeno verde en balance neto. La planta de producción eólica o fotovoltaica esta sobredimensionada 3 veces. Ese sobredimensionamiento produce el hidrógeno necesario para alcanzar las horas de uso deseadas. Este concepto se denomina **producción neta**.

Por lo tanto, el electrolizador si está conectado a la red. Está cogiendo electricidad, pero a la vez está vertiendo a la red la misma energía renovable, aunque ocurre en tiempos distintos.

La siguiente figura muestra la importancia que tiene el precio de la electricidad en la producción de hidrógeno verde.

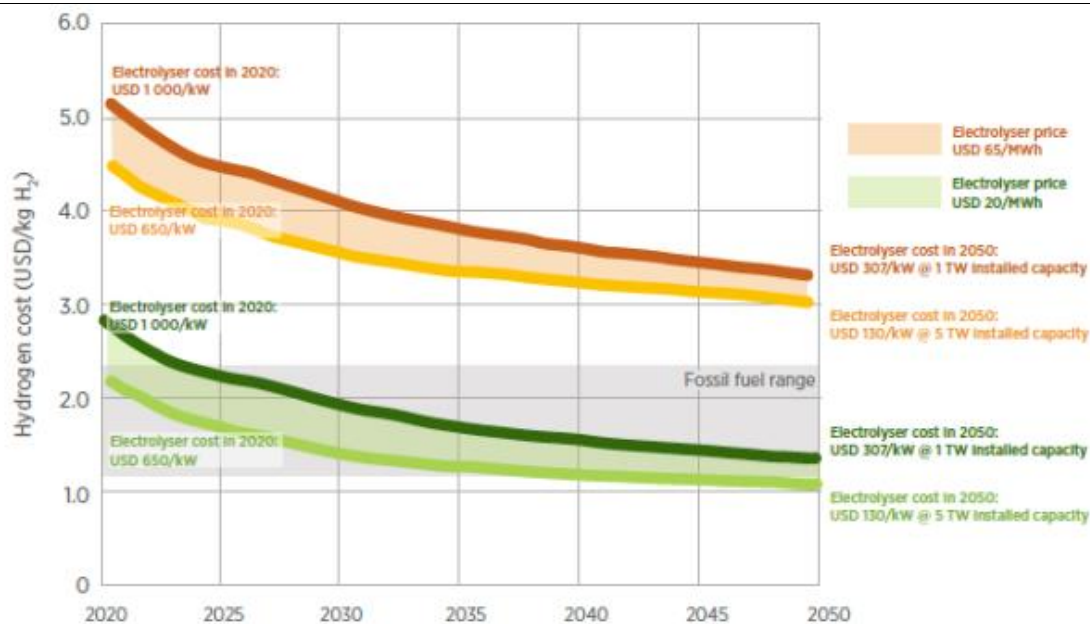


Tabla 16. Coste de la producción de hidrógeno verde en función del precio de la electricidad [1]

- Eficiencia del propio electrolizador de un 60% a un 70%
- Operar más horas/año de 3000 a 4200
- Una vida útil mayor: gracias a los catalizadores, ciclos, mantenimiento...
- Un WACC más económico, del 10% al 5%

A nivel de características técnicas de electrolizadores, hay distintas tecnologías. Cada pila de combustible tiene su versión opuesta de electrolizador, ya que se trata de una tecnología reversible. En la siguiente tabla se presenta el estado de la técnica a día de hoy frente a lo esperado para 2050. Hay electrolizadores alcalinos, de membranas, de intercambio protónico y los de óxido sólido que son de alta temperatura y más eficientes.

- PEM: Polymer Electrolyte Membrane
- AEM: Anion Exchange Membrane (lab-scale today)
- SOEC: Solid Oxide Electrolyser (lab-scale today)

Si comparamos la eficiencia en kWh que demanda por cada kg de hidrógeno producido, la media está entre 50-80, los de alta temperatura (óxido sólido) bajamos a valores alrededor de 45-55 y se espera que en el 2050 estén todos por debajo del 45-40.

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Cell pressure [bara]	< 30	< 70	< 35	< 10	> 70	> 70	> 70	> 20
Efficiency (system) [kWh/KgH <sub>2</sub> ]	50-78	50-83	57-69	45-55	< 45	< 45	< 45	< 40
Lifetime [thousand hours]	60	50-80	> 5	< 20	100	100-120	100	80
Capital costs estimate for large stacks (stack-only, > 1 MW) [USD/kW <sub>e</sub> ]	270	400	-	> 2 000	< 100	< 100	< 100	< 200
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW <sub>e</sub> ]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

Tabla 17. Electrolizadores a día de hoy y en 2050 [2]

## 2.10 ALMACENAMIENTO

Una vez que este hidrógeno ha sido producido de diferentes formas, el siguiente objetivo es almacenarlo y no tener que consumirlo en el instante como ocurre con la electricidad. Para almacenarlo las dos alternativas más relevantes son: hidrógeno comprimido o hidrógeno líquido.

### 2.10.1 H<sub>2</sub> COMPRIMIDO

- Sencillo: 200 bar a 700 bar
- Consumo: para alcanzar 200 bar un 10% del poder calorífico y un 15% para 700 bar. No es una curva lineal, sino asintótica, por lo tanto, interesa estar a presiones altas
- Tecnología madura 200 bar; investigación 700 bar
- 350 bar común en transporte con depósitos de composites

### 2.10.2 H<sub>2</sub> LÍQUIDO

- Temperaturas criogénicas (-253°C a 1 bar)
- Uso industrial; manipulación robótica en hidrogeneras
- Alto consumo energético: 30% del poder calorífico, mucho más costoso energéticamente que en el caso anterior, pero lo que ganamos en densidad energética puede compensar o no dependiendo del uso. Por ejemplo, a día de hoy los coches funcionan con hidrógeno comprimido y sin embargo los camiones



---

(como los nuevos modelos de la línea de Volvo) funcionan con hidrógeno líquido, que necesitan más autonomía y llevar mas carga

- Solución rentable para grandes distancias y grandes volúmenes

Otras tecnologías de almacenamiento minoritario, menos comunes y comerciales:

### 2.10.3 HIDRUROS METÁLICOS

Almacenar el hidrógeno adsorbiéndolo en la estructura molecular de un material, un hidruro metálico. Se intercambia calor para conseguir que el hidrógeno se quede en la estructura y enfriar para expulsarlo. Tiene un ciclo de adsorción y de desorción. El problema que presenta es esa generación ese calor y otro inconveniente es que esta estructura tiene un peso elevado. Por otra parte, la gran ventaja es que no es necesario tener altas presiones.

- Proceso de carga: adsorción, retirada de calor y reducción de temperatura; 30 a 55 bar
- Proceso de descarga: desorción, aporte de calor y aumento de temperatura; 0,7 a 10 bar
- Si el calor para desorción es residual, consumo 13%

### 2.10.4 ESTRUCTURAS POROSAS (BAJA PRESIÓN)

Idea similar a la anterior, en estructuras porosas, nanotubos de carbono. Aprovechar estas estructuras para colar el H<sub>2</sub> entre los huecos. Este método sin embargo no es comercial.

- Nanotubos de carbono; 80 K
- Carbón activado
- Clatratos: agua a 2000 bar y -24°C
- Estructuras nanoporosas de moléculas órgano-metálicas a temperatura ambiente

## 2.11 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Hidrogeneras con hidrógeno **presurizado**: mercado masivo de vehículo privado, autobuses... Desde las hidrogeneras, puntos donde surtir de hidrógeno, una opción es poder servir el hidrógeno presurizado, vehículos que lo carguen a 300 bar-700 bar si son camiones. Al llegar a la estación, mediante un compresor se vierte finalmente al depósito.

Hidrogeneras con hidrógeno **líquido**: motocicletas, suministro en cartuchos o camiones... También es posible hacer el servicio mediante hidrógeno líquido, en algún tipo de aplicación de transporte muy pesado. O el extremo opuesto, motocicletas, en lugar de tener que llenar con una manguera manejando fluidos a muy baja temperatura, simplemente tenerlo almacenado en cartuchos.

Hidrógeno **canalizado**: aplicaciones estacionarias, en sector residencial/comercial (<200 kW) y GD (> 200 kW) Para aplicaciones estacionarias, es posible plantearse esta opción, en lugar del gas natural que tenemos a día de hoy se podría sustituir o crear una red de hidrogenoductos, que llevase el hidrógeno a las casas, que tendrían una pila de

---

combustible. Algo similar a esta tecnología ya está en uso en países como Japón, donde muchas viviendas tienen su pila de combustible que trabaja en cogeneración, produce electricidad y calor, pero esta pila se nutre de gas natural.

Botellas a **presión**: aviación y vehículos de gran uso; incluso en aplicaciones portátiles (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC) En las pilas de metanol directo, la propia pila obtiene el hidrógeno de alcohol, parece una solución adecuada, pero presenta un inconveniente, los problemas de funcionamiento.

## ***2.12 METODOLOGÍA***

Tras la experiencia del TFG de Marcela Ameztoy [3] el proyecto actual se centrará en la producción a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Para evaluar el potencial se buscará información de las plantas existentes de tratamiento de residuos sólidos urbanos, seleccionando las que tengan un tamaño adecuado para mantener los costes en un intervalo razonable.

Con la identificación de las plantas adecuadas, se determinará la producción de hidrógeno por cada provincia, así como la generación de CO<sub>2</sub>, valorando qué parte de ella puede emplearse con fines industriales y qué parte puede almacenarse geológicamente. Para cada planta se determinará el coste de producción, en función de su volumen de biometano.

Finalmente, se identificarán las necesidades de compensación de CO<sub>2</sub> de diferentes sectores difusos para casarlas con la producción de CO<sub>2</sub> capturado en la generación de hidrógeno dorado.

## Capítulo 3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

### 3.1 OBJETIVOS

Como se ha mencionado previamente una ruta prometedora para producir hidrógeno es el **reformado de compuestos renovables**, en este caso el biometano. Este proceso es similar al reformado del gas natural, pero este tipo de materias primas renovables son neutras en la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, al haber capturado previamente el CO<sub>2</sub> del ambiente mediante la fotosíntesis.

Tabla 18. Pasos del proceso de Producción de hidrógeno dorado

1	Materia Prima	FORSU	Fracción orgánica de residuos solidos urbanos		
		EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales		
		LFG	Landfill Gas Desgasificación de vertedero		
2	Biogás	Digestión Anaerobia			
3.1	Biometano	Limpieza y acondicionamiento			
3.2		Upgrading			
4	Hidrógeno	Reformado	SMR	Steam methane reforming	
			POX	Partial oxidation	
			ATR	Autothermal Reforming	
		Pirólisis			
		Gasificación			
		Termólisis y ciclos termoquímicos			
		Procesos electrolíticos			
		Procesos biológicos			
5	CCS	Carbon Capture and Storage			

#### 3.1.1 OBTENCIÓN DEL BIOGÁS

El Gobierno de España se a tomado la iniciativa para fomentar el desarrollo a corto plazo del biogás. El objetivo es crear un sistema de garantías de origen, se considera necesaria la puesta en valor del **origen renovable** del biogás.

El biogás se va a destinar principalmente a dos usos, el más importante es el uso directo<sup>4</sup> en las localizaciones cercanas a su producción, favoreciendo así la aparición de sinergias con **industrias conexas**. Una vez convertido en biometano, podría también destinarse al **transporte**, siempre y cuando sea la opción más eficiente económica y medioambientalmente.

Se busca ser capaces de reemplazar gradualmente el **gas natural** de origen fósil por biometano producido a partir de biogás, ya que son plenamente intercambiables. Especialmente en industrias termointensivas (siderurgia, cerámica, vidrio...) o difícilmente electrificables, como pueden ser el transporte pesado.

*Tabla 19. Producción de biogás en España [19]*

El objetivo de producción de biogás de <b>10,41 TWh anuales</b> en 2030	
45%	Directamente como <b>biogás</b> para: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Usos térmicos</li> <li>• Generación de electricidad</li> </ul>
55%	Transformado en <b>biometano</b> para: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desplazar al gas natural de origen fósil en sus usos habituales</li> </ul>

El Gobierno de España desea alcanzar los objetivos marcados por Europa en el sector del transporte. el uso del biogás y del biometano van a contribuir en esta lucha.

*Tabla 20. Objetivos Marcados por Europa para el sector del transporte [19]*

Objetivos marcados		
PNIEC 2021-2030	28% de energías renovables en el transporte	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Directiva (UE) 2018/2001</li> <li>• Parlamento Europeo</li> <li>• Consejo</li> </ul> (11 de diciembre de 2018)	Uso de energía procedente de fuentes renovables (DER II)	0,2 % en 2022 Al menos del 1 % en 2025 Al menos del 3,5 % en 2030

La hoja de rutas del biogás creada por el Gobierno español se centra en la producción mediante **digestión anaerobia** (en ausencia de oxígeno). Esta tecnología se encuentra en

<sup>4</sup> Cuando el biogás se destina a biometano, el proceso de limpieza de impurezas se suele situar en el propio upgrading. Sin embargo, si el biogás se va a usar como combustible local se puede aplicar un proceso de limpieza para retirar impurezas, pero dejando el CO<sub>2</sub>, que hagan posible su uso en instalaciones de cogeneración, calderas... Es decir, el objetivo del upgrading es básicamente retirar el CO<sub>2</sub>, pudiendo hacerse la limpieza de forma separada.

---

un nivel de madurez mayor y de desarrollo sectorial más avanzado que otros procesos de producción de biogás, y se limita al tratamiento de **materia orgánica procedente de diferentes tipos de residuos o subproductos de origen ganadero**.

Se van a utilizar **bioresiduos** de competencia municipal y **lodos de depuradoras** como materia prima para la producción de combustibles alternativos como el hidrógeno renovable.

- **SISTEMA DE GARANTÍAS DE ORIGEN PARA LOS GASES RENOVABLES**

En Mayo de 2022 Consejo de Ministros, a instancias del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha aprobado un Real Decreto que crea el **sistema de garantías de origen para los gases renovables**, como:

- El hidrógeno renovable
- El biogás
- El biometano

que permitirá a los comercializadores y consumidores diferenciarlos del gas de origen fósil.

Gracias a las nuevas garantías de origen cada MWh de gas 100% renovable dará lugar a la emisión de una garantía de origen con información sobre dónde, cuándo y cómo se produjo el gas. En consecuencia, las garantías le aportarán un **valor añadido** a la hora de comercializarlo que fomentará su consumo, con el consiguiente beneficio ambiental.

Se creará:

- Censo de Instalaciones de Producción de gas procedente de fuentes renovables
- Comité de Productores.

Los productores y comercializadores podrán **intercambiar las garantías de origen** de forma transparente y segura dentro del sistema, que documentará la producción, transferencia y cancelación de las garantías de origen.

Las garantías de origen certificarán el volumen de gas y su calidad, puesto que se diferenciará entre hidrógeno obtenido con energía renovable, biometano, biogás u otros gases, y abarcará cualquier gas renovable producido y consumido, ya sea *in situ*, autoconsumido, e inyectado o no a la red de gasoductos.

La creación de este sistema de garantías de origen estaba prevista en varias herramientas de la planificación indicativa ya mencionadas:

- Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)
- La Hoja de Ruta del Hidrógeno
- La Hoja de Ruta del Biogás
- El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

### 3.1.2 METANO A PARTIR DE BIOGÁS

Este **biogás** está compuesto de entre 50 y 75% de metano y el resto de dióxido de carbono. Este metano proviene de una fuente renovable y además tiene un alto contenido de hidrógeno.

El biometano puede producirse a partir de:

- La **depuración** del biogás generado por digestión anaerobia a partir de residuos
- El **lavado** del gas de síntesis generado en la gasificación de la biomasa, siendo 100% renovable

Nos centramos en el primer método, a partir de biogás. Este biogás se podría quemar directamente, pero las impurezas como los sulfhídricos pueden atacar a los equipos. Podría quemarse en equipos más robustos, pero no vale para alimentar un reformado de metano. Sobre este biogás se puede hacer un up-grading, una mejora o revalorización del biogás, donde se elimina el CO<sub>2</sub>, el agua y el sulfhídrico y quedarnos con un gas que en lugar de contener un 60% de metano pasa a tener un 95% de metano. Este gas se denomina biometano y es indistinguible del gas natural, tan solo tiene orígenes distintos.

El biogás pasa por un proceso de desulfuración, en el que se elimina más del 99% del azufre que contiene como impureza. Este proceso consta de dos unidades: la primera convierte todo el azufre en su forma reducida mediante hidrogenación y un catalizador en base cobalto y molibdeno; la segunda elimina el azufre con un catalizador de óxido de zinc. La desulfuración es una etapa clave para reducir el “envenenamiento” del catalizador en el reformado.

En conclusión, el biometano se produce por un proceso de "upgrading" del biogás, que consiste en una mezcla de:

- CH<sub>4</sub> (65%)
- CO<sub>2</sub> (< 35%)
- otras impurezas como H<sub>2</sub>S...

### 3.1.3 REFORMADO

El reformado es el proceso a partir del cual se descompone la molécula de **metano** (CH<sub>4</sub>) y da lugar a: **hidrógeno** (H<sub>2</sub>) y **óxidos de carbono** (CO y CO<sub>2</sub>). Para que este proceso se dé es necesario reunir las siguientes condiciones:

- Alta temperatura (700-1100 °C): Las altas temperaturas requeridas en el reformador se consiguen con la quema de un combustible externo
- Presencia de un **catalizador** (en base níquel)
- Presencia de un **agente oxidante** (agua y/o aire)

En función del agente oxidante podemos clasificar los reformados en 3 **tipos**:

- Vapor de agua: reformado con vapor
- Oxígeno o aire: oxidación parcial

- Combinación de ambos: reformado autotérmico

El más utilizado y por lo tanto el que se va a desarrollar para este proyecto es el proceso con vapor de agua (**steam methane reforming, SMR**).

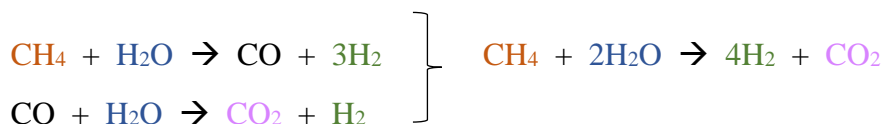


Tabla 21. Propiedades reacciones de Reformado con vapor de agua

Primera reacción: Descomposición parcial del metano en monóxido de carbono y agua	Segunda reacción: Desplazamiento del agua y gas Para incrementar la cantidad de hidrógeno generado
Altamente endotérmica ( $\Delta H_r = 206 \text{ kJ/mol}$ )	Ligeramente exotérmica ( $\Delta H_r = -41 \text{ kJ/mol}$ )
Tiene lugar a altas temperaturas Consume una gran cantidad de energía	Tiene lugar a temperaturas inferiores
Catalizador: Níquel	Catalizadores: Hierro, cromo y cobalto

La primera reacción es la del reformado en sí, y la segunda se denomina de "desplazamiento", para oxidar el CO (combustible) a CO<sub>2</sub> y producir más hidrógeno. Como se ve, por cada mol de CH<sub>4</sub> se producen teóricamente 4 de H<sub>2</sub>. Sin embargo, al ser las reacciones en conjunto endotérmicas, parte del CH<sub>4</sub> se ha de quemar. El **rendimiento** de la reacción se suele tomar del **71%**, de modo que, teniendo en cuenta los PCI:

Tabla 22. Poder Calorífico Inferior

Hidrógeno (por unidad de masa)	Metano (por unidad de volumen)
33,6 kWh/kg	9,952 kWh/Nm <sup>3</sup>

$$0,71 = \frac{X \text{ kmol} \cdot 2 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}} \cdot 33,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{1 \text{ kmol} \cdot 22,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kmol}} \cdot 9,952 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}}$$

→ Lo que quiero generar: H<sub>2</sub>  
→ Lo que consumo: CH<sub>4</sub>

$$X = 2,355 \frac{\text{kmol H}_2}{\text{kmol de CH}_4}$$

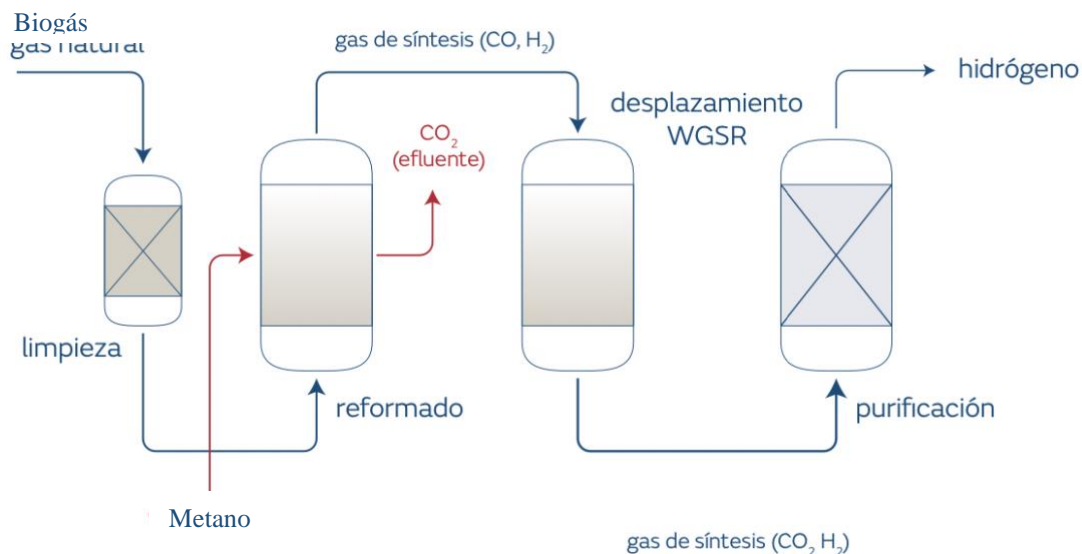


Tabla 23. Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado

Una vez limpio el gas se mezcla con el vapor de agua y se introduce en un lecho catalítico en base níquel. Dentro del **reformador** se aumenta la temperatura quemando un combustible externo. El siguiente paso es llevar el gas de síntesis a la unidad de **desplazamiento**, que consiste en dos reactores en serie (primero a mayor temperatura que el segundo). Por último, tenemos una mezcla de **hidrógeno** con dióxido de carbono, y trazas de **metano** y monóxido de carbono, se procede a la separación del hidrógeno. Esta etapa de **purificación**, esta formada por varias unidades en función de la pureza que se quiera obtener al final del proceso. Algunos de estos procesos, se presentan a continuación y son complementarios:

- Unidad de absorción con presión oscilante (PSA): utiliza material sólido absorbente para separar el hidrógeno de otros componentes
- Absorción con una solución de aminas: elimina el dióxido de carbono
- Metanación catalítica: elimina las trazas de óxidos de carbono generando de nuevo metano

### 3.1.4 CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

De la estequiometría de la reacción se deduce que se generan 4 moles de H<sub>2</sub> por cada mol de CO<sub>2</sub>. Pero si comparamos los pesos moleculares:

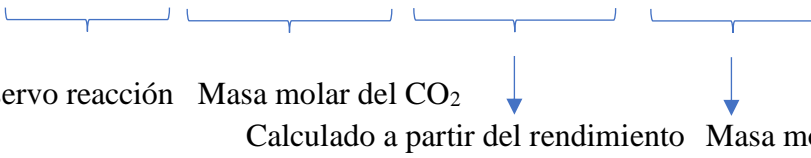
- Masa atómica H<sub>2</sub>= 1,00797 g/mol
- Peso molecular CO<sub>2</sub>= 12 g/mol [C] + 2 x 16 g/mol [O<sub>2</sub>] = 44 g/mol

Por lo tanto, en cantidades másicas se genera 5,5 veces más cantidad de dióxido de carbono que de hidrógeno. Se está produciendo más producto indeseado (dióxido de carbono) que producto deseado (hidrógeno).



En el procedimiento se produce CO<sub>2</sub>:

$$1 \frac{\text{kmol CO}_2}{\text{kmol CH}_4} * 44 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kmol CO}_2} * \frac{1 \text{ kmol CH}_4}{2,334 \text{ kmol H}_2} * \frac{1 \text{ kmol H}_2}{2 \text{ kg H}_2} = 9,43 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg H}_2}$$



Dicho hidrógeno es biogénico, es decir,

- se tomó del ambiente por plantas, animales, etc,
- se depositó en el biogás-biometano
- y se libera al ambiente al producir H<sub>2</sub>

Por tanto, el CO<sub>2</sub> es **neutro**. Si se captura, se tendrían emisiones de CO<sub>2</sub> negativas, porque se estaría retirando el CO<sub>2</sub> del ambiente, tras muchos procesos.

- Es decir, el CO<sub>2</sub> retirado inicialmente por los organismos vivos se deposita en almacenamientos geológicos tras toda la cadena.
- El CO<sub>2</sub> liberado en el upgrading no lo consideramos.
- Sólo capturamos el producido en el SMR, para así hacerlo en una unidad centralizada, abriendo así la posibilidad a producir el biometano de forma distribuida e inyectándolo en la red de gas que alimentaría a la planta SMR usando certificados de garantía de origen.

El proceso no consiste tan solo en capturar sino también en **transportar** y **almacenar** durante un periodo largo este dióxido de carbono. Normalmente esta captura se realiza antes de la unidad de purificación de hidrógeno para facilitar su operación. Este proceso se puede llevar a cabo de distintas formas con las siguientes operaciones unitarias:

- Absorción (agua, orgánica o con reacción química con aminas)
- Adsorción con presión oscilante
- Separación con membranas
- Separación criogénica
- Carbonatación de óxido de calcio

El método mas utilizado es la **absorción con aminas**, ya que en las plantas de producción de hidrógeno se dispone de calores residuales, de esta manera, no supondrá un gasto energético adicional. Este proceso consiste en mezclar una solución de aminas con el dióxido de carbono a bajas temperaturas. una vez que la solución está saturada, si aumenta la temperatura 120-160 °C para desorber el dióxido de carbono. Se generan dos corrientes: un gas limpio con menos impacto ambiental y una corriente de dióxido de carbono, que si se desea comercializar debe de ser acondicionada, es decir, limpiar, comprimir y licuar

para su distribución. La **eficiencia** de este proceso de captura está en un rango de entre 87 y 95%.

Una vez capturado el dióxido de carbono debe de permanecer almacenado durante un periodo de tiempo de 100 años (horizonte temporal en la mayoría de los estudios de impacto ambiental) aquí además debemos de tener en cuenta las reservas geológicas disponibles.

### 3.2 **CONTEXTO REGULATORIO**

Uno de los principales retos de la ingeniería es la protección del medio ambiente, es por ello acuerdos mundiales marcan los puntos de partida en la lucha contra el cambio climático: *Protocolo de Kyoto* (2005) y *Acuerdo de Paris* (2015)

Este proyecto presenta una de las múltiples alternativas que están en desarrollo en la actualidad, con el fin de alcanzar los **objetivos ambientales** marcados para 2030 y 2050 por la *Comisión Europea* en el *Pacto Verde Europeo* (2019). Uno de ellos es la descarbonización, avanzar en la transición energética, reduciendo las fuentes fósiles y impulsando las renovables.

En este contexto **España** ha presentado un Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) ambicioso, con cinco ejes de actuación:

- Descarbonización, incluidas las energías renovables
- Eficiencia energética
- Seguridad energética
- Mercado interior de la energía
- Investigación, innovación y competitividad

El sistema español desarrollará su transición centrándose en el primer punto, la descarbonización, destacando la importancia del hidrógeno bajo en emisiones de CO<sub>2</sub> o renovables como vector energético con un gran potencial.

Con el fin de fomentar el desarrollo de esta tecnología: (ambos el pasado mes de julio)

- La *Comisión Europea*: aprobó la *Estrategia Europea del Hidrogeno*
- El *Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Gobierno de España*: publicó el borrador de *La Hoja de Ruta del Hidrogeno*

---

## Capítulo 4. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

### 4.1 *NORMATIVA*

- **Normativa europea** [19]

La UE reconoce el papel de la producción de biogás tanto en aplicaciones eléctricas como térmicas, y en el transporte previa transformación en **biometano**. En este último ámbito, además, se recoge una **medida de gran impacto**, como es la obligación de uso de biocarburantes avanzados y biometano en el transporte, que deberá acompañar al crecimiento de la electricidad renovable en el sector **movilidad** a la hora de alcanzar los objetivos de penetración en el transporte.

En el sector de residuos se promueve la preparación para la reutilización y el reciclado de residuos municipales, así como la disminución del depósito de residuos, especialmente los biodegradables, en los vertederos.

- **Normativa nacional** [19]

Se fomenta el uso de **biocarburantes** avanzados en el **transporte** (especialmente en terrestre en vehículos pesados, aéreo y marítimo), se incluye la adaptación del sistema de certificación para recoger de forma específica los biocarburantes avanzados y, en particular, el biometano.

En el ámbito de los **residuos** se reflejan medidas para la recogida separada de biorresiduos con destino a biometanización con el fin de disminuir el depósito de estos flujos en vertedero y contribuir a la reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos.

*Real Decreto 646/2020, de 7 de julio*, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en **vertedero** indica que el 1 de enero de **2035** la cantidad en peso de residuos municipales vertidos se reducirá al **10% o menos** del total de residuos generados de este tipo.

El *Plan de Energías Renovables 2011-2020* (PER 2011-2020), aprobado en 2011, establecía entre sus objetivos contar con una potencia instalada acumulada de biogás de 400 MW en 2020. El objetivo marcado en esta planificación fue parcialmente alcanzado, dado que en 2019 se contaban con una capacidad instalada de biogás cercana a los 300 MW.

### 4.2 *PLANTAS DE BIOGÁS Y BIOMETANO, EBA*

- Gas Infrastructure Europe (GIE)

Es la asociación que representa el único interés de la industria de infraestructura en el negocio del gas natural, como los operadores de sistemas de transmisión, los operadores de sistemas de almacenamiento y los operadores de terminales de GNL. GIE tiene actualmente 69 miembros en 26 países europeos.

- European Biogas Association (EBA)

La EBA aboga por el reconocimiento del biometano y otros gases renovables como fuentes de energía sostenibles, bajo demanda y flexibles que proporcionan múltiples beneficios socioeconómicos y ambientales. EBA se compromete a trabajar con las instituciones europeas, la industria, los socios agrícolas, las ONG y el mundo académico para desarrollar políticas que puedan permitir el despliegue a gran escala de gases renovables y fertilizantes orgánicos en toda Europa, con el apoyo de organismos de certificación de sostenibilidad transparentes y bien establecidos para garantizar que la sostenibilidad siga siendo el núcleo de la industria.

El Mapa Europeo de Biometano localiza y enumera todas las instalaciones de biometano conocidas en funcionamiento en Europa. El 'Mapa Europeo de Biometano 2020' muestra un aumento del 51% de las plantas de biometano en Europa en dos años. El análisis de los datos recopilados muestra que el número de plantas de biometano en Europa ha aumentado de las 483 plantas (2018) a 729 unidades (2020).

18 países están produciendo biometano en Europa. Alemania tiene la mayor proporción de plantas de biometano (232), seguida de Francia (131) y el Reino Unido (80).

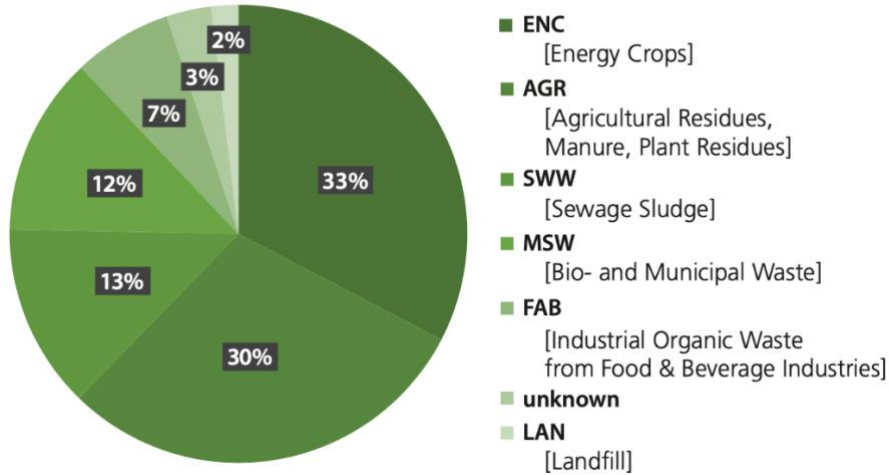
En España se encuentran 146 instalaciones de biogás, de las cuales 129 reportaron consumo de biogás en 2020:

*Tabla 24. Instalaciones de biogás [26]*

Plantas	Numero
Vertederos	46 <sup>5</sup>
Estaciones de depuración de aguas residuales	34
Sector agropecuario	13
Sector de fabricación de bebidas	3
Sector químico	3
Sector del papel	7
Sector de la construcción	1

<sup>5</sup> 29 de ellas son de gestión de residuos municipales

Asociadas a administraciones, comercio y servicios	13
--	----



*Figura 17. Distribution of plants per feedstock type [27]*

En cuanto al biometano, España cuenta con **una planta de producción de biometano** procedente de la depuración del biogás, siendo la tecnología de Pressure Swing Adsorption (PSA) con carbón activado el método de depuración empleado. El biometano generado es inyectado en la red de gas natural. Está localizada en el Parque Tecnológico de Valdemingómez, en Madrid, generando biogás a partir de los residuos municipales con una capacidad de producción cercana a los 97 GWh/año.



*Figura 18. Biometano en España [27]*

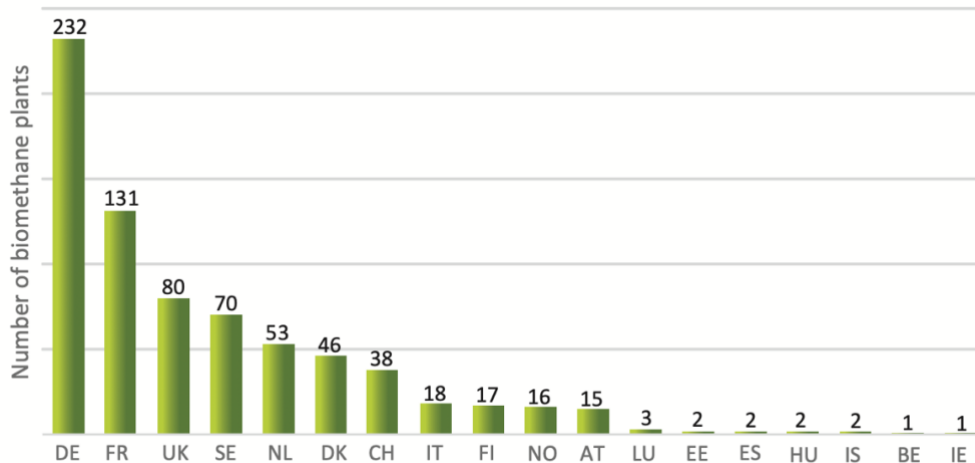


Figura 19. Number of plants per country [27]

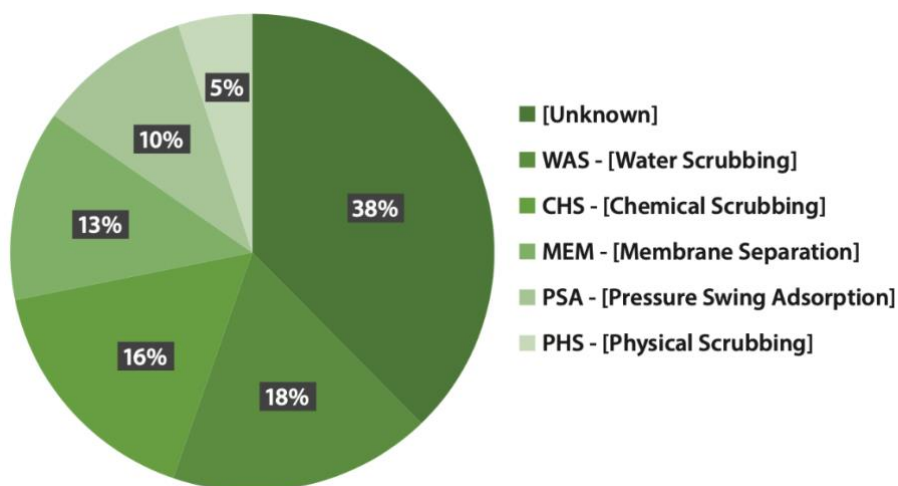


Figura 20. Distribution of plants per upgrading technique [27]

### 4.3 PLANTAS DE BIOGÁS, GASNAM

Actualmente en la España hay 6 plantas en explotación. Pero están creciendo de forma exponencial como se muestra en las siguientes tablas.



Figura 21. Plantas de Biogás en España: en proyecto, en construcción y en explotación [28]

Tabla 25. Plantas en explotación en España [28]

PLANTAS EN EXPLORACIÓN	PROMOTOR	INYECCIÓN EN LA RED	ORIGEN DEL RESIDUO	PRODUCCIÓN (Nm <sup>3</sup> /h)	PRODUCCIÓN (GWh/año)
1. Vilanant	HAM	Uso vehicular. Gasoducto virtual mediante tube trailer hasta las estaciones de servicio	Ganadero	200	17
2. Planta Elena	Naturgy	Sí	Vertedero	140	12
3. Torre Santamaría	TSM Renovables/AXPO	Sí (distribución) Inyección de biometano en la red de gas de Nedgia	Orgánico-ganadero	350	30
4. Bens	Naturgy y Energylab	Sí (distribución)	EDAR	100	8
5. Unue	Enagas Emprende y Suma Capital	Sí (distribución)	Industria alimentaria	300	26
6. Planta de Tratamiento de Biogás del Parque Tecnológico Valdemingómez	Ayuntamiento de Madrid / Operador (CESPA)	Sí	Urbano	1000	86
				2090	179



Tabla 26. Plantas en construcción en España [28]

PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN	PROMOTOR	PRODUCCIÓN (GWh/año)	PUESTA EN MARCHA
1. Seròs	BIOENERGÍA DE SERÒS	300	jun-23
2. Godall 1	BIONATUR GREEN SL	50	jun-23
3. Godall 2	BIONATUR GREEN SL	50	jun-23
4. Galivi Solar	Galivi Solar y Redexis	40	sept-22
5. La Galera	Biometangas La Galera SL	43	2022
6. Peñarroya	Bioselval y Gob de Aragón	1	ago-23
7. La Calahorra, Granada	AGRO VALORIZACIONES SL	20	jun-23
8. Campillos, Málaga	BIOGAS RENOVABLE SL	20	jun-23
9. Zurgena, Almería	BIOGAS DE ALMANZORA SL	40	jun-23
10. Alcalá de Guadaíra, Sevilla (1)	KEPLER SL INGENIERÍA Y ECOGESTIÓN SL	37	jun-23
11. Alcalá de Guadaíra, Sevilla (2)	ENERGÍA SUR DE EUROPA SL	32	jun-23
12. Medina-Sidonia, Cádiz	ENAGAS RENOVABLE SL	104	jun-23
13. Antequera, Málaga	ENAGAS RENOVABLE SL	65	jun-23
14. La Almunia de Doña Godina (1) , Zaragoza	BIOGASDT ARAGON	1	jun-23

15. Huesca	ENAGAS RENOVABLE SL	96	jun-23
16. La Almunia de Doña Godina (2), Zaragoza	BIOGASDT ARAGON	60	jun-23
17. Ólvega, Soria	BIOLVEGAS SL	35	dic-22
18. Olmedo, Valladolid	RECURSOS DE LA BIOMASA SL	64	jun-23
19. Villacastín, Segovia	RECURSOS DE LA BIOMASA SL	48	jun-23
20. Vilademuls, Girona	APROFITAMENTS ENERGETICS AGRICOLES SL	9	jun-23
21. Alcarràs, Lleida	DESIMPAXTE DE PURINS ALCARRAS SA	17	jun-23
22. Luchente, Valencia	RECICLAJES Y TRATAMIENTOS DEL MEDITERRANEO	74	jun-23
23. Vall de Uxó, Castellón	AEMA SERVICIOS ENERGÉTICOS	23	jun-23
24. Villanueva de la Serena, Badajoz	BIOENGAS RENOVABLE SL	41	jun-23
25. Los Santos de Maimona, Badajoz	BIOENGAS RENOVABLE SL	51	jun-23
26. Madrid	CESPA GESTIÓN DE RESIDUOS	83	jun-23
27. Gijón - Cogersa	COGERSA	34	23
		1438	

*Tabla 27. Plantas en proyecto en España [28]*

PLANTAS EN PROYECTO	PROMOTOR	ORIGEN RESIDUO	DEL	PRODUCCIÓN (GWh/año)	PUESTA EN MARCHA
1. Molina de Segura	EF2	Orgánico agroindustrial y biorresiduo	y	20	2024
2. Edar Azuri	Mancomunidad de Pamplona y Nedgia	EDAR		70	Inicio de 2024
3. Lliria	Genia Bioenergy y Enagás	Fracción Orgánica		60	2024
4. Huesca Este	Genia Bioenergy y Enagás	Fracción Orgánica/Purines		92	2023
5. Albufera de Valencia	Genia Bioenergy, Naturgy y Enagás	Paja de arroz		87	2025
6. Picassent	Remittel y Genia Bioenergy	Fraccion orgánica		54	2023
7. Zaragoza Este	Enagás y Genia Bioenergy	Residuos Organicos		95	2024
				478	

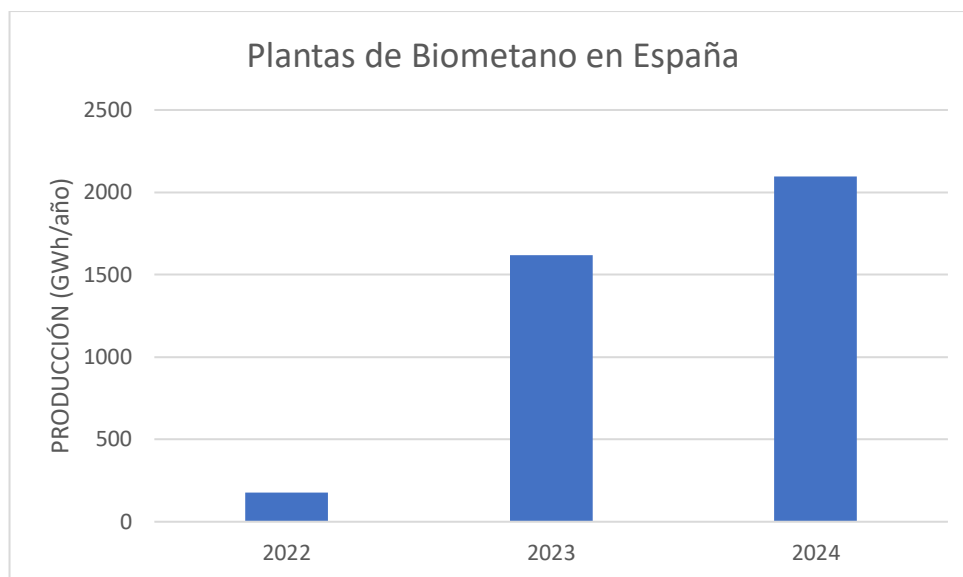


Figura 22. Producción de Biometano en España [elaboración propia]

#### 4.4 ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

Existen otras posibilidades de almacenar ese CO<sub>2</sub> diferentes al almacenamiento geológico:

- Polímeros circulares (retirado de la atmósfera)
- E-fuels (devuelto a la atmósfera, combustible neutro en CO<sub>2</sub>)
- Carbonatos (áridos para construcción)
- Usos industriales (retirado o neutro, según el uso)

Las tecnologías para capturar el CO<sub>2</sub>, separándolo del resto de los componentes de los humos, son paralelas o complementarias a las Clean Coal Technologies, con las que pueden compartir muchos procesos químicos y físicos. En tal sentido, conviene señalar que la **incorporación** de todas esas tecnologías a las futuras plantas de carbón no implica un escenario económico sustancialmente distinto del de las actuales instalaciones.

Las **inversiones** por unidad de potencia serán algo mayores, y así mismo los costes de operación y mantenimiento. Pero si tenemos en cuenta el escenario energético global con unos costes de los hidrocarburos ciertamente altos y con tendencia continua a subir; y unos costes muy considerables en las energías renovables, los incrementos previstos en los costes de las nuevas instalaciones de carbón limpio y con captura de CO<sub>2</sub>, parecen cuantitativamente asumibles. Queda el punto esencial en este nuevo paradigma carbonífero: el confinamiento o almacenamiento duradero del CO<sub>2</sub>.

La opción idónea es aprovechar las formaciones geológicas subterráneas adecuadas para retener el CO<sub>2</sub>, bien como gas a presión, bien disuelto en acuíferos salinos, o en otras alternativas.

Hay yacimientos de gas natural que han mantenido ese gas confinado a presión durante decenas de millones de años. Incluso se emplea actualmente el CO<sub>2</sub> para incrementar la presión de yacimientos y estimular la extracción del CH<sub>4</sub>, molécula mucho más ligera que aquella.

Estas opciones de confinamiento son, obviamente, muy dependientes del subsuelo y, por tanto, del territorio de cada país. Al contrario que las tecnologías de combustión limpia y captura de CO<sub>2</sub>, que son directamente exportables de una instalación a otra, las opciones de confinamiento subterráneo requieren estudios muy específicos, por mucho que las técnicas de ensayos y análisis sean en gran medida las mismas. De ahí la enorme importancia de que el futuro del Carbón Energético para el siglo XXI se aborde de forma inteligentemente estructurada, atendiendo a todos los aspectos mencionados, y de manera muy especial al punto crítico constituido por el confinamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> y sus especificidades.

- **Proyecto ALGECO2, IGME**

El IGME ha desarrollado un programa de Geología del subsuelo y Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, que se ha plasmado, durante los años 2009-2010 en el denominado “Plan de selección y caracterización de áreas y estructuras favorables para el Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> en España”, Plan ALGECO2.

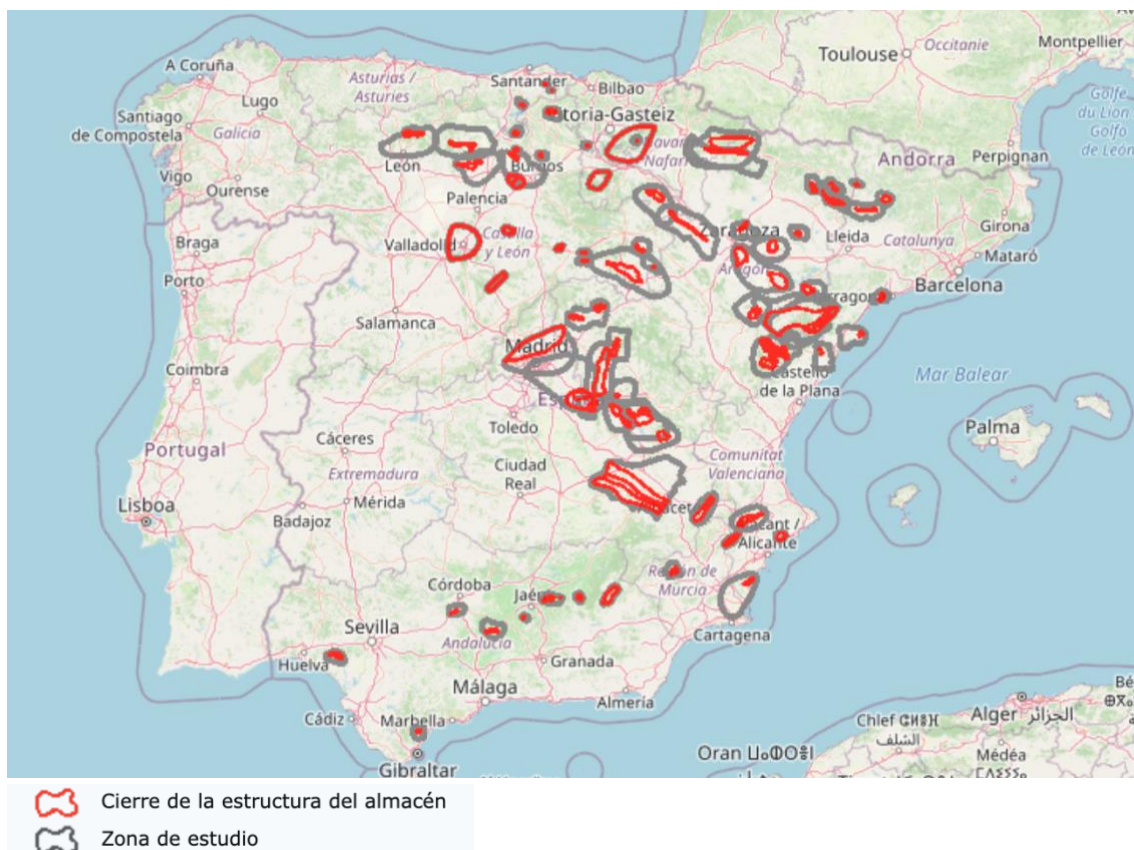


Figura 23. Almacenenes Geológicos Potenciales CO<sub>2</sub> [24]

Tabla 28. Almacenes Geológicos Potenciales CO<sub>2</sub> [24]

	Almacén CD-GF-03	Almacén CD-GF-02	Almacén CD-GF-04	Almacén CD-GE-29	Almacén CD-GE-25	Almacén CD-GE-24	Almacén CD-GE-31	Almacén CD-GE-30	Almacén PE-GE-13	Almacén PE-GE-14
Nombre	Boñar.	Campillo.	Villameriel	Iglesias (Buntsandstein).	Rioja Sur.	Rioja Norte.	Duero Centro-Meridional (Utrillas).	Duero Centro-Meridional (Cretácico Superior).	Roncal-Illón.	Leyre-Berdum.
Volumen	777600000 m <sup>3</sup> .	734400000 m <sup>3</sup> .	1323000000 m <sup>3</sup> .	4672404000 m <sup>3</sup> .	2659800000 m <sup>3</sup> .	2888840000 m <sup>3</sup> .	7666560000 m <sup>3</sup> .	2334528000 m <sup>3</sup> .	196064000 m <sup>3</sup> .	77616000 m <sup>3</sup> .
Profundidad	850 m.	2750 m.	2360 m.	1965 m.	3000 m.	3540 m.	1170 m.	1050 m.	1720 m.	1300 m.
Porosidad	16.	16.	14.	18.	15.	17.	22.	21.	4.	7.
Permeabilidad	70 mD.	70 mD.	70 mD.	10 mD.	70 mD.	70 mD.	70 mD.	70 mD.	70 mD.	10 mD.
Confinamiento acuífero	Abierto.	Abierto.	Cerrado.	Cerrado.	Cerrado.	Cerrado.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Abierto.
Salinidad	60000 ppm.	N/A ppm.	60000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	14000 ppm.	15000 ppm.
Radio acuífero	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.
Radio trampa	1500 m.	900 m.	21000 m.	2200 m.	1900 m.	1800 m.	6000 m.	9500 m.	1300 m.	3800 m.
Eficacia desplazamiento del fluido	30%.	30%.	25%.	8%.	10%.	2%.	20%.	20%.	25%.	8%.
Densidad CO <sub>2</sub>	600 kg/m <sup>3</sup>	600 kg/m <sup>3</sup>	600 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>	660 kg/m <sup>3</sup>	670 kg/m <sup>3</sup>	570 kg/m <sup>3</sup>	560 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>
Capacidad	139,97	132,19	198,45	242,97	175,55	3871,05	873,99	2614,67	318,6	40,36

	Almacén PE-GE-03	Almacén PE-GE-04	Almacén IT-GF-03	Almacén PE-GF-01	Almacén PE-GF-01	Almacén PE-GE-06	Almacén IT-GF-01	Almacén IT-GE-08	Almacén IT-GE-07	Almacén IT-GE-17
Nombre	Arnedo.	Magallón.	Almazan.	Lopin.	Lopin.	Zona Enlace- Bunt.	Tres Cantos.	Altomira.	Tielmes 2.	Belmonte jo 2.
Volumen	153180000 0 m <sup>3</sup> .	162000000 m <sup>3</sup> .	537250000 m <sup>3</sup> .	282240000 m <sup>3</sup> .	282240000 m <sup>3</sup> .	356606250 00 m <sup>3</sup> .	742560000 00 m <sup>3</sup> .	196416000 0 m <sup>3</sup> .	56610000 00 m <sup>3</sup> .	40464000 00 m <sup>3</sup> .
Profundidad	975 m.	1040 m.	1000 m.	1000 m.	1000 m.	2080 m.	1100 m.	1300 m.	850 m.	475 m.
Porosidad	8.	5.	7.	6.	6.	13.	17.	8.	4.	15.
Permeabilidad	300 mD.	300 mD.	70 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.	70 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.
Confinamiento acuífero	Cerrado.	Cerrado.	Cerrado.	Cerrado.	Cerrado.	Abierto.	Cerrado.	Abierto.	Cerrado.	Abierto.
Salinidad	40000 ppm.	15000 ppm.	19000 ppm.	N/A ppm.	N/A ppm.	32000 ppm.	19-90000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.
Radio acuífero	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.
Radio trampa	5700 m.	10000 m.	5000 m.	8000 m.	8000 m.	6500 m.	14000 m.	5500 m.	5500 m.	2500 m.
Eficacia desplazamiento del fluido	10%.	25%.	20%.	20%.	20%.	5%.	5%.	30%.	15%.	15%.
Densidad CO2	450 kg/m <sup>3</sup>	550 kg/m <sup>3</sup>	750 kg/m <sup>3</sup>	550 kg/m <sup>3</sup>	550 kg/m <sup>3</sup>	680 kg/m <sup>3</sup>	575 kg/m <sup>3</sup>	675 kg/m <sup>3</sup>	630 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>
Capacidad	68,93	22,28	80,59	31,05	31,05	1212,46	2134,86	397,74	534,96	394,52

	Almacén BG-GE- 10A	Almacén BG-GE- 10C	Almacén BG-GE- 10B	Almacén BG-GE-04	Almacén BG-GE- 05B	Almacén BG-GE- 05A	Almacén BG-GE- 06B	Almacén BG-GE- 06A	Almacén BG-GE- 09	Almacén PE-GE- 08
Nombre	Cobertura Tabular de La Mancha (Buntsandst .	Cobertura Tabular de La Mancha (Arenisca d.	Cobertura Tabular de La Mancha (Muschelkal .	Sinclinal de Petrola.	Sierra de Benejama (Dogger).	Sierra de Benejama (Arenisca de Manuel).	Sierra de Salinas (Kimmeridg giense).	Sierra de Salinas (Dogger).	Sierra Seca.	Benabarr e.
Volumen	540000000 0 m <sup>3</sup> .	712800000 0 m <sup>3</sup> .	126000000 0 m <sup>3</sup> .	131040000 0 m <sup>3</sup> .	196000000 0 m <sup>3</sup> .	546000000 m <sup>3</sup> .	303450000 m <sup>3</sup> .	132300000 0 m <sup>3</sup> .	42000000 00 m <sup>3</sup> .	1474200 00 m <sup>3</sup> .
Profundidad	800 m.	600 m.	700 m.	1800 m.	1100 m.	1500 m.	1100 m.	1500 m.	700 m.	850 m.
Porosidad	15.	15.	7.	18.	7.	14.	7.	7.	7.	9.
Permeabilidad	70 mD.	300 mD.	70 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.	300 mD.	10 mD.
Confinamiento acuífero	Cerrado.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Cerrado.	Cerrado.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Cerrado.
Salinidad	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	15000 ppm.	137000 ppm.
Radio acuífero	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.
Radio trampa	20000 m.	20000 m.	20000 m.	8000 m.	6600 m.	6500 m.	5200 m.	5000 m.	7000 m.	3800 m.
Eficacia desplazamiento del fluido	2%.	4%.	2%.	25%.	15%.	25%.	25%.	20%.	20%.	5%.
Densidad CO2	600 kg/m <sup>3</sup>	200 kg/m <sup>3</sup>	500 kg/m <sup>3</sup>	680 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>	650 kg/m <sup>3</sup>	680 kg/m <sup>3</sup>	680 kg/m <sup>3</sup>	580 kg/m <sup>3</sup>	400 kg/m <sup>3</sup>
Capacidad	64,8	57,02	12,6	222,77	191,1	88,73	51,59	179,93	487,2	2,95



	Almacén PE-GE-11	Almacén PE-GE-12	Almacén CD-GF-01	Almacén CD-GE-20	Almacén CD-GE-21	Almacén CD-GF-05	Almacén CD-GE-14
Nombre	Sierras Marginales.	Isona.	San Pedro.	Banda Plegada Ubierna (Lías).	Banda Plegada de Ubierna (Buntsandstein).	Hontomin.	Oeste de Polientes (Lías).
Volumen	23625000 m <sup>3</sup> .	43470000 m <sup>3</sup> .	828000000 m <sup>3</sup> .	58800000 m <sup>3</sup> .	65520000 m <sup>3</sup> .	97344000 m <sup>3</sup> .	126000000 m <sup>3</sup> .
Profundidad	2400 m.	1750 m.	1350 m.	1000 m.	1550 m.	1200 m.	2200 m.
Porosidad	3.	3.	20.	15.	12.	8.	15.
Permeabilidad	10 mD.	10 mD.	70 mD.	20 mD.	30 mD.	70 mD.	20 mD.
Confinamiento acuífero	Cerrado.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Cerrado.	Abierto.
Salinidad	15000 ppm.	15000 ppm.	40000 ppm.	15000 ppm.	200000 ppm.	100000 ppm.	40000 ppm.
Radio acuífero	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.
Radio trampa	6200 m.	2100 m.	900 m.	1000 m.	1400 m.	10200 m.	4900 m.
Eficacia desplazamiento del fluido	5%.	8%.	20%.	10%.	20%.	10%.	15%.
Densidad CO <sub>2</sub>	780 kg/m <sup>3</sup>	600 kg/m <sup>3</sup>	450 kg/m <sup>3</sup>	580 kg/m <sup>3</sup>	600 kg/m <sup>3</sup>	660 kg/m <sup>3</sup>	680 kg/m <sup>3</sup>
Capacidad	0,92	2,09	74,52	3,41	7,86	6,42	12,85

	Almacén CD-GE-15	Almacén CD-GF-07	Almacén CD-GE-02	Almacén CD-GE-03	Almacén CD-GE-07	Almacén CD-GE-07
Nombre	Oeste de Polientes (Buntsandstein).	Ribero.	Plataforma de Cabuérniga (Lías).	Plataforma de Cabuérniga (Buntsandstein).	Ancillo (Buntsandstein).	Ancillo (Buntsandstein).
Volumen	315000000 m <sup>3</sup> .	152100000 m <sup>3</sup> .	154000000 m <sup>3</sup> .	315000000 m <sup>3</sup> .	31500000 m <sup>3</sup> .	31500000 m <sup>3</sup> .
Profundidad	2750 m.	675 m.	800 m.	1300 m.	1000 m.	1000 m.
Porosidad	15.	5.	11.	15.	15.	15.
Permeabilidad	20 mD.	10 mD.	70 mD.	50 mD.	50 mD.	50 mD.
Confinamiento acuífero	Abierto.	Cerrado.	Abierto.	Abierto.	Abierto.	Abierto.
Salinidad	200000 ppm.	15000 ppm.	1000 ppm.	15000 ppm.	200000 ppm.	200000 ppm.
Radio acuífero	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.	8000 m.
Radio trampa	2500 m.	8000 m.	4200 m.	3300 m.	13000 m.	13000 m.
Eficacia desplazamiento del fluido	15%.	5%.	10%.	25%.	10%.	10%.
Densidad CO <sub>2</sub>	750 kg/m <sup>3</sup>	250 kg/m <sup>3</sup>	420 kg/m <sup>3</sup>	600 kg/m <sup>3</sup>	580 kg/m <sup>3</sup>	580 kg/m <sup>3</sup>
Capacidad	35,44	1,9	6,47	47,25	1,83	1,83

- **Fundación para Estudios sobre la Energía**

Por otro lado, la Fundación para Estudios sobre la Energía, en su informe *El futuro del carbón en la política energética española*, es menos optimista, y identifica 10 almacenes.

La FEE ha identificado 10 zonas geológicas en nuestro subsuelo que pueden albergar emplazamientos específicos para el confinamiento sine die del CO<sub>2</sub>, y sobre las cuales se han constituido las correspondientes Reservas del Estado para este fin. La figura adjunta presenta un mapa de España con la identificación de las zonas acotadas como Reservas.

La estanquidad se perfila como la condición más crítica en la evaluación de seguridad de los almacenamientos. El CO<sub>2</sub> es un gas químicamente muy poco reactivo y no tóxico, pero inhibe la respiración, y puede ser letal con concentraciones volumétricas por encima del 15 %.

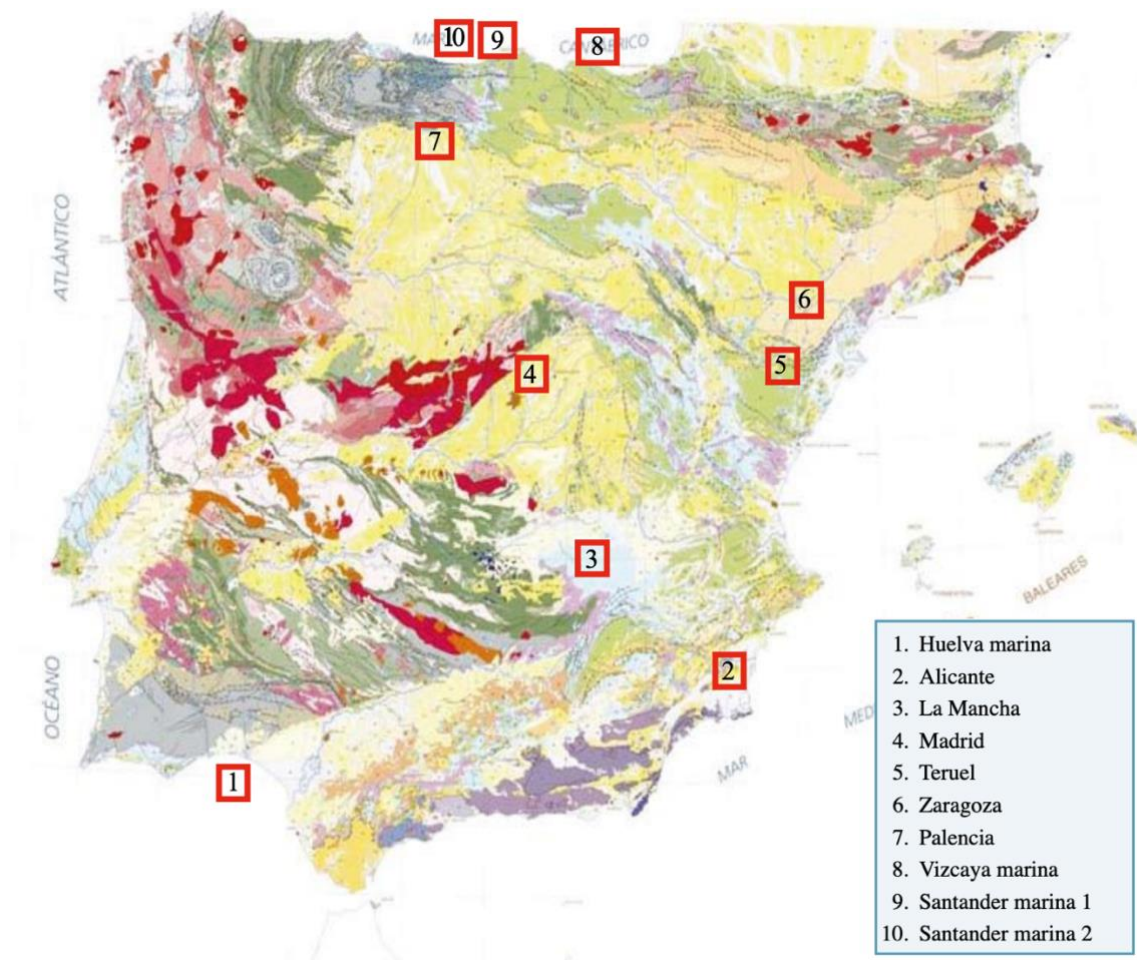


Figura 24. Almacenes Geológicos Potenciales CO<sub>2</sub> [29]

---

## Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1 INTRODUCCIÓN

El hidrógeno verde actualmente desempeña un papel clave en el proceso de **transición energética**, pero cuando hablamos de hidrógeno **verde** tan solo ese contempla la producción por electrólisis utilizando electricidad procedente de fuentes renovables [30].

- La principal **ventaja** de la electrólisis para producir hidrógeno verde es la capacidad de almacenar la energía. Esto ayuda a gestionar la intermitencia de los parques eólicos y fotovoltaicos, si el objetivo es usarlo como portador de energía adicional. Otro objetivo es sustituir al hidrógeno fósil en sus aplicaciones en la industria [30].
- Aunque también presenta **inconvenientes**, está claro que si la producción de hidrógeno libre de emisiones de CO<sub>2</sub> se obtiene exclusivamente en electrólisis, se requiere un gran refuerzo en la red eléctrica. Este problema se puede mitigar con una gestión inteligente de la demanda.

Pero además de la electrólisis existen otros métodos y fuentes de energía para la obtención de hidrógeno neutro en CO<sub>2</sub> como los **residuos orgánicos**[31][32]. Una de estas rutas es el reformado con vapor de metano (SMR). Dicho metano se diseña como biometano, proveniente de la mejora del biogás. El biogás se produce a partir de residuos orgánicos (lodos de EDAR, agroindustrias, residuos de cultivos, purines, estiércol, vertederos y residuos sólidos urbanos) a través de un proceso de digestión anaeróbica. Este biogás está compuesto principalmente por metano, CO<sub>2</sub> e impurezas. Aunque en algunas instalaciones combinadas de calor y electricidad el biogás se quema en una turbina de gas o motor de combustión interna [33], vale la pena valorizarlo a través de un proceso de actualización donde se eliminan el CO<sub>2</sub> y las impurezas, obteniendo biometano, que se puede inyectar en la red de gas natural [34].

El **reformado de metano a vapor** es una tecnología bien conocida y madura para obtener hidrógeno, siendo el método más empleado para producir hidrógeno que actualmente se consume principalmente para usos industriales [23]. Normalmente la materia prima que se usa en el SMR es el gas natural, el hidrógeno generado se denomina gris. Durante 20 años este método se ha combinado con la **captura de CO<sub>2</sub>**, pasando a denominarse azul [35].

Por lo tanto, SMR incluyendo la captura de CO<sub>2</sub> es una tecnología madura donde el cambio de gas natural por biometano no implica ningún desafío tecnológico. En cuanto a los **costos**, el mantenimiento será similar, pero las menores producciones afectarán a la economía de escala en las inversiones y a los costos de materia prima.

El objetivo del proyecto es buscar otro método alternativo al hidrógeno verde que pueda complementarlo, debido a sus elevados costes, aunque se espera que estos se reduzcan [36]

- Reducción de la inversión de electrolizadores
- Reducción del costo de la electricidad
- Aumento de la vida útil
- Reducción del consumo de electricidad

En España se prevén 4 GW de electrolizadores para 2030 [37]. Este esfuerzo puede ser compensado si se consideran fuentes adicionales de hidrógeno, como residuos orgánicos.

Tabla 29. Previsión de Producción de Hidrógeno en 2030

Hidrógeno Dorado	Producción biogás en 2030		10,41 TWh/año [32]
	Producción Biometano	55%	5,7255 TWh/año
	Producción Hidrógeno (SMR con captura de CO <sub>2</sub> )	70% [23]	120.000 ton/año <sup>6</sup>
Hidrógeno Verde	Sustituir Electrolizadores		1,2 GW

Estas toneladas de hidrógeno pueden sustituir a 1,2 GW de electrolizadores, es decir, un 30% de lo que prevé MITERD puede ser reemplazado por hidrógeno dorado.

El uso del biometano como fuente de hidrógeno puede:

- Aliviar la presión sobre la red eléctrica
- Apoyar la economía circular
- Permitir un tratamiento sostenible de los residuos, produciendo fertilizantes con los subproductos del biogás [34]

Este trabajo propone el uso de biometano como materia prima para SMR con captura de CO<sub>2</sub> para producir hidrógeno. El hidrógeno producido a partir del biometano es verde, ya que el CO<sub>2</sub> liberado es biogénico. Por lo tanto, si se captura este CO<sub>2</sub>, las emisiones pueden considerarse negativas. Este novedoso método para producir hidrógeno ha sido designado como "hidrógeno **dorado**", considerando que eliminar el CO<sub>2</sub> (que se designa como hidrógeno azul) es como eliminar el color azul del verde, obteniendo el amarillo. Como el amarillo suele reservarse para el hidrógeno electrolítico cuando se obtiene tomando la electricidad de la red, finalmente se ha propuesto el "dorado". Además, la palabra "oro" sugiere un hidrógeno de calidad extra, debido a su capacidad para compensar las inevitables emisiones de CO<sub>2</sub> cuando se tienen en cuenta sus emisiones negativas [38].

<sup>6</sup> Si todo el biometano se dedicara a la producción de hidrógeno

---

En este trabajo, se evalúan tanto la producción como los costos del hidrógeno dorado utilizando residuos sólidos urbanos (RSU) como materia prima primaria. Su aplicación se analiza en dos casos de estudio:

- Para el transporte público
- Para la mezcla en sectores de emisiones de CO<sub>2</sub> difíciles de abatir

## 5.2 ALTERNATIVAS MATERIA PRIMA

Tabla 30. Potencial de generación de biogás y Hidrogeno [3]

FORSU		
500.000 personas		
RSU	0,4859 ton/año*persona	242.950 ton/año
FORSU	59 % organico	143.583 ton/año
BIOGÁS	100 Nm3/ton Potencial [37]	14.358.345 Nm3/año
BIOMETANO	65 % contiene el biogas	9.332.924 Nm3 CH4/año
HIDROGENO	2,36 Nm3 H2 / Nm3 CH4 en el reformado	
	22,4 Nm3 H2 / kmol H2	
	2 kg H2 / kmol H2	
	1.966.580 kg H2/año	
	123,5 kg RSU necesarios para 1 kg de hidrógeno	
	3,93 kg H2/ año*persona	
LFG		
200.000 personas		
RSU	0,4859 ton/año*persona	97.180 ton/año
FORSU	65 % organico	63.167 ton/año
BIOGÁS	65,34 Nm3/ton Potencial [37]	4.127.332 Nm3/año
BIOMETANO	50 % contiene el biogas	2.063.666 Nm3 CH4/año
HIDROGENO	2,36 Nm3 H2 / Nm3 CH4 en el reformado	
	22,4 Nm3 H2 / kmol H2	
	2 kg H2 / kmol H2	
	434.844 kg H2/año	
	223,5 kg RSU necesarios para 1 kg de hidrógeno	
	2,17 kg H2/ año*persona	
EDAR		
50.000 personas		
BIOGÁS	17.921,7 Nm3/día	
BIOMETANO	60 % contiene el biogas	10.753,0 Nm3 CH4/día [37]
HIDROGENO	2,36 Nm3 H2 / Nm3 CH4 en el reformado	
	22,4 Nm3 H2 / kmol H2	
	2 kg H2 / kmol H2	
	827.021 kg H2/año	
	1,67 kg H2/ año*persona	

En primer lugar, se han planteado las tres posibles materias primas, que van a sustituir el gas natural para obtener hidrógeno dorado. se analiza su potencial para ver si esta tecnología puede llegar a ser factible.

Tabla 31. Coste del Biogás [39]

	Biogás: Digestión Anaerobia	Biometano: Upgrading	Total	
FORSU	35,0	18,0	53	€/MWh-PCI
LFG	8,0	28,0	36	€/MWh-PCI
EDAR	35,0	40,4	75,4	€/MWh-PCI

En el proceso de cálculo de costes se **descartará** la producción a partir de EDARs dados sus elevados costes y bajas producciones en comparación con el resto de los métodos. También se descarta la utilización del biogás procedente de la desgasificación de vertederos por las restricciones normativas y la clausura prevista de este tipo de instalaciones.

Tabla 32. Pasos del proceso de Producción de hidrógeno en el que se centra este trabajo

Pasos del Proceso de Producción de Hidrógeno Dorado			
1	Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU)	Materia prima	
2	Proceso de digestión anaerobia	Biogás	[50, 65]% Metano CO <sub>2</sub> Ácidos (H <sub>2</sub> S)
3	Procesos de limpieza, acondicionamiento y upgrading	Biometano	90% Metano Indistinguible del gas natural en cuanto a propiedades
4	Reformado de vapor de agua (SMR) Buen rendimiento y madurez	Hidrógeno	
5	Captura CO <sub>2</sub>		

### 5.3 COSTES HIDROGENO VERDE

Los costes del hidrógeno verde dependen del electrolizador y del mercado eléctrico.

- Electrolizador:

Tabla 33. Electrolizador PEM Características [3]

Electrolizador, PEM (Proton Exchange Membrane)	Actualmente	2050 (con tendencia a...)
Precio	1000 €/kWe	300 €/kWe
Consumo	50 y 80 kWh/kg de H <sub>2</sub>	45 kWh/kg de H <sub>2</sub>
Vida útil	50.000 y 80.000 horas	hasta más de 100.000 horas



- Mercado eléctrico

Tabla 34. Mercado Eléctrico, costes de las renovables [3]

Mercado Eléctrico	Costes energéticos	Horas de Operación
Directamente el electrolizador a un parque eólico o fotovoltaico (plena potencia en España)	25 €/MWh (adjudicación en la subasta de renovables de enero de 2021)	1.800 (fotovoltaica)
		2.200 (eólica terrestre)
Sobredimensiona el parque renovable en un factor de al menos 3	25 €/MWh para un precio de pool de 50 €/MWh	6.000
	55 €/MWh para un precio medio de pool de 80 €/MWh	

## 5.4 PRODUCCIÓN

Las siguientes ecuaciones representan las reacciones que tienen lugar en el reformado con vapor de agua. Teóricamente se forman **4 moles de hidrógeno** por **1 mol de metano**:



Sin embargo, se produce un autoconsumo de metano con el fin de mantener las condiciones térmicas en el reformador, lo que conduce a una eficiencia SMR ( $\eta_{SMR}$ ) que va a depender de:

- Energía asociada al hidrógeno producido  $LHV_{H_2} = 3 \text{ kWh/Nm}^3$
- Respecto a la energía asociada al metano consumido  $LHV_{CH_4} = 9.92 \text{ kWh/Nm}^3$

(En base a poder calorífico inferior, LHV)

Teniendo en cuenta esta eficiencia, la relación entre la salida de hidrógeno y la entrada de metano:

$$HMR \left[ \frac{\text{Nm}^3 \text{H}_2}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} \right] = \eta_{SMR} \cdot \frac{LHV_{CH_4}}{LHV_{H_2}} \quad (3) \quad \text{Ratio of hydrogen outlet to the methane inlet}$$

Se puede transformar en la relación de masa de CO<sub>2</sub> a hidrógeno (CHMR):

$$CHMR \left[ \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kgH}} \right] = \frac{1}{HMR} \cdot \frac{44}{2} \quad (4) \quad \text{CO}_2 \text{ to Hydrogen mass ratio}$$

- Masa atómica H<sub>2</sub> = 1,00797 g/mol =  $2 \frac{\text{kg H}_2}{\text{kmol H}_2}$
- Peso molecular CO<sub>2</sub> = 12 g/mol [C] + 2 x 16 g/mol [O<sub>2</sub>] =  $44 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kmol CO}_2}$

En cuanto a la **captura de CO<sub>2</sub>**, hay tres posibles ubicaciones donde se podría **capturar** CO<sub>2</sub> dentro de la planta de hidrógeno:

- Del gas de síntesis desplazado
- Del gas de cola de adsorción por oscilación de presión (PSA)
- Del gas de combustión del SMR: produce la tasa de captura más alta [23], por lo que esta opción se considerará en este trabajo

Tabla 35. Ratios de Conversión del SMR con y sin captura de CO<sub>2</sub> [40]

	SMR eficiencia ( $\eta_{SMR}$ )	H <sub>2</sub> producción (HMR)	CO <sub>2</sub> emitido (CHMR)	CO <sub>2</sub> captura eficiencia	CO <sub>2</sub> capturado
	[%]	$\frac{Nm^3 H_2}{Nm^3 CH_4}$	$\frac{kg CO_2}{kg H_2}$	[%]	$\frac{kg CO_2}{kg H_2}$
Sin captura CO <sub>2</sub>	75,9	$\frac{75,9}{100} \cdot \frac{9,92}{3} =$ 2.51	$\frac{1}{\frac{75,9}{100}} \cdot \frac{44}{\frac{9,92}{3}} =$ 8.77	-	-
Captura CO <sub>2</sub>	69,1	$\frac{69,1}{100} \cdot \frac{9,92}{3} =$ 2.285	$\frac{1}{\frac{69,1}{100}} \cdot \frac{44}{\frac{9,92}{3}} =$ 9,66	90	9,66*0,9= 8,67

### FORSU

Desde el punto de vista de la materia prima, se considera la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU)

$\frac{100 Nm^3 \text{ biogás}}{1 \text{ tonelada FORSU}}$  (5) Valor medio en España a partir de la digestión anaeróbica [34] [41]

Tabla 36. Producción media de Biometano en España

Producción media de RSU en España [43]	Porcentaje de fracción orgánica [41]	Producción media de FORSU en España	Producción media de Biogás en España [34][41]	Suponiendo un contenido en volumen de Metano en Biogás	Producción media de Biometano en España
485,9 $\frac{kg RSU}{pax \text{ año}}$	59,1%	485,9*0,591= 287,2 $\frac{kg FORSU}{pax \text{ año}}$	0,2872 t*100= 28,71 $\frac{Nm^3 \text{ Biogás}}{pax \text{ año}}$	65%	287,2*0,65= 18,66 $\frac{Nm^3 CH_4}{pax \text{ año}}$

Teniendo en cuenta los ratios de conversión explicados anteriormente:

Producción media de hidrógeno en España con captura de CO <sub>2</sub>	Población española	Producción media de hidrógeno en España con captura de CO <sub>2</sub>
$18,66 \frac{\text{Nm}^3 \text{CH}_4}{\text{pax año}} * 2,285 \frac{\text{Nm}^3 \text{H}_2}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} * \rho_{\text{H}_2}^7 =$  $3,81 \frac{\text{kg H}_2}{\text{pax año}}$	47,35 millones de habitantes	$3,81 \frac{\text{kg H}_2}{\text{pax año}} * 47,35 \text{ pax} =$  $180.404 \frac{\text{ton h}_2}{\text{año}}$

Actualmente, la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España [37] estima que el consumo se sitúa en torno a las 500.000 t/año utilizado como materia prima principalmente en refinerías (en torno al 70%) y en fabricantes de productos químicos (25%), correspondiendo el consumo residual restante a sectores como el metalúrgico. A partir de los RSU en España en un año mediante SMR con captura de carbono en los gases de combustión el potencial de producción se eleva a 180.404 toneladas/año, es decir, **más del 30% del consumo actual** de hidrógeno.

Se analiza la producción de hidrógeno con un nuevo método alternativo a la electrolisis, por ello, es necesario comparar que capacidad puede llegar a sustituir. La Visión 2030 de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España [37] prevé una capacidad instalada de electrolizadores de 4 GW. Si estas 180.404 toneladas de hidrógeno dorado fuera producida por **electrolizadores**, que operan 5.800 h/año, sumarían 1,8 GW, lo que representa el 45% de la capacidad prevista.

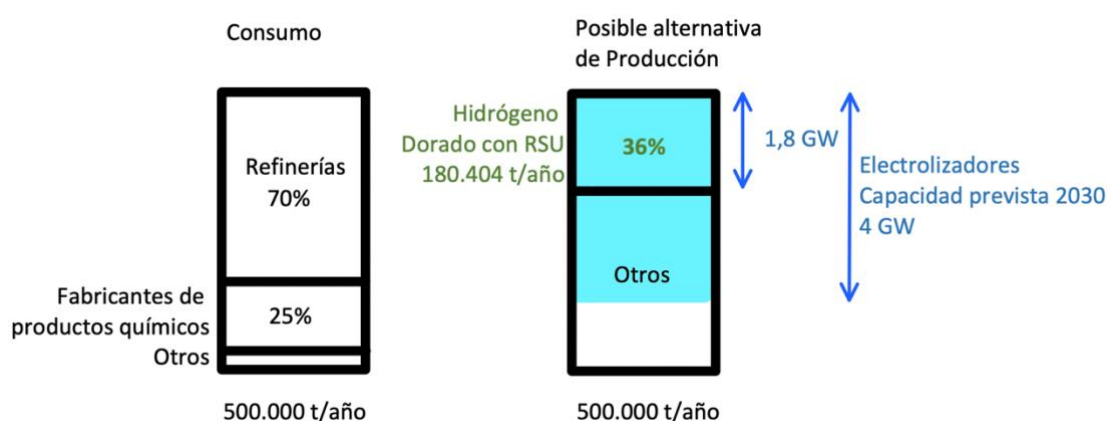


Figura 25. Comparativa Capacidad Producción hidrógeno dorado

<sup>7</sup>  $\rho_{\text{H}_2} = 0,0899$

Como la captura de CO<sub>2</sub> es el elemento clave del hidrógeno dorado es necesario tener en cuenta el **almacenamiento** de dicho CO<sub>2</sub>. En el punto 4.4, se analiza la situación actual de los posibles almacenes de CO<sub>2</sub> capturado en España. Se estima que la capacidad oscila entre los 500 y los 15.000 Mton [29].

Como ejemplo para tener orden de magnitud, en la siguiente tabla se compara una central de carbón tipo, frente a el potencial total de generación en España.

*Tabla 37. Comparación producción CO<sub>2</sub>*

		CO <sub>2</sub> Capturado
1 central eléctrica de carbón (típica)	500 MWe Opera 4.000 horas / año	1,7 Mton / año [62]
Potencial máximo de producción de hidrógeno de los RSU	0,18 Mt/año de hidrógeno	0,18 * 8,67 = 1,56 Mt/año

Las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas procedentes del potencial máximo de producción de hidrógeno de los RSU son similares a una sola central eléctrica de carbón típica. Con tan solo 500 Megatoneladas de capacidad de almacenamiento, el recurso de almacenamiento será suficiente durante 320 años. Por lo tanto el almacenamiento no debería de suponer un problema de capacidad, sino tan solo de coste, como se explica a continuación.

## 5.5 COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO, LCOH

Se calcula el coste nivelado del hidrógeno (LOCH), basado en la formulación de Bejan [63]:

$$LCOH = \frac{INV \cdot CRF + c_0^{bg} \cdot CELF_{bg} + c_0^{ug} \cdot CELF_{ug} + c_0^{om} \cdot CELF_{om} - c_0^{CO_2} \cdot CELF_{CO_2}}{HP} \quad (6)$$

- LCOH: Levelized cost of hydrogen, Coste nivelado del hidrógeno
- INV: inversión, inversión
- HP: hydrogen production
- Subíndices:
  - $bg$  : biogás
  - $ug$  : upgrading
  - $om$  : operación y mantenimiento
  - $CO_2$  : impuesto sobre el carbono
  - $0$  : coste en el año 0
- NOTA: Nótese que el impuesto sobre el carbono se ha incluido en la ecuación como un coste negativo, suponiendo que los créditos de CO2 debido a las emisiones negativas se venden en un Sistema de Comercio de Emisiones renovado (esto no es posible en la normativa actual).  
También se ha considerado otro escenario en el que dicha venta no es posible, lo que llevaría a compensar las emisiones inevitables de otra instalación, pero sin ningún ingreso por la producción de hidrógeno. En este caso  $c_0^{CO_2}$  se fijaría en cero, designando el LCOH como "coste bruto".

$$CRF = \frac{wacc (1+wacc)^{Ny}}{(1+wacc)^{Ny} - 1} \quad (7)$$

- CRF : capital recovery factor, factor de recuperación de capital
- wacc : the weighted average capital cost, coste medio ponderado del capital
- $Ny$  : vida útil del proyecto

$$CELFX = \left[ \frac{k_x (1 - k_x^{Ny})}{1 - k_x} \right] CRF \quad (8)$$

- CELFx: constant escalation levelization factor, factor de nivelación de escalada constante.
- NOTA: Cuando la tasa de crecimiento nominal se considera cero ( $r=0$ ), el término entre corchetes resulta la inversa del factor de recuperación del capital ( $1/CRF$ ), por lo que los factores de nivelación de progresión constante se convierten en uno ( $CELFX=1$ ).
- NOTA: cuando  $k$  es uno ( $k=1$ ), el término entre corchetes se convierte en  $Ny$ .

$$k_x = \frac{1+r_x}{1+wacc} \quad (9)$$

- $r$  : tasa de crecimiento nominal (que se toma como cero para todas las partidas excepto para el impuesto sobre el carbono)

Tabla 38. Datos para calculo de Costes

Vida útil	$N_y$	25 años
Coste medio ponderado del capital	wacc	8%
Tasa de crecimiento nominal del impuesto sobre el carbono	$r_{CO_2}$	8%
Tasa de crecimiento nominal del combustible	$r_{bg}$	0
Tasa de crecimiento nominal del mantenimiento	$r_{om}$	0
Coste del biogás	$C_0^{bg}$	35 euros/MWh (basado en el VLH) [34]
Impuesto sobre el carbono	$C_0^{CO_2}$	80 euros/tonelada (de acuerdo con el nivel del mercado de CO2 a principios de 2022)
Coste de Upgrading	$C_0^{ug}$	Depende del caudal de biogás tratado ( $Q_{bg}$ ) según la siguiente ecuación [34]
$C_0^{ug} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = \begin{cases} 41,289 \text{ HP} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] (Q_{bg} \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right])^{-0,704} & \text{si } Q_{bg} < 200 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \\ 10,023 \text{ HP} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] (Q_{bg} \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right])^{-0,365} & \text{si } Q_{bg} > 200 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \end{cases} \quad (10)$		
Costes de mantenimiento	$C_0^{om}$	Se han tomado de [35], siendo similares a los de [23], según la siguiente ecuación:
$C_0^{om} \left[ \frac{\text{€}}{\text{año}} \right] = 0,186 \text{ HP} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] \quad (11)$		
Inversión	INV	Se ha supuesto una ley de escala para la inversión. Los factores de escala se han ajustado a partir de los datos de [35], realizando una actualización a tiempo presente basada en [23]. La siguiente ecuación muestra la expresión resultante:
$INV [\text{€}] = 417,68 \left( \text{HP} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] \right)^{0,713} + 19,079 \left( \text{HP} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] \right)^{0,87} \quad (12)$		

En primer lugar, se aplica el modelo de costes propuesto al hidrogeno Azul con el objetivo de comprar los resultados con IRENA [36], en el siguiente caso. Por lo que se supone que el modelo da resultados correctos.

Tabla 39. Caso ejemplo para contrastar modelo de costes

Coste del gas natural	Producción	= Coste del hidrógeno azul
25 €/MWh	250.000 toneladas/año	= 1,8 €/kg

Una vez superada esta verificación, se aplica el modelo a diferentes tamaños de población. La siguiente figura se muestra como a medida que aumenta la población que suministra los RSU: aumenta la producción anual de hidrógeno y se reduce el coste del hidrogeno (con y sin créditos por inversiones negativas de carbono).

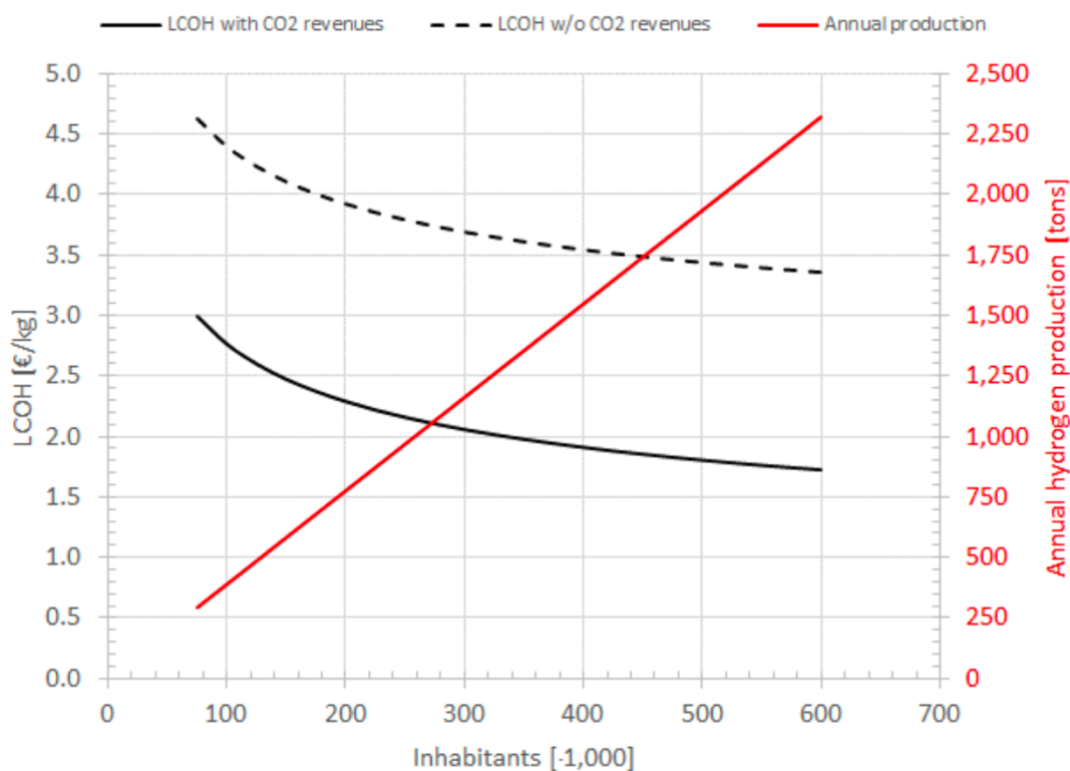


Figura 26. Coste nivelado del hidrógeno dorado en función del número de habitantes cuyos RSU se recogen. Se han considerado dos escenarios: ingresos por el impuesto sobre el carbono (línea negra) y ausencia de ingresos por las emisiones negativas de CO2 (línea negra discontinua, LCOH bruto). [40]

Se trata de una **economía de escala**, como se esperaba del factor de nivelación de escalada constante (*CELF*) y la tasa de crecimiento nominal ( $r$ ). Se alcanza un coste razonable para más de 300.000 habitantes, lo que supone producciones superiores a 1.160 toneladas al año, equivalentes a un electrolizador mayor de 11,6 MW.

Tabla 40. Comparación hidrógeno dorado y verde en el punto en el que el hidrógeno dorado alcanza un coste razonable

HP = 1.160 toneladas/año	RSU (considerando los créditos de CO <sub>2</sub> )	Coste inferior a 2 €/kg Más de 300.000 habitantes
	Electrolizadores	Mayor de 11,6 MW 5.800 horas al año Consumo de 58 kWh/kg

La siguiente figura muestra el **desglose del coste nivelado** para 500.000 habitantes. El coste bruto, antes de los ingresos por el impuesto sobre el carbono, es de 3,45 €/kg, que se reduce a 1,81 €/kg cuando se consideran los ingresos correspondientes a 80 €/tonelada de CO<sub>2</sub> (1,64 €/kg de H<sub>2</sub>).

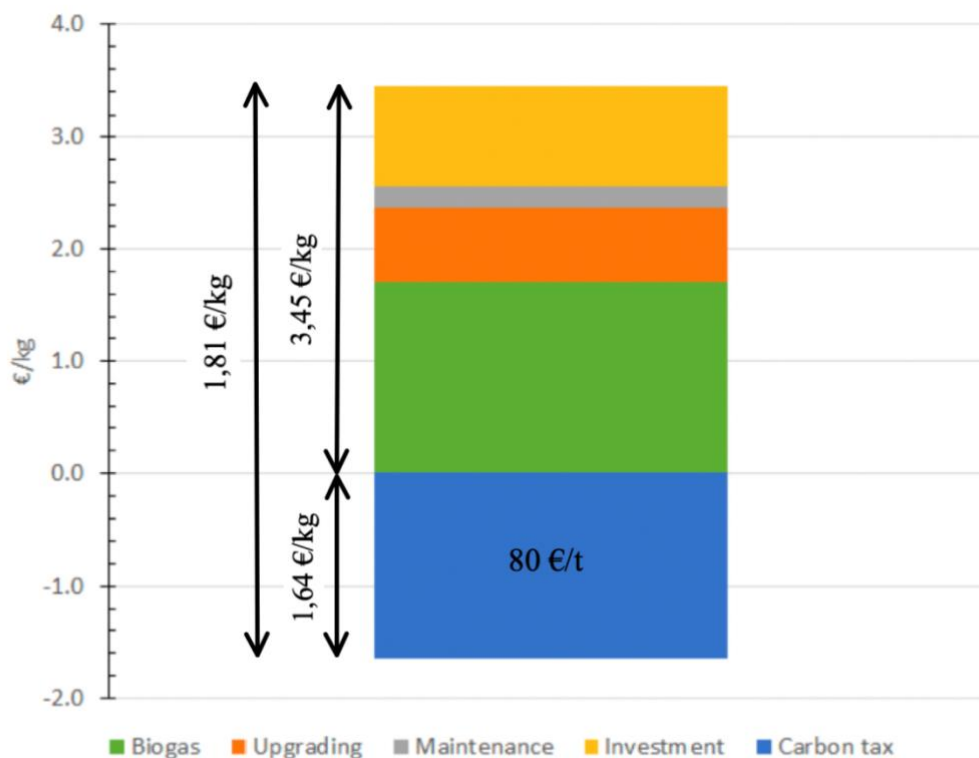


Figura 27. Desglose del coste nivelado del hidrógeno dorado para los RSU de 500.000 habitantes [40]



La mayor parte del LCOH bruto corresponde al combustible (49,3% a la **materia prima** y 19,5% del **upgrading**), seguido de la **inversión** (25,8%) y el **mantenimiento** (5,4%).

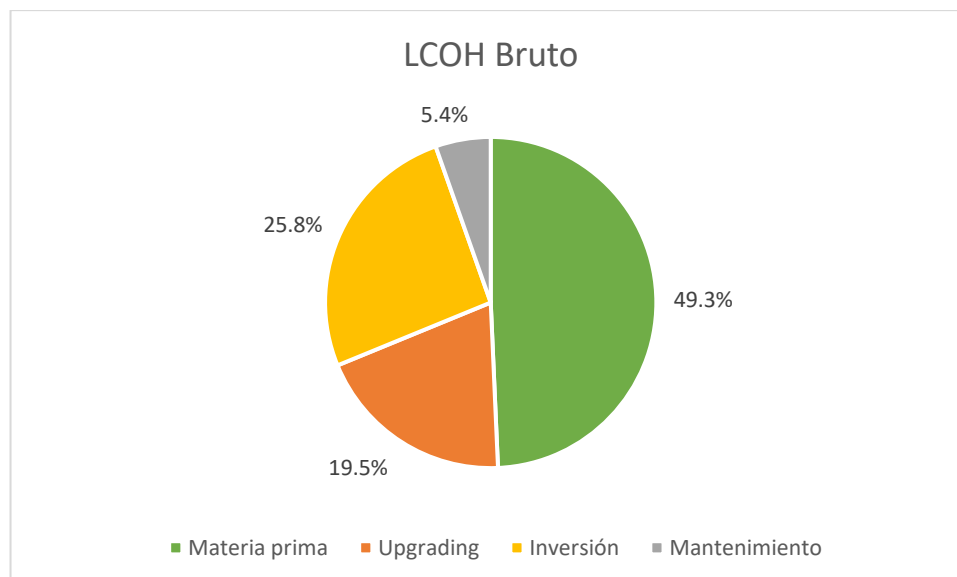


Figura 28. Desglose del coste nivelado bruto del hidrógeno dorado para los RSU de 500.000 habitantes

El modelo de costes considerado en este trabajo se basa en la **producción in situ**, es decir, la instalación de SMR está cerca del vertedero donde la fracción orgánica de los RSU se convierte en biometano. Sin embargo, son posibles otros modelos de negocio, basados en **certificados de garantía de origen**. Así, se puede firmar un contrato PPA con un conjunto de productores de biometano e instalar la instalación SMR en una ubicación conveniente de la red de gas natural cerca de un almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> o de un consumidor industrial. Este podría ser un modelo exitoso para extrapolar esta tecnología a otras materias primas con menores producciones absolutas de biometano, o a pequeñas ciudades, permitiendo contabilizar la suma de sus RSU de forma virtual.

## 5.6 CASOS DE ESTUDIOS, POSIBLES USOS

### 5.6.1 DESCARBONIZAR LOS AUTOBUSES PÚBLICOS URBANOS

Si el hidrógeno producido por un municipio puede **utilizarse localmente**, se reducirían los costes de transporte y distribución. Así, se ha evaluado el uso del hidrógeno procedente de los RSU en los autobuses urbanos públicos de la ciudad de Madrid.

- Suponiendo que todos los autobuses estén propulsados por pila de combustible, se **necesitaría una producción anual** de:

$$\frac{12 \text{ kg H}_2}{100 \text{ km}} 100.475.522 \text{ km} = 12.057 \text{ toneladas de hidrógeno al año}$$

- Consumo de un autobús típico oscila entre 10 y 14 kg de H<sub>2</sub> por cada 100 km [38]
- El servicio de autobuses urbanos En Madrid esta formado por 212 líneas con 2.049 autobuses que recorren 100.475.522 km en un año [42]
- La **producción** de hidrógeno a partir de RSU en Madrid sería:

$$3.334.730 \text{ pax } 3,81 \frac{\text{kg H}_2}{\text{pax año}} = 12.705 \text{ toneladas de hidrógeno al año}$$

- Población de Madrid: 3.334.730 habitantes [43]

Por lo tanto, sería suficiente para satisfacer el consumo de los autobuses.

En cuanto a las **emisiones de CO<sub>2</sub>** retiradas de la atmósfera por el uso del hidrógeno dorado:

$$12.705 \frac{\text{t H}_2}{\text{año}} 8,67 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg H}_2} = 110.155 \text{ toneladas de CO}_2 \text{ al año}$$

Pueden:

- Contabilizarse para compensar a los sectores difusos o
- Venderse en el renovado Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) para compensar las emisiones inevitables.

Estas emisiones de un solo autobús permitirían compensar las emisiones de hasta 11 coches.

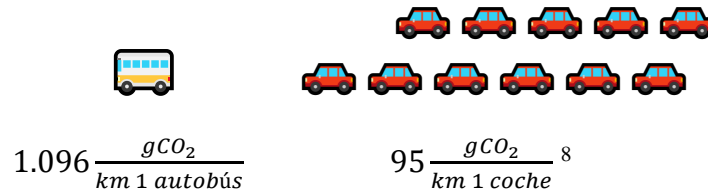


Figura 29. Comparación emisiones autobús de hidrógeno y coche

Así, la producción de hidrógeno a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos de una gran ciudad (Madrid) es suficiente para satisfacer la demanda de toda la flota de sus autobuses urbanos, permitiendo que cada autobús compense las emisiones de CO<sub>2</sub> de hasta 11 coches modernos (95 g CO<sub>2</sub>/km) debido a las emisiones negativas de CO<sub>2</sub> si se capturan de forma centralizada mientras se produce el hidrógeno dorado.

### 5.6.2 MEZCLA DE HIDRÓGENO

Aunque la conversión más eficiente del hidrógeno tiene lugar en una **pila de combustible**, muchas aplicaciones prestan ahora atención a su uso como mero **combustible** en sustitución de los actuales combustibles fósiles en hornos y otros equipos de combustión. Esta **sustitución** requiere un desarrollo técnico, ya que la combustión con hidrógeno difiere de la realizada con gas natural. Por ello, a corto plazo está previsto que el uso del hidrógeno en aplicaciones de combustión se realice mediante su mezcla con los combustibles tradicionales, hasta un 50%.

$$\text{LHV H}_2 = 3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} < \text{LHV CH}_4 = 9,92 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}$$

El bajo *Lower Heating Value* del hidrógeno comparado con el del metano dificulta que se alcancen altos porcentajes de **reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>** mediante el uso de mezclas de hasta el 50%.

<sup>8</sup> Límite actual establecido por la UE

Tabla 41. Mezcla de hidrógeno

	Cuota de hidrógeno en la mezcla	Reducción de CO <sub>2</sub>
<b>Hidrógeno verde</b> (sin emisiones de CO <sub>2</sub> )	20%	Menos del 7%
La línea discontinua de la Figura 30	50%	23%
<b>Hidrógeno dorado</b> (emisiones negativas de CO <sub>2</sub> )	20%	16%
La línea sólida de la Figura 30	50%	más del 53%
	Supera al 71,8%	Permite la descarbonización total de la combustión con gas natural

Las cifras anteriores **desaconsejan** el uso de la mezcla de hidrógeno verde como tecnología de descarbonización. Sin embargo, los llamados **sectores difíciles de reducir** requieren un combustible libre de carbono capaz de alcanzar altas temperaturas en los procesos de combustión, mientras que el uso de hidrógeno puro no es posible actualmente. Este problema podría resolverse con el uso de hidrógeno dorado, debido a sus emisiones negativas de CO<sub>2</sub>.

El hidrógeno dorado con una cuota superior al 71,8% produce una liberación de **emisiones negativas** que puede utilizarse para compensar las emisiones inevitables de otros sectores. La Figura 31 evalúa este hecho, alcanzando un valor máximo de 260 g CO<sub>2</sub>/kWh-LHV de emisiones negativas si se pudiera quemar hidrógeno dorado puro, como se espera que ocurra a medio plazo.

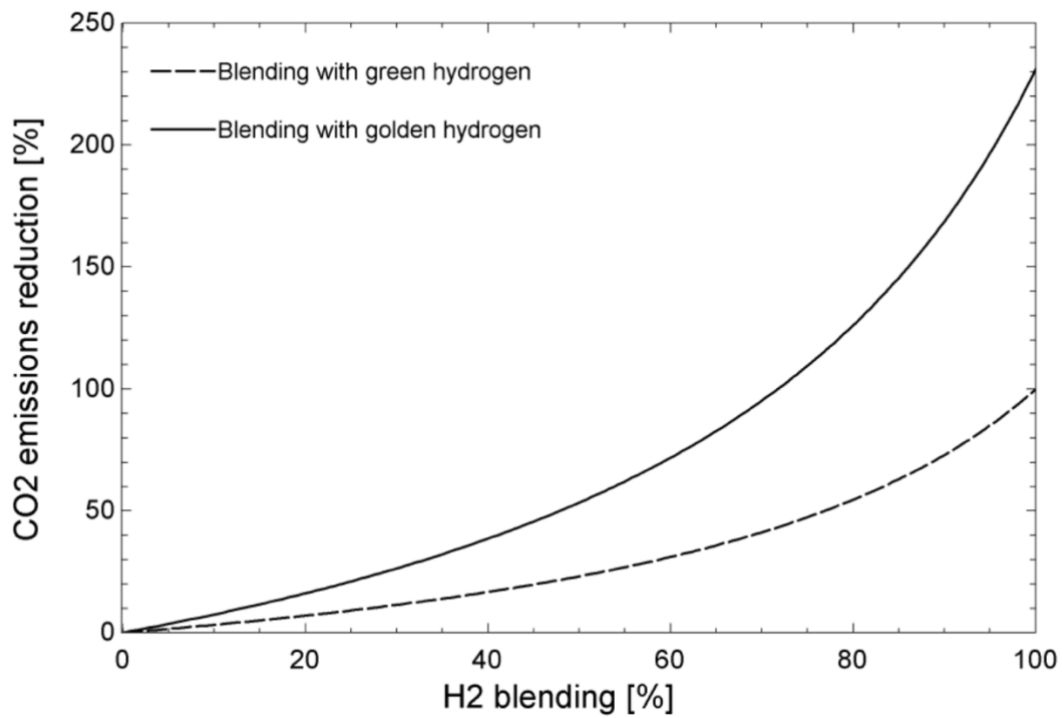


Figura 30. Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los procesos de combustión con mezclas de hidrógeno [40]

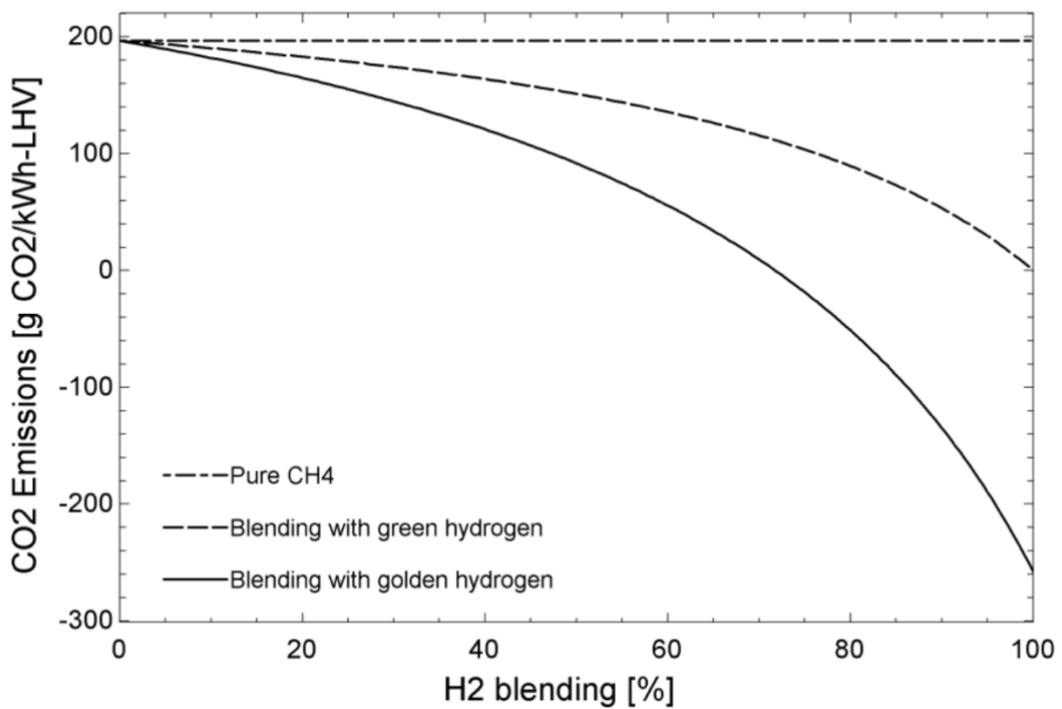


Figura 31. Emisiones de CO<sub>2</sub> en procesos de combustión de mezclas de hidrógeno [40]

---

## Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 6.1 OBJETIVOS

Objetivos principales

- Determinar el potencial de hidrógeno dorado en España a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Se determinará un tamaño mínimo de población, tratando de hallar información de las plantas existentes de tratamiento de residuos.
- Determinar el coste de producción del hidrógeno dorado en los diferentes emplazamientos.

Objetivo secundario

- Evaluar la capacidad de compensación de emisiones inevitables de CO<sub>2</sub> por parte del hidrógeno dorado. Se buscarán los nichos con más potencial, fundamentalmente dentro de los sectores difusos.

### 6.2 DEFINICIÓN

Aunque el hidrógeno procedente de la **electrólisis** renovable es actualmente el principal foco de atención como forma de producir hidrógeno verde, hay otras rutas de producción posibles. Una de estas rutas es el **reformado de metano con vapor**, que ha sido el principal procedimiento para producir hidrógeno a partir de **gas natural** durante muchos años. Por tanto, este procedimiento puede considerarse sin duda una tecnología madura. Además, desde hace más de 20 años se ha añadido a esta tecnología la **captura de carbono** para reducir las emisiones de carbono. Hoy en día, los gases renovables procedentes de residuos están llamados a desempeñar un papel clave en la transición energética hacia una **economía descarbonizada**.

El **biogás** puede producirse por digestión anaeróbica a partir de muchos tipos de residuos orgánicos, siendo la **fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos** una materia prima interesante para reducir el volumen de residuos vertidos en el vertedero, evitando la necesidad de desgasificación y las fugas de metano. Este trabajo plantea el uso de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos para producir biogás que, una vez convertido en **biometano**, se alimenta a una unidad SMR con captura de carbono para producir el llamado **hidrógeno dorado** (hidrógeno renovable con emisiones negativas de CO<sub>2</sub>).

### 6.3 RESULTADOS

Aunque la mera **producción** de hidrógeno renovable a partir de residuos es importante (a partir de todos los RSU de España se podría producir el **30% de la demanda actual** de hidrógeno), el potencial del hidrógeno dorado para **compensar las emisiones** inevitables es un punto clave en esta propuesta.

Este procedimiento aprovecha el CO<sub>2</sub> retirado de la atmósfera, superando al hidrógeno de electrólisis renovable en el rendimiento de descarbonización. La producción de hidrógeno a partir de RSU es de **3,81 kg/pax-año**, con **-8,67 kg de emisiones CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>**. Si estas emisiones negativas se venden en un *Sistema de comercio de derechos de emisión* renovado, se puede obtener un **LCOH inferior a 2 €/kg** para poblaciones mayores de **300.000 habitantes**, lo que está muy por debajo de los costes actuales del hidrógeno verde procedente de la electrólisis. El máximo de CO<sub>2</sub> capturado en la producción de hidrógeno dorado a partir de la totalidad de los RSU generados en España sería comparable al CO<sub>2</sub> capturado de una sola central eléctrica de carbón, por lo que no se esperan problemas en cuanto al **almacenamiento o la utilización de ese CO<sub>2</sub>**.

## 6.4 CASOS DE ESTUDIO

Se han analizado dos casos de estudio, uno para los autobuses urbanos públicos de Madrid y otro para la mezcla de hidrógeno.

- En el primero, toda la demanda de hidrógeno de la flota de **autobuses** puede satisfacerse a partir de los RSU de la población, compensando con cada kilómetro recorrido las emisiones de CO<sub>2</sub> de **11 coches** de combustión modernos (además de las emisiones evitadas al sustituir los coches individuales por el autobús público).
- En el último caso de estudio, la capacidad de compensación permite alcanzar tasas razonables de descarbonización en la **mezcla**, con créditos de CO<sub>2</sub> disponibles para usos adicionales una vez que la proporción de hidrógeno en la mezcla es **superior al 71,8%**.

## 6.5 CONCLUSIÓN

En conclusión, el hidrógeno dorado se ha revelado como una **alternativa** al hidrógeno verde procedente de la electrólisis, siendo **competitivo** cuando se comparan ambos y con el beneficio extra de suministrar recursos **compensadores de CO<sub>2</sub>**, en línea con la tecnología BECCS.

- La electrólisis abre oportunidades para el almacenamiento de electricidad a largo plazo, haciendo posible el aumento de la cuota de energías renovables en el mix eléctrico.
- El hidrógeno dorado fomenta la economía circular y proporciona una ayuda extra para compensar las emisiones inevitables.

Ambas tecnologías deberían **complementarse** para avanzar en la transición hacia una **economía descarbonizada**.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] [IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction, 2020](#)
- [2] Vector energético de una economía descarbonizada, Fundación Naturgy.
- [3] Marcela Ameztoy Muñoz, TRABAJO FIN DE GRADO. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE REFORMADO DE BIOMETANO
- [4] [Institut de Recerca en Energia de Catalunya \(IREC\)](#)
- [5] [IRENA, Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, 2020.](#)
- [6] IRENA, Hydrogen: A renewable energy perspective, 2019
- [7] IRENA, Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. September 2019.
- [8] Energy transitions, Agencia Internacional de la Energía (IEA).
- [9] M.A. Laborde et al. Producción y purificación de hidrógeno a partir de bioetanol y su aplicación en pilas de combustible. 1a Ed. Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED). Argentina. 2006.
- [10] Linares, J.I. y Moratilla, B.Y., El hidrógeno y la energía, Editan Universidad Pontificia Comillas y Asociación de Ingenieros del ICAI, Madrid, 2007
- [11] C. Antonini, K. et al. “Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage-A tecno-environmental análisis”. *Sustainable Energy Fuels*, 4, 2967-2986 (2020).
- [12] Idaho National Laboratory, INL, Technical Evaluation Study Project No. 23843 HTGR-Integrated Hydrogen Production via Steam Methane Reforming (SMR) Process Analysis. Document ID: TEV-953. Revision ID: 0. 2010.
- [13] N. Morlanes. Obtención de hidrógeno mediante reformado catalítico de nafta con vapor de agua. Tesis Doctoral. UPV/CSIC (2008).
- [14] Asociación Española del Hidrógeno, AeH2. <https://www.aeh2.org/hidrogeno/>.
- [5] M. Sánchez. Desarrollo y validación de un modelo de sistemas de electrolisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de energías renovables. Tesis Doctoral. UPM (2020).
- [15] A. González. Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.
- [16] Captación de Biogás, Cogersa, Gobierno Principado de Asturias.
- [17] [Principales objetivos de la UE para una economía baja en residuos y circular, Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico](#)
- [18] [Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero, Gobierno de España.](#)
- [19] Hoja de ruta del biogás. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Gobierno de España



- 
- [20] Categorization Of European Biogas Technologies, Franz Kirchmeyr (AKBOE), Bernhard Stürmer (AKBOE), Frankhofmann (FVB), Mieke Decorte (EBA), Angela Sainz Arnau (EBA)
- [21] Paterson M., K. W. (2012). Guide to Biogas. Gülzow: FNR.
- [22] Gerardi, H. M. (2003). The microbiology of anaerobic digestion. Hoboken.
- [23] IEAGHG (2017). Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS, *IEAGHG*.
- [24] [Almacenamientos Geológicos Potenciales CO<sub>2</sub>, Instituto Geológico y Minero de España](#)
- [25] [Climate Action, EU Emissions Trading System \(EU ETS\), European Commission.](#)
- [26] Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (PRETOR)
- [27] [European Biogas Association, Biomethane Map.](#)
- [28] [Mapa de plantas de producción de biometano, Gasnam](#)
- [29] J.M. Martínez-Val (Coord.) (2008). The future of coal in the Spanish energy policy. *Energy Studies Foundation*. [In Spanish]
- [30] Hydrogen Science Coalition (2021). Manifiesto.
- [31] L. Nelson, J. Lin, et al. (2020). Green Hydrogen Guidebook, *Green Hydrogen Coalition*.
- [32] Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge (MITERD) (2021), Biogas roadmap (draft), *Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge (MITERD)* [in Spanish]
- [33] A. Picardo, V.A. Soltero, M.E. Peralta, R. Chacartegui (2019). District heating base don biogas from waste water treatment plant. *Energy*, 180, 649-664
- [34] A. Feliu, X. Flotats (2020). Renewable gases. An emerging energy vector, *Naturgy Foundation*, 34
- [35] T.E. Lipman (2004). What will power the hydrogen economy? Present and future sources of hydrogen energy. Institute of Transportation Studies – Davis. University of California. Final Report UCD-ITS-RR-04-10.
- [36] IRENA (2020). Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5oC Climate Goal, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.
- [37] Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge (MITERD) (2020), Hydrogen roadmap: a bid for renewable hydrogen, *Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge (MITERD)* [in Spanish]
- [38] Mercedes-Benz (2009). The Citaro FuelCELL Hybrid. Generation Zero Emission. EvoBus GmbH.
- [39] Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.
- [40] Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions, Vicente Soler, José Ignacio Linares, Eva Arenas, José Carlos Romero

- 
- [41] J. Cuesta (2015). Biogas from municipal solid waste for grid injection. Bachelor Dissertation. *Universidad Carlos III de Madrid*. [In Spanish]
- [42] EMT Madrid (2018). Management report. *EMT*.
- [43] National Statistics Institute. Official population figures from municipal census review at January first. [In Spanish]
- [44] Objetivos De Desarrollo Sostenible (ODS), ONU
- [45] Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. RED ELECTRICA DE ESPAÑA.  
[REE](#)
- [46] [IRENA – International Renewable Energy Agency](#)
- [47] Linares, J.I. y Moratilla, B.Y., El hidrógeno como vector energético (I y II), *Anales de Mecánica y Electricidad*, Vol. 84 (II y III), 2007 (Parte I, Parte II)
- [48] Linares, J.I. La pila de combustible en automoción. Luces y sombras, *Anales de Mecánica y Electricidad*, Vol. 85 (I), 2008 [XI PREMIO EMPRENDEDOR](#)
- [49] IV Jornada Anual de la Cátedra Rafael Mariño: “El hidrógeno: estado actual y perspectiva inmediata” 24 y 25 de mayo de 2007, [Congresos y Jornadas](#)
- [50] J. Larminie, A.Dicks, *Fuel cell systems explained*, 2nd edition, Wiley, 2003, Chichester
- [51] Granovskii, M., Dincer, I., Rosen, M.A.: *Environmental Aspects of Conventional, Hybrid, Electric and Hydrogen Fuel Cell Vehicles*, Proceedings of ASME-ATI International Conference on Energy: Production, Distribution and Conservation, Milan, Italy, May 14-17, 2006.
- [52] Moratilla, B.Y., Linares, J.I., Herranz, L.E., Caballero, J., A PAFC-TCORC COMBINED CYCLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ENHANCEMENT OF FUEL CELL TECHNOLOGY, II International Congress of Energy and Environment Engineering and Management (ICIEM-2007), Badajoz (Spain), 6-8 June 2007
- [53] Moratilla, B.Y., Linares, Arenas, E., EL PAPEL DEL HIDRÓGENO DORADO EN LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR RESIDENCIAL.
- [54] I. para la D. y ahorro de la Energía, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, 2019.  
[PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA \(PNIEC\) 2021-2030](#)
- [55] R. Vásquez y F. Salinas, *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago de Chile, (2018).
- [56] W. Ruettinger, O. Ilinich y R. Farrauto, “A new generation of water gas shift catalysts for fuel cell applications”, *Journal of Power Sources*, 118, 61-65, (2003).
- [57] Idaho National Laboratory, INL, Technical Evaluation Study Project No. 23843 HTGR-Integrated Hydrogen Production via Steam Methane Reforming (SMR) Process Analysis. Document ID: TEV-953. Revision ID: 0. 2010.
-

- 
- [58] B. Zohuri. Large-Scale Hydrogen Production. In book: Hydrogen Energy, 229-255 Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7_7) (2019).
- [59] J.R. Rostrup-Nielsen and T. Rostrup-Nielsen. Large-scale Hydrogen Production. Topsøe Technologies. *CATTECH*, 6, 150–159 (2002).
- [60] IEAGHG Technical Review 2017-TR3. Reference Data and Supporting Literature Reviews for SMR Based Hydrogen Production with CCS. IEA GreenHouse Gas R&D Programme. (2017).
- [61] Chacartegui et al., 2015
- [62] N. Petchers (2002). Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications: An Integrated Approach to Energy Resource Optimization. *Farimont Press*.
- [63] A. Bejan, G. Tsatsaronis, M. Moran (1996). Thermal Design & Optimization, *John Wiley & Sons*.
- [64] Producción De Hidrógeno Y Pilas De Combustible, Producción De Hidrógeno A Partir De Combustibles Fósiles, Structuralia
- [65] M.A. Laborde et al. Producción y purificación de hidrógeno a partir de bioetanol y su aplicación en pilas de combustible. 1a Ed. Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED). Argentina. 2006.
- [66] B. Zohuri. Large-Scale Hydrogen Production. In book: Hydrogen Energy, 229-255 Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-319-93461-7_7) (2019).
- [67] N. Morlanes. Obtención de hidrógeno mediante reformado catalítico de nafta con vapor de agua. Tesis Doctoral. UPV/CSIC (2008).
- [68] J.R. Rostrup-Nielsen and T. Rostrup-Nielsen. Large-scale Hydrogen Production. Topsøe Technologies. *CATTECH*, 6, 150–159 (2002).

## ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)



Tabla 42. Objetivos de desarrollo sostenible [44]

17 objetivos para transformar nuestro mundo:

En 2015, la ONU aprobó la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible, una oportunidad para que los países y sus sociedades emprendan un nuevo camino con el que mejorar la vida de todos, sin dejar a nadie atrás. La Agenda cuenta con 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que incluyen desde la eliminación de la pobreza hasta el combate al cambio climático, la educación, la igualdad de la mujer, la defensa del medio ambiente o el diseño de nuestras ciudades.

En este sitio mostramos la información sobre cuáles son esos objetivos y los esfuerzos que la ONU y sus socios están llevando a cabo para construir un mundo mejor.

### 6.6 OBJETIVO 7: GARANTIZAR EL ACCESO A UNA ENERGÍA ASEQUIBLE, SEGURA, SOSTENIBLE Y MODERNA

- El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a servicios modernos de electricidad.
- 3000 millones de personas dependen de la madera, el carbón, el carbón vegetal o los desechos de origen animal para cocinar y calentar la comida.
- La energía es el factor que contribuye principalmente al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.
- La contaminación del aire en locales cerrados debido al uso de combustibles para la energía doméstica causó 4,3 millones de muertes en 2012, 6 de cada 10 de estas fueron mujeres y niñas.
- En 2015, el 17,5% del consumo final de energía fue de energías renovables.

---

### **Metas del Objetivo 7:**

**7.1** De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos

**7.2** De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas

**7.3** De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética

**7.a** De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias

**7.b** De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo

### **6.7 OBJETIVO 13: ADOPTAR MEDIDAS URGENTES PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS EFECTOS**

1. A abril de 2018, 175 Partes habían ratificado el Acuerdo de París y 168 Partes habían comunicado sus primeras contribuciones determinadas a nivel nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre la Secretaría del Cambio Climático.
2. A partir de abril de 2018, 10 países en desarrollo completaron y presentaron con éxito la primera versión de sus planes nacionales de adaptación para responder al cambio climático.
3. Los países desarrollados continúan avanzando hacia el objetivo de movilizar conjuntamente \$ 100 mil millones anuales para el 2020 para acciones de mitigación.

Gracias al Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático sabemos lo siguiente:

- **Entre 1880 y 2012, la temperatura media mundial aumentó 0,85 grados centígrados.** Esto quiere decir que por cada grado que aumenta la temperatura, la producción de cereales se reduce un 5% aproximadamente. Se ha producido una reducción significativa en la producción de maíz, trigo y otros cultivos importantes, de 40 megatonnes anuales a nivel mundial entre 1981 y 2002 debido a un clima más cálido
- **Los océanos se han calentado, la cantidad de nieve y de hielo ha disminuido, y ha subido el nivel del mar.** Entre 1901 y 2010, el nivel medio del mar aumentó 19 cm, pues los océanos se expandieron debido al calentamiento y al deshielo. La

---

extensión del hielo marino del Ártico se ha reducido en los últimos decenios desde 1979, con una pérdida de hielo de 1,07 millones de km<sup>2</sup> cada decenio

- **Dada la actual concentración y las continuas emisiones de gases de efecto invernadero, es probable que a finales de siglo el incremento de la temperatura mundial supere los 1,5 grados centígrados en comparación con el período comprendido entre 1850 y 1900 en todos los escenarios menos en uno.** Los océanos del mundo seguirán calentándose y continuará el deshielo. Se prevé una elevación media del nivel del mar de entre 24 y 30 cm para 2065 y entre 40 y 63 cm para 2100. La mayor parte de las cuestiones relacionadas con el cambio climático persistirán durante muchos siglos, a pesar de que se frenen las emisiones
- Las emisiones mundiales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) han aumentado casi un 50% desde 1990
- Entre 2000 y 2010 se produjo un incremento de las emisiones mayor que en las tres décadas anteriores
- Si se adopta una amplia gama de medidas tecnológicas y cambios en el comportamiento, aún es posible limitar el aumento de la temperatura media mundial a 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales
- Gracias a los grandes cambios institucionales y tecnológicos se dispondrá de una oportunidad mayor que nunca para que el calentamiento del planeta no supere este umbral

### **Metas del objetivo 13:**

**13.1** Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países

**13.2** Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales

**13.3** Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana

**13.a** Cumplir el compromiso de los países desarrollados que son partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de lograr para el año 2020 el objetivo de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares anuales procedentes de todas las fuentes a fin de atender las necesidades de los países en desarrollo respecto de la adopción de medidas concretas de mitigación y la transparencia de su aplicación, y poner en pleno funcionamiento el Fondo Verde para el Clima capitalizándolo lo antes posible

**13.b** Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas