



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO  
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE  
REFORMADO DE BIOMETANO

Autor: Marcela Ameztoy Muñoz  
Director: J. Ignacio Linares Hurtado  
Co-Director: Yolanda Moratilla Soria

Madrid  
Agosto 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**Producción de hidrógeno a partir de reformado de biometano**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2020/21 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.

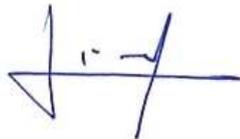


Fdo.: Marcela Ameztoy Muñoz

Fecha: 19/ 08/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO



Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 23/08/2021



Fdo.: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Fecha: 23/08/2021





# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE REFORMADO DE BIOMETANO

Autor: Marcela Ameztoy Muñoz

Director: J. Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Agosto 2021



*¿Qu'est-ce que l'on brûlera à la place du charbon si celui-ci venait à manquer ?*

*De l'eau répondit Pencroft. L'eau, décomposée en ses éléments par l'électricité.*

*Oui mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que*

*l'hydrogène et l'oxygène qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément,*

*fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables.*

*L'eau est le charbon de l'avenir.*

*Jules Verne*

*"L'île mystérieuse" (1874)*

*¿Qué es lo que van a quemar en lugar de carbón? Agua, respondió Pencroft. El agua,*

*descompuesta en sus elementos por la electricidad. Sí, amigos míos, creo que algún*

*día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que*

*está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente*

*inagotable de luz y calor.*

*El agua será el carbón del futuro.*

*Julio Verne*

*"La isla misteriosa" (1874)*



# PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE REFORMADO DE BIOMETANO

**Autor: Ameztoy Muñoz, Marcela.**

Directores: Linares Hurtado, José Ignacio; Moratilla Soria, Beatriz Yolanda

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto se analizarán los problemas que conlleva la acumulación de residuos sólidos urbanos en los vertederos y el estudio de los beneficios que tiene evitar que acaben ahí. Esto se conseguiría utilizando su fracción orgánica para generar biogás, que mediante procesos de acondicionamiento, limpieza y mejora se puede transformar en biometano. Se estudiarán los costes de producción e inversión que conlleva producir hidrógeno a partir de dicho biometano, obteniendo finalmente un vector energético que puede aportar flexibilidad y seguridad al sector energético.

**Palabras clave:** Biogás, Hidrógeno, Reformado, SMR, digestión anaerobia, biometano, Energía, GEI, LCOH.

### 1. Introducción: Estado de la cuestión, motivación y objetivos.

La realidad es que la forma de consumir energía ha ido cambiando desde los comienzos de la revolución industrial hasta la actualidad.

En la era preindustrial, la mayoría de la energía consumida provenía de la combustión de la madera, aunque también se utilizaban los molinos hidráulicos como fuentes naturales de energía. Con la aparición de la máquina de vapor se da lugar al carbón, combustible estandarte de la primera revolución industrial. Este combustible fósil lideró el crecimiento industrial hasta mediados del siglo XX, acompañado desde entonces por el petróleo y el gas natural.

Fue en los años 70, con la crisis del petróleo, cuando se impulsaron las energías renovables por dos motivos: como alternativas para la independencia frente a los estados petroleros y como resultado de movimientos ecologistas ante la contaminación. [1]

Desde entonces, la constante preocupación por la contaminación y la emisión de gases de efecto invernadero ha acompañado a la humanidad hasta la actualidad, ya que es una realidad y cada día son más remarcables las consecuencias y las huellas que van dejando a nivel mundial: incremento de temperaturas, destrucción de ecosistemas que provoca la desaparición de fauna y flora, problemas de salud, etc.

Una de las pautas claves para cuidar el planeta, y que puede aplicarse a cualquier problema medioambiental es la regla de las tres erres: reducir, reutilizar y reciclar. Es importante el orden.

Actualmente existe un grave problema con la acumulación de basura, con su mala gestión y la falta de espacio para depositarla. La problemática de los residuos empezó a tener lugar con el desarrollo moderno y social, y cada año se agrava más. Las principales

causas de esta situación son la creciente urbanización, el rápido crecimiento demográfico y el uso de bienes materiales de pocos usos y deterioro rápido.

En este proyecto se propone revalorizar la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos mediante la producción de biogás, que una vez convertido en biometano se emplea para la producción de hidrógeno neutro en carbono, pudiendo incluso producir emisiones negativas de CO<sub>2</sub> si éste es capturado. Se trata, por tanto, de proponer una alternativa a la electrólisis para producir hidrógeno renovable, de forma que parafraseando a Julio Verne: “La basura, convertida en biometano y éste en hidrógeno, será el combustible del futuro”.

## 2. Definición del Proyecto y Metodología.

Se comenzará evaluando las actuales problemáticas del cambio climático y sus consecuencias, llegando a la idea de la necesidad de desarrollo de nuevas tecnologías limpias. Viendo que el problema de la mala gestión de residuos y su acumulación contribuye a los gases de efecto invernadero (GEI), se comenta y se estudia la opción de aprovechar los residuos sólidos urbanos para generar energía limpia. De esta forma se emplea el concepto de economía circular para el inagotable acceso a energía, además de suponer también una manera de aportar seguridad e independencia energética.

El biogás producido a partir de la fracción orgánica de estos residuos mediante su digestión anaerobia se puede emplear para múltiples usos, aunque a lo largo de este proyecto se priorizará su transformación a biometano mediante procesos de limpieza y mejora (*upgrading*). Dependiendo de la procedencia de los residuos empleados para producir el biogás, se obtendrá mejor calidad de biometano o peor, ya que el biogás consiste en una mezcla de principalmente CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>. El biometano obtenido se someterá a un proceso de reformado del que se obtendrá hidrógeno. Para este proceso de reformado se estudiará el caso de incorporar una unidad de captura de dióxido de carbono, de forma que las emisiones del proceso total serían negativas debido al carácter biogénico del CO<sub>2</sub> producido. El hidrógeno producido a partir de biometano sin captura de CO<sub>2</sub> se puede considerar neutro en carbono, obtenido a partir de fuentes renovables, por lo que se tendría el calificativo de “verde”. Al llevar a cabo la captura de CO<sub>2</sub>, asociada al color azul, se estaría retirando el azul del verde, con lo que se obtendría amarillo, motivo por el que se ha denominado “**hidrógeno dorado**” al obtenido a partir de biometano con captura de CO<sub>2</sub>.

Para deducir los costes finales se parte de la idea de la cantidad media de residuos que genera una persona en un año, de forma que se pueda obtener esta cantidad en función de la población y calcular su fracción orgánica que suele ser el 60%, como se verá más adelante. Posteriormente se obtiene la cantidad de biogás y biometano, dando lugar finalmente a las toneladas de H<sub>2</sub> producidas al año. Teniendo la cantidad de hidrógeno producida, se procede a calcular los costes normalizados de biogás, de upgrading, mantenimiento, inversión y ahorro de emisiones de dióxido de carbono en el caso que se capture. Para estos costes se parte de un dato inicial que es el coste de cada proceso ya sea constante como el caso del biogás o del mantenimiento, variable en función del tamaño de producción como el coste de inversión o variable en función de la población como el caso de upgrading. Se normalizan dividiendo entre los kilogramos producidos de H<sub>2</sub> y se aplica la amortización y los correspondientes índices de actualización para obtener así el coste normalizado (LCOH).

### 3. Resultados

La Figura R1 resume los costes obtenidos con el procedimiento propuesto frente a varios escenarios de electrólisis. El hidrógeno producido a partir de biometano es algo inferior que el generado por electrólisis, salvo en el caso del largo plazo, cuando el precio del pool sea suficientemente bajo (del orden de 25 €/MWh). Esta ventaja económica se acrecienta en el caso de realizar captura de CO<sub>2</sub> (hidrógeno dorado) debido a que ésta supone una reducción del coste (emisiones negativas) de 1 €/kg de hidrógeno producido.

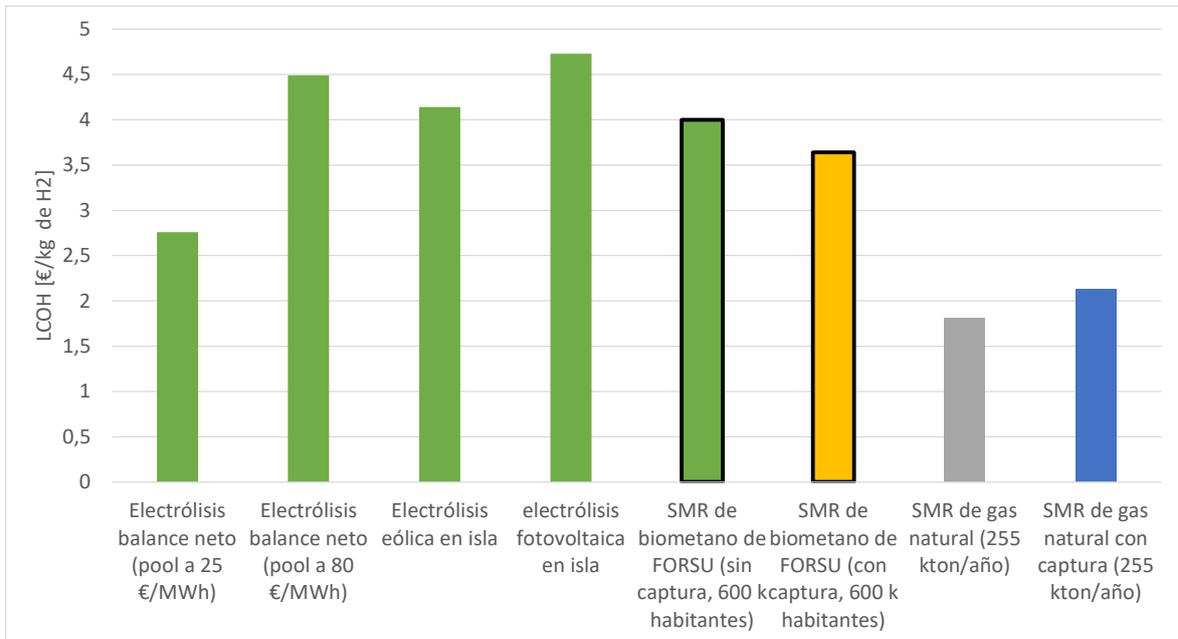


Figura R1: Comparación de costes con electrólisis y SMR (desde biometano y gas natural). Elaboración propia.

Es en la captura del CO<sub>2</sub> producido por este procedimiento donde radica el interés del hidrógeno dorado. El proceso global se puede entender como un proceso de captura del CO<sub>2</sub> del ambiente por parte de las plantas que terminan siendo FORSU, tras el que se produce hidrógeno y CO<sub>2</sub>, que al ser retirado de la corriente de gases es, en términos globales, retirado del ambiente. Por tanto, el sistema propuesto permite retirar CO<sub>2</sub> del ambiente (hasta 9 kg de CO<sub>2</sub> por cada kg de hidrógeno producido) produciendo además hidrógeno y reduciendo el volumen de residuos a gestionar en el vertedero, siendo así un perfecto ejemplo de economía circular.

Aun no siendo el núcleo principal del proyecto, se ha valorado el potencial de uso del hidrógeno autoproducido en una población a partir de sus residuos, encontrándose una producción de hasta 4 kg de hidrógeno al año por habitante, suficiente para mover todo el parque de autobuses de la ciudad de Madrid, si éstos fuesen todos de pila de combustible.

### 4. Conclusiones

De los resultados del presente proyecto se concluye que el hidrógeno dorado:

- Presenta un elevado potencial para su aplicación al transporte público urbano.
- Presenta un menor coste que el coste del hidrógeno verde convencional.

- Cada kg de hidrógeno producido así permite retirar hasta 9 kg de CO<sub>2</sub> de la atmósfera.

## 5. Referencias

- [1] Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Naturgy.

# **HYDROGEN PRODUCTION FROM BIOMETHANE REFORMING**

**Author: Ameztoy Muñoz, Marcela.**

Supervisors: Linares Hurtado, José Ignacio; Moratilla Soria, Beatriz Yolanda

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This project will analyse the problems caused by the accumulation of solid urban waste in landfills and the study of the benefits of preventing it from ending up there. This would be achieved by using its organic fraction to generate biogas, which through conditioning, cleaning, and upgrading processes can be transformed into biomethane. The production and investment costs involved in producing hydrogen from this biomethane will be studied, finally obtaining an energy vector that can provide flexibility and security to the energy sector.

**Keywords:** Biogas, Hydrogen, Reforming, SMR, anaerobic digestion, biomethane, Energy, GHG, LCOH.

## **1. Introduction**

The way energy is consumed has been changing from the beginning of the industrial revolution to the present day.

In the pre-industrial era, most of the energy consumed came from wood combustion, although water mills were also used as natural sources of energy. The advent of the steam engine gave rise to coal, the flagship fuel of the first industrial revolution. This fossil fuel led industrial growth until the middle of the 20th century, accompanied since then by oil and natural gas.

It was in the 1970s, with the oil crisis, that renewable energies were promoted for two reasons: as alternatives for independence from the oil states and as a result of environmental movements in the face of pollution. [1]

Since then, the constant concern about pollution and the emission of greenhouse gases has accompanied humanity up to the present day, as it is a reality and every day the consequences and the traces they are leaving on a global scale are more and more noticeable: increased temperatures, destruction of ecosystems that causes the disappearance of fauna and flora, health problems, etc.

One of the key guidelines for caring for the planet, which can be applied to any environmental problem, is the rule of the three Rs: reduce, reuse and recycle. Order is important.

Currently there is a serious problem with the accumulation of waste, with its mismanagement and the lack of space to dispose of it. The waste problem started to occur with modern and social development, and it is getting worse every year. The main causes of this situation are increasing urbanization, rapid population growth and the use of material goods with few uses and rapid deterioration.

This project proposes the revaluation of the organic fraction of solid urban waste through the production of biogas, which, once converted into biomethane, is used for the production of carbon-neutral hydrogen and can even produce negative CO<sub>2</sub> emissions if it is captured. It is therefore a question of proposing an alternative to electrolysis to produce renewable hydrogen, so that, to paraphrase Jules Verne: "Waste, converted into biomethane and this into hydrogen, will be the fuel of the future".

## **2. Methodology**

We will begin by evaluating the current problems of climate change and its consequences, arriving at the idea of the need to develop new clean technologies. Seeing that the problem of poor waste management and its accumulation contributes to GHGs, the option of using solid urban waste to generate clean energy is discussed and studied. In this way, the concept of circular economy is used for the inexhaustible access to energy, as well as being a way to provide energy security and independence.

The biogas produced from the organic fraction of this waste through anaerobic digestion can be used for multiple purposes, although throughout this project priority will be given to its transformation into biomethane through cleaning and upgrading processes. Depending on the origin of the waste used to produce the biogas, better or worse quality biomethane will be obtained, as biogas consists of a mixture of mainly CH<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub>. The biomethane obtained will undergo a reforming process from which it will come out as hydrogen. For this reforming process, the case of incorporating a carbon dioxide capture unit will be considered, so that the emissions from the total process would be negative due to the biogenic character of the CO<sub>2</sub> produced. The hydrogen produced from biomethane without CO<sub>2</sub> capture can be considered carbon neutral, obtained from renewable sources, and would therefore be classified as "green". When CO<sub>2</sub> capture is carried out, associated with the blue color, the blue would be removed from the green, which would result in yellow, which is why the hydrogen obtained from biomethane with CO<sub>2</sub> capture has been called "golden hydrogen".

In order to deduce the final costs, we start from the idea of the amount of waste generated by a person in a year, so that we can obtain this amount according to the population and calculate its organic fraction, which is usually 60% as we will see later on. Subsequently, the amount of biogas and biomethane is obtained, finally giving rise to the tonnes of H<sub>2</sub> produced per year. Once the amount of hydrogen produced is known, the normalised costs of biogas, upgrading, maintenance, investment, and carbon dioxide emission savings(if captured) are calculated. These costs are based on the initial data, which is the cost of each process, whether it is constant, as in the case of biogas or maintenance, variable depending on the size of production, such as the investment cost, or variable depending on the population, as in the case of upgrading. These are normalised by dividing by the kilograms of H<sub>2</sub> produced and depreciation and the corresponding discount rates are applied to obtain the normalised cost (LCOH).

## **3. Results**

Figure R1 summarises the costs obtained with the proposed procedure versus various electrolysis scenarios. The hydrogen produced from biomethane is somewhat lower than that generated by electrolysis, except in the long-term case, when the pool price is sufficiently low (in the order of €25/MWh). This economic advantage is increased in the case of CO<sub>2</sub> capture (golden hydrogen) because it results in a cost reduction (negative emissions) of €1/kg of hydrogen produced.

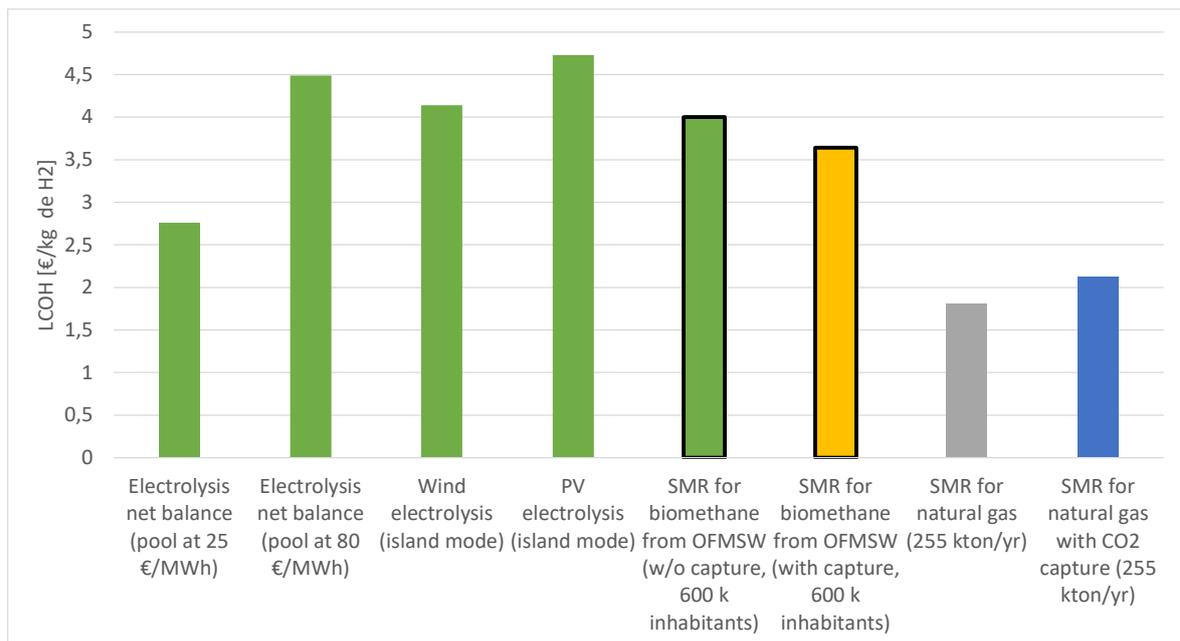


Figure R1: Costs comparison with electrolysis and SMR (from biomethane and natural gas). Own elaboration.

It is in the capture of the CO<sub>2</sub> produced by this process that the interest of golden hydrogen lies. The overall process can be understood as a process of capturing CO<sub>2</sub> from the environment by the plants that end up as FORSU, after which hydrogen and CO<sub>2</sub> are produced, which when removed from the gas stream is, in global terms, removed from the environment. Therefore, the proposed system allows CO<sub>2</sub> to be removed from the environment (up to 9 kg of CO<sub>2</sub> for every kg of hydrogen produced) while also producing hydrogen and reducing the volume of waste to be managed in the landfill, thus being a perfect example of circular economy.

Although it is not the main core of the project, the potential use of hydrogen self-produced in a population from its waste has been assessed, finding a production of up to 4 kg of hydrogen per year per inhabitant, enough to move the entire fleet of buses in the city of Madrid, if they were all fuel cell buses.

#### 4. Conclusions

The recovery of the organic fraction of the waste generated every day is not only a solution for the improvement of waste management, but also an economic alternative to electrolysis, the costs of which are currently very high.

From the results of this project it is concluded that golden hydrogen:

- It has a high potential for application in urban public transport.
- It has a lower cost than conventional green hydrogen.
- Each kg of hydrogen produced in this way allows up to 9 kg of CO<sub>2</sub> to be removed from the atmosphere.

## 5. References

[1] Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Hydrogen. Energy vector of a decarbonised economy. Naturgy.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción</b> .....	<b>4</b>
1.1 Planteamiento del problema y motivación del proyecto .....	4
1.2 Objetivos .....	10
<b>Capítulo 2. Estado del Arte</b> .....	<b>11</b>
2.1 El hidrógeno .....	11
2.1.1 Vector hidrógeno .....	16
2.1.2 Hoja de ruta del hidrógeno .....	19
2.1.3 Cadena de valor del hidrógeno .....	25
2.1.4 Electrólisis .....	34
2.2 Biogás.....	36
2.2.1 Situación del biogás en Europa y España: .....	37
2.2.2 Composición .....	42
2.2.3 Digestión anaerobia .....	44
2.2.4 Vertederos como fuentes de biogás .....	49
2.2.5 Otras fuentes de biogás .....	52
2.2.6 Aplicaciones del biogás .....	53
2.2.7 Ventajas del biogás.....	56
2.3 Conversión de biogás a biometano.....	58
2.3.1 Limpieza de las impurezas y acondicionamiento del biogás.....	59
2.3.2 Enriquecimiento de biogás o Upgrading.....	62
2.4 Producción de hidrógeno a partir de biometano .....	69
2.4.1 Procesos de reformado.....	70
2.4.2 Pirólisis y Gasificación .....	82
<b>Capítulo 3. Metodología</b> .....	<b>83</b>
3.1 Contexto .....	83
3.2 Coste normalizado .....	84
3.3 Inversiones .....	94
<b>Capítulo 4. Resultados</b> .....	<b>99</b>
4.1 Potencial de generación de hidrógeno.....	99

---

4.1.1 FORSU .....	100
4.1.2 LFG .....	102
4.1.3 EDAR.....	103
4.2 Costes de la producción de hidrógeno dorado.....	106
4.3 Potencial del hidrógeno producido a partir de biometano en el transporte público .....	116
<b>Capítulo 5. Conclusiones.....</b>	<b>119</b>
<b>Capítulo 6. Referencias .....</b>	<b>121</b>
<b>ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS .....</b>	<b>125</b>
Energía asequible y no contaminante.....	125
Producción y consumo responsables .....	125
Acción por el clima.....	126
Salud y bienestar .....	126



## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Resulta interesante empezar esta introducción citando unas líneas premonitorias y anunciadoras del estudio *Técnica y Civilización* de Lewis Mumford en 1934 “Ya ahora se puede vislumbrar en el porvenir el día en que los gases tóxicos y los desechos aterronados, (...), puedan ser convertidos por la inteligencia y la cooperación social para usos más vitales.” Esta cita demuestra que se preveía un cambio en el desarrollo sostenible mediante la economía circular y la evolución de las técnicas y la cultura.

### ***1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

De la misma forma, muchas décadas antes Julio Verne recogía en su novela *La Isla Misteriosa* de 1874 unas palabras premonitorias que son merecedoras de atención: “Creo que un día el agua será un carburante, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen, utilizados solos o conjuntamente proporcionarán una fuente inagotable de energía y de luz, con una intensidad que el carbón no puede; dado que las reservas de carbón se agotarán, nos calentaremos gracias al agua. El agua será el carbón del futuro”.

Puede que lo que llevara a este autor a pensar eso es que el hidrógeno es el elemento más abundante en la Tierra y está presente hasta en las estrellas y cuerpos celestes gaseosos. Por desgracia este elemento no se encuentra de forma libre en la Tierra. Es por esto por lo que se dio la necesidad de desarrollar tecnologías que puedan separar el hidrogeno de los compuestos eficientemente. Dicha cita de Julio Verne sólo tiene sentido en la aplicación de la electrólisis, ya que es la tecnología que emplea el agua para obtener oxígeno e hidrógeno por separado. Generalmente, la producción de hidrógeno verde se entiende a través de la

electrólisis mediante fuentes renovables, normalmente eólica y fotovoltaica. Esta tecnología presenta altos costes por el momento.

Actualmente, muchos países están adoptando objetivos de ser neutros en emisiones de dióxido de carbono, ya que la contaminación supone un gran problema para la sociedad, provocando un agravamiento del cambio climático y aumentando los riesgos y consecuencias que trae consigo. Con esto aumenta la necesidad de actuación del hidrógeno, pero como se verá más adelante, no todos los tipos de hidrógeno son compatibles con la sostenibilidad y la descarbonización. Es el hidrógeno verde el que supone un pilar clave para descarbonizar muchos sectores y para perseguir la sostenibilidad. La motivación del presente proyecto es evaluar la viabilidad de producir hidrógeno neutro en carbono a partir del reformado con vapor de agua de biometano, como procedimiento alternativo a la electrólisis. La razón para perseguir esta alternativa es el alto coste que actualmente supone la producción de hidrógeno mediante la electrólisis.

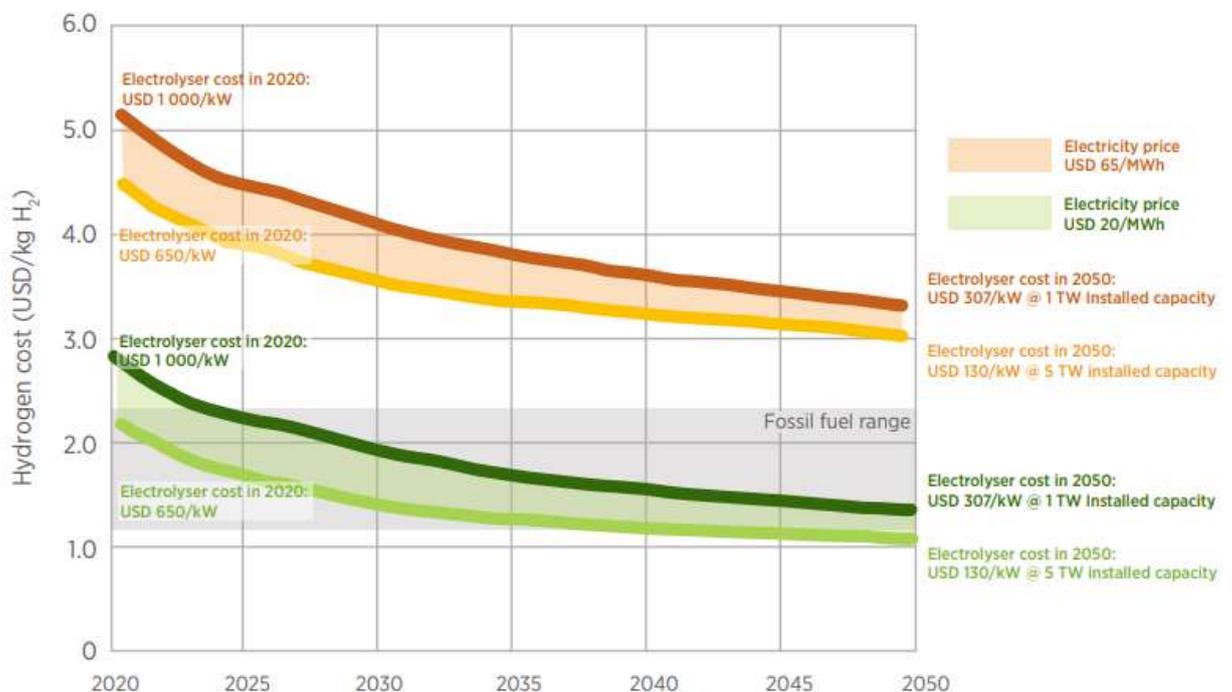


Figura 1: Coste de producción de hidrógeno verde en función del desarrollo de la electrólisis. Fuente: (IRENA, 2020)

La Figura 1 muestra el coste del hidrógeno verde en función del despliegue del electrolizador, utilizando un precio medio de la electricidad (65 USD/MWh) y uno bajo (20 USD/MWh), constantes durante el periodo 2020-2050. La eficiencia a una capacidad nominal es del 65% en 2020 (con un consumo de 51,2 kWh/kg de H<sub>2</sub>), y del 76% en 2050 (43,8 kWh/ kg de H<sub>2</sub>), teniendo en cuenta una tasa de descuento del 8% y una vida útil del electrolizador de 80.000 horas. El coste de inversión del electrolizador es de entre 650 y 1000 USD por cada kW en 2020, llegando a reducirse hasta alcanzar los 130-307 USD por kilovatio en 2050 gracias a la capacidad desplegada de entre 1 y 5 TW. (IRENA, 2020)

La producción de hidrógeno a partir de biometano de residuos puede reducir los costes a corto plazo de dicha producción, aprovechando la madurez de la tecnología de reformado con vapor de agua (SMR) de gas natural. Se reemplazaría el gas natural por biometano para obtener hidrógeno limpio, mediante la digestión anaeróbica de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos que genera la población. De esta forma, mientras los costes de la electrólisis se reducen, se tendría una alternativa para producir hidrógeno.

Además, la actual tendencia a comprar, consumir y tirar sin conciencia es una sucesión de acciones que tiene graves consecuencias en el planeta y en la humanidad como ya se ha mencionado. El exceso de residuos generados debe ser gestionado correctamente para que no tengan efectos perjudiciales ni para la salud ni para el medioambiente, y si además de controlarlos y tratarlos se puede sacar energía de ellos, se formaría una economía circular a partir de los mismos. Esto pasaría de ser un problema a una ventaja.

Para alcanzar la transición de una economía circular se ha de contar con una tecnología con la que se puedan aprovechar y exprimir el máximo valor de los residuos que normalmente se desperdiciarían. Con esto se ofrece la ventaja tanto ambiental como económica mientras se evitan emisiones GEI, al producir un combustible neutro en carbono a partir de biogás aprovechado de los residuos sólidos urbanos.

Al proceso de utilizar los residuos para producir energía se le llama valorización, mediante el traslado de los residuos a plantas de producción de biogás y a instalaciones de biometanización. Este proceso forma parte del concepto mencionado anteriormente de

economía circular, mediante el cual se aprovecha lo que se tiene en vez de utilizar productos nuevos, un mal hábito que cuesta el bienestar del conjunto de la humanidad y del planeta.

En el caso de los residuos orgánicos, o la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, que suponen una alta proporción de la basura generada en hogares y sitios cotidianos, se utilizan para la producción de biogás, que tiene el mismo valor que un combustible para vehículos o para la electricidad y la calefacción. A lo largo del presente proyecto se verán las propiedades de este gas y sus aplicaciones.

En cualquier caso, se ha de respetar siempre la regla de las tres erres: reducir, reutilizar y reciclar. Como ejemplo para ilustrar la importancia del orden de las tres normas, se sabe que fabricar papel a partir de papel usado requiere mucha menos energía.

Otro gran factor del empeoramiento del medio ambiente son la generación y aglomeración de basura y residuos sólidos urbanos, como resultado directo de los sistemas de producción y patrones de sobreconsumo que la sociedad tiene actualmente.

Los residuos generados ocasionan un daño para el medio ambiente a nivel mundial, además de suponer un gran gasto social y económico para los gobiernos. Es por esto por lo que el tema de la basura y su eliminación se ha ido convirtiendo globalmente en un tema crucial y de vital importancia.

Aunque la lógica de la sostenibilidad se base en priorizar la reducción, la reutilización y el reciclaje de los residuos, se ha de contemplar su valorización para evitar que estos acaben en un vertedero provocando una grave acumulación. Muchas veces la capacidad de los vertederos llega al borde de su vida útil y alcanza un punto de saturación, y es aquí cuando el problema se agrava, al no tomar medidas técnicas adaptadas para reducir la cantidad de residuos que llegan. Los problemas y consecuencias de la mala gestión de vertederos son varios, como la generación de gases y lixiviados producto de la descomposición microbiana, la migración de estos gases fuera de los límites del recinto y su liberación al medio ambiente y a la atmósfera, que plantean graves problemas medioambientales. Además de los riesgos potenciales para la salud, estos problemas incluyen, entre otros, riesgos tanto de incendios

como de explosiones, daños a la vegetación cercana, olores desagradables, contaminación de las aguas subterráneas y del aire y calentamiento global. Con el aprovechamiento de los residuos para la producción final de hidrógeno se mitigarían estos problemas, al evitar la acumulación y la mala gestión de los mismos.

Según pasan los años y aumentan las rentas y se incrementa el desarrollo industrial en los distintos países, los residuos generados van creciendo de forma exponencial, y más aún si se incrementa el patrón de consumo de los habitantes de usar y tirar, relacionado tanto con los precios competitivos y reducidos de los bienes estándares, la durabilidad cada vez más mermada de los distintos productos, el aumento del uso de comida para llevar y el envasado en general, además de descuidar y dejar de lado comportamientos de reutilización y reparación de productos. Por ilustrar el problema, en La Comunidad de Madrid durante la última década la población aumentó en un 3,5%, mientras que la ratio de generación de RSU por habitante y al día aumentó en un 44,5% (Ciencia, 2019).

Ante el mencionado aumento incesante de residuos, surge una conciencia más preocupada por la escasez de recursos que cada vez es más evidente, y que ha provocado una necesidad de impulsar cambios en la gestión de los residuos, priorizando su reducción. Las legislaciones europeas, además de las nacionales, obligan a dar prioridad a que se prevengan los residuos, a reutilizarlos si ya se han generado y a reciclarlos, destacando también la importancia de su valorización energética. Esto se debe a la presión que supone el consumo excesivo sobre los recursos naturales que forman la Tierra, ya que entre la población está consumiendo la cantidad de casi dos veces nuestro planeta para satisfacer sus actuales necesidades (Ayuntamiento de Madrid, 2018).

Desde un enfoque técnico se podría encontrar solución aplicando los distintos principios de la economía circular de una forma estrictamente coordinada y reglada, y aportando las inversiones suficientes.

Cuando se habla de residuo se refiere a cualquier producto que procede de un proceso de utilización, transformación o extracción y que es carente de valor para el que lo posee, por lo que se desean abandonar. Estos residuos se dividen según varios criterios: según su estado

físico se pueden dividir en sólidos, líquidos o gaseosos, según su procedencia pueden ser clasificados como industriales, agrícolas, sanitarios o residuos sólidos urbanos. En el aprovechamiento de estos últimos se centrará el presente proyecto, definiéndose como los residuos generados en domicilios particulares, comercios y servicios y oficinas. Además, los residuos se pueden clasificar también según su peligrosidad (residuos tóxicos, peligrosos, radioactivos o inertes), aunque en lo que se refiere al marco legal se suelen clasificar por la Ley de Residuos en residuos urbanos y residuos peligrosos.

Como se ha mencionado anteriormente, es posible producir un hidrógeno neutro en carbono procedente de biometano. Para ello, se puede emplear la tecnología SMR que está dotada de gran madurez con el fin de reducir los costes de producción hasta que los costes de la electrólisis se reduzcan. Para la producción de hidrógeno como materia prima en ciertas industrias, se emplea el proceso SMR a gran escala a partir de gas natural. Es por esto por lo que se considera una tecnología madura, que además se podría considerar neutra en carbono si en vez de usar gas natural se utiliza biometano; dicho hidrógeno resultante se consideraría verde por ser el carbono generado de tipo biogénico. Al igual que el hidrógeno gris se convierte en azul al llevar a cabo captura de dióxido de carbono, se puede razonar que el hidrógeno verde se convierte en amarillo si a este se le retira la componente azul, capturando de la misma manera el CO<sub>2</sub>. Aunque no existe un consenso, el color amarillo se suele reservar para el hidrógeno procedente de la mezcla eléctrica (a veces también de electricidad sólo nuclear), por lo que se propone el color “dorado” al hidrógeno procedente del proceso SMR a partir de biometano con captura de CO<sub>2</sub>, que ya no sería neutro en carbono, sino que tendría emisiones negativas.

## ***1.2 OBJETIVOS***

A lo largo del presente proyecto se evaluará el recurso para producir hidrógeno limpio a partir de diferentes fuentes de residuos con gran proporción de materia orgánica. A su vez, se harán evaluaciones preliminares del empleo de este tipo de hidrógeno en el sector residencial y transporte.

Con el fin de visualizar la viabilidad de dichas producciones se obtendrán los costes normalizados del hidrógeno verde a partir de biometano y del hidrógeno dorado (captura de dióxido de carbono sobre el hidrógeno verde). Para ello, primero se expondrán los componentes del coste normalizado de la producción de hidrógeno, que serán el coste de biogás, el coste de *upgrading*, mantenimiento, inversiones y ahorro de emisiones en el caso de incorporar el proceso de captura. Dichos costes se realizarán para varios orígenes del biogás: fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU) o lodos de depuradora (EDAR), comparándose la metodología obtenida con el caso de emplear gas natural para así valorar la viabilidad de los resultados (al ser el coste del hidrógeno gris conocido). Seguido de la explicación de dichos costes se expondrán los análisis de inversiones tanto para el caso de hidrógeno verde como dorado. Por último, para el estudio económico, se expondrán todos los resultados de forma que se puedan comparar unos procesos con otros.

De la misma manera se obtendrán ciertas estimaciones preliminares de la cobertura de la demanda de la población que genera los residuos fuente con el hidrógeno verde o dorado que se produce.

## Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 EL HIDRÓGENO

A la hora de plantear objetivos a largo plazo y estrategias en el sector energético, cada país persigue el siguiente trilema energético: que su energía tenga un coste competitivo, que su energía sea sostenible, y tener seguridad energética (en suministro energético).

Hoy en día el primer punto se cumple: existe un precio asumible. Con respecto al segundo punto la sostenibilidad queda bastante descartada. El tercer punto lo llevan a cabo por medio de acuerdos y pactos internacionales con países productores, que son pocos. En el plan español se insiste en la importancia de la descarbonización del sistema energético como elemento central sobre el que desarrollar la transición. Y uno de los puntos destacados que aparece en varios de los ejes a seguir es el hidrógeno renovable (bajo en emisiones de CO<sub>2</sub>), como vector energético con gran potencial.

El hidrógeno es el elemento más abundante en la Tierra y está presente hasta en las estrellas y cuerpos gaseosos. Por desgracia, no se encuentra de forma libre. Es por esto por lo que se dio la necesidad de desarrollar tecnologías que puedan separar el hidrogeno de los compuestos eficientemente. Este elemento supone un pilar clave para descarbonizar muchos sectores y para perseguir la sostenibilidad, ya que la contaminación supone un gran problema para la sociedad, provocando un agravamiento del cambio climático y aumentando los riesgos y consecuencias que trae consigo.

Se habla del hidrógeno no como fuente de energía en sí misma, sino como vector energético, ya que es un gas que se debe de “fabricar”, tras lo que puede utilizarse para almacenar y transportar energía, llegando así a muchos puntos de la cadena de valor de los sistemas energéticos.

Se le augura un futuro muy prometedor para la descarbonización de la sociedad siempre y cuando venga de fuentes renovables, a lo que se suele denominar hidrógeno verde.

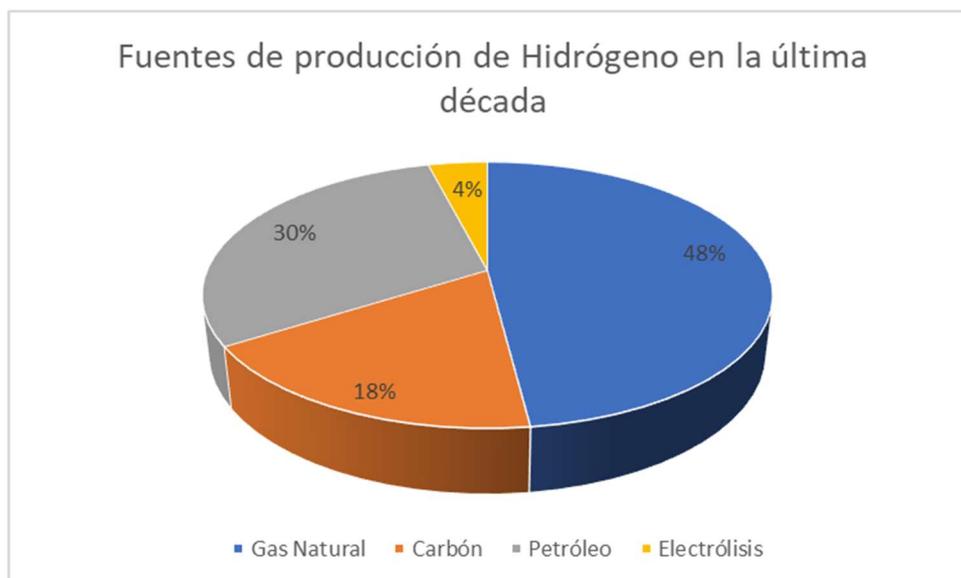
Este elemento tiene la ventaja de tener una densidad energética en masa muy alta (valor de energía por unidad de masa), mayor que otros combustibles ya existentes. Pero también tiene una baja densidad energética en volumen al ser un gas muy ligero ( $0,09 \text{ kg/Nm}^3$ ). Esto lo que impide es poder almacenar en un volumen normal una gran cantidad másica. Por tanto, para obtener una cantidad considerable de hidrógeno en un volumen razonable se puede comprimir y licuar, aunque para ello se necesita una energía adicional necesaria con la que hay que contar.

Densidad del hidrógeno gas	$0,0899 \text{ kg/Nm}^3$
Densidad del hidrógeno líquido	$70,9 \text{ kg/m}^3$
Densidad energética del hidrógeno gas	$10,8 \text{ MJ/Nm}^3$
Densidad energética del hidrógeno líquido	$8.495 \text{ MJ/m}^3$
Punto de ebullición	$-252,7^\circ\text{C}$
Poder calorífico superior	$285,8 \text{ kJ/mol}$
Incoloro, insípido e inodoro. Gas normalmente. Sólido, cúbico	
No es tóxico, ni contaminante, ni corrosivo, ni cancerígeno, ni radiactivo	
No es explosivo, ni tiene autoignición, ni se descompone	

*Tabla 2.1: Tabla propiedades Hidrógeno. Elaboración propia.*

El hidrógeno producido a partir de energías renovables implicaría dejar de extraer energía del subsuelo, y comenzar a extraerla del aire, del sol o del mar, y mientras que solo unos

pocos afortunados han tenido carbón, petróleo, o gas natural bajo sus países, son muchos (por no decir todos) los que tienen recursos renovables con los que poder producir sus propios combustibles como el hidrogeno, por lo que se dotaría a los países de cierta independencia energética. Esta es una de las razones por las que muchos países y regiones apuestan muy fuerte por el hidrogeno, como Europa, que tiene una clara dependencia de Rusia o EE. UU. Desgraciadamente, la realidad es que para producir este compuesto se han usado combustibles fósiles casi siempre, los que han sido responsables de unas emisiones de CO<sub>2</sub> de alrededor de 830 millones de toneladas anuales. De acuerdo con la IEA, actualmente el reformado de gas natural supone un 48% aproximadamente de la producción mundial de hidrógeno, el 30% producido en el refino de petróleo, el 18% a partir del carbón y 4% de forma renovable a partir del agua (electrólisis).



*Figura 2: Fuentes de producción de Hidrógeno. Elaboración propia*

Para cumplir el objetivo descarbonizar los sectores y ser neutros en emisiones usando el hidrógeno como herramienta, se ha de pensar en métodos de producción de hidrógeno que no sean contaminantes, ya que actualmente la mayoría de las fuentes empleadas para su obtención con combustibles fósiles, dejando así una huella indeseable en el planeta. Hay varios tipos de hidrógeno que se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. Hidrógeno Gris (el más barato), producido a partir de gas natural o carbón, que son muy contaminantes. Normalmente el color gris se asocia al hidrógeno a partir de gas natural y el marrón o negro al procedente del carbón.
2. Hidrógeno Azul (evolución del gris), que procede de los combustibles fósiles, pero incluye el uso de técnicas de captura de carbono, por lo que es menos perjudicial para el medio ambiente.
3. Hidrógeno Verde, que se produce a partir de fuentes de energías renovables (sin emisiones de CO<sub>2</sub>).

Actualmente, la gran mayoría de la producción de hidrógeno se realiza principalmente a partir de gas natural, es decir, hidrógeno gris. Este tipo se suele destinar posteriormente a usos industriales como la petroquímica, los fertilizantes o el amoníaco, implicando la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera de la Tierra. Por el contrario, la cuota de producción de hidrógeno azul y verde es muy limitada. Esta baja producción se debe fundamentalmente a su coste (entre 2,5 y 5,5 €/kg para el hidrógeno verde y en torno a 2 €/kg el azul), que no es competitivo comparado con el de origen fósil (1,5 €/kg) (ACENTO, 2020). Aun así, se prevé el cambio de este marco económico dado que la Unión Europea tiene como objetivo alcanzar la neutralidad en emisiones en 2050. Tanto es así que se estima un coste de entre 2 y 2,5 €/kg para el hidrógeno azul en 2030 y de entre 1,1 y 2,4 €/kg para el hidrógeno verde. Varios beneficios para 2050 provocados por estos avances son el aumento de la demanda anual de hidrógeno hasta un 18% del consumo energético final total (aproximadamente 10 veces más que actualmente), y la creación de 30 millones de puestos de trabajo a nivel mundial.

Cabe destacar que el hidrógeno azul no soluciona el problema de dependencia energética de otros países, pero, por el contrario, sí que contribuye a la descarbonización de los sectores industriales y producciones donde aplica. Es por esto último que la Estrategia del Hidrógeno Europea tiene pensado invertir entre 3.000 y 18.000 millones de euros de fondos públicos en hidrógeno azul durante sus primeros años de desarrollo del mercado. Este tipo de hidrógeno supone una tecnología tanto eficaz como conveniente para disponer de este vector

energético bajo en carbono a un precio competitivo en esta etapa inicial desde la que se inicia el camino hacia un mercado maduro que se base por completo en energías renovables.

En la actualidad, uno de los mayores contaminantes es el dióxido de carbono, siendo una de sus fuentes principales el sector eléctrico, con un 60-70% de las emisiones mundiales (Ramos, 2020). El sector transporte también lo sigue de cerca, y como herramienta para la descarbonización de estas industrias se propone el hidrógeno, que supone una alternativa limpia (en caso de venir de fuentes renovables, que es lo que hoy llamamos Hidrógeno verde) y debido a su versatilidad tiene cabida en muchos sectores. El hidrógeno puede ser transportado por tuberías y conductos en forma de gas o por barcos en estado líquido, parecido al gas natural licuado. Al ser vector energético también puede transformarse en electricidad y metano para alimentar a industrias y a hogares o como combustible en transporte (FuturENERGY, 2019). Una gran ventaja que tiene este gas es que sirve también para almacenar energía de forma estacional.

Aunque se pueda utilizar hidrogeno como combustible limpio o para la electricidad, éste ha de ser producido a partir de otro compuesto como el agua o el metano, y para ello se requiere aplicar cierta energía (renovable en el caso del hidrógeno verde). En este trabajo se desarrolla la idea de sustituir el gas natural consumido en la obtención del hidrógeno gris por biometano, produciéndose así hidrógeno verde sin necesidad de recurrir a la electrólisis y sacando ventaja de la madurez del proceso SMR para obtener actualmente el hidrógeno gris.

El biogás se puede conseguir de los vertederos, a partir del proceso de digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU). Este biogás está compuesto de metano, dióxido de carbono, y distintas trazas de otros compuestos.

Para conseguir biometano, en primer lugar hay que tener en cuenta las etapas de acondicionamiento necesarias: comienza cuando el biogás se somete a una etapa de limpieza para eliminar los contaminantes de este gas. Esta etapa va seguida de un proceso de enriquecimiento llamado *upgrading*, donde se separa el dióxido de carbono de la corriente de gas ya acondicionado de los otros gases. El metano resultante es apto para la inyección a

la red de gas natural (Morante et al., 2020), o en el caso del presente proyecto para reemplazar el gas natural para producir hidrógeno.

### 2.1.1 VECTOR HIDRÓGENO

El término de vector energético es aplicable a aquellos elementos, dispositivos o sustancias que pueden almacenar cierta energía, de forma que, de manera controlada, se pueda liberar dicha energía cuando se necesite. No son fuentes de energía primarias, y una de las diferencias que tienen es que los vectores energéticos han tenido que ser producidos o elaborados de alguna forma, de manera que se ha invertido cierta cantidad de energía previamente para su producción. Es como un peaje para que puedan aportar la ventaja de almacenar la energía.

Uno de los problemas que existen actualmente es que, aunque se implanten energías renovables, suelen ser energías intermitentes, difícilmente almacenables en grandes cantidades y no pueden utilizarse directamente para ciertos usos o sectores como el transporte, salvo que se despliegue la infraestructura del vehículo eléctrico. Aquí es donde entra en contexto el concepto de vector energético, que pone fin a los anteriores inconvenientes. Supondría también un sistema energético intermedio del que se puede hacer uso como nexo entre las fuentes de energía primaria y los diferentes sectores de consumo. El hidrógeno entonces representa una solución al problema de la disponibilidad de otras energías renovables como la eólica o la solar, ya que no se suele tener abundancia de viento ni de sol de forma constante a lo largo del año. También supone una propuesta para gestionar y almacenar los excedentes puntuales de estas energías.

En palabras de Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2): *“Al ser un vector de energía, facilitará la gestión estacional de la energía renovable; como en primavera-verano sobra y en otoño-invierno falta, hay que mover energía de abril a noviembre y de sur a norte. Eso no se logra con baterías, sino con electrolizadores, que la convierten en  $H_2$  que se almacena, y pilas de combustibles, que generan electricidad a partir del hidrógeno acumulado”*.

La realidad es que por medios convencionales no se puede almacenar electricidad para más de un día o dos, y siempre que se hable de almacenar grandes cantidades y en un gran periodo de tiempo, se puede recurrir a la hidráulica por bombeo, que es muy buena opción, pero hay muchas geografías en las que no se puede disponer de este recurso y ahí es cuando hay que pensar también en el hidrógeno, por ejemplo. Gracias al hidrógeno y a sus portadores se abriría un mercado en los que se puede transportar la energía entre distintas geografías como hoy se hace con el petróleo, el carbón o el gas natural, pero siendo en este caso energía renovable. Estos usos le dan al hidrogeno un valor incalculable, debido a que es un vector energético, del que se puede hacer uso como sistema intermediario, y presenta ciertas propiedades como ser fácilmente almacenable y transportable, limpio y no contaminante en el caso de provenir de fuentes limpias, que es el objetivo, puesto que, tras su obtención, su utilización no produce ningún tipo de contaminación. También supone cierta independencia de los recursos primarios y tiene multitud de aplicaciones en muchos sectores pudiendo ser más eficiente que los combustibles actuales.

El hidrógeno puede eliminar tensiones internacionales y dar muchas oportunidades a países que han estado relegados a un segundo plano. Gas de Argelia, petróleo de Nigeria, y algunos casos más que indican que se necesita energía nacional para que el dinero se quede en las empresas que hagan las inversiones en ese propio país. De esta forma se atrae industria, desarrollo y conocimiento.

La electricidad también es un claro ejemplo de vector energético, puesto que puede producirse a partir de cualquier tipo de energía, es utilizable en la mayoría de los casos de forma eficiente y versátil a nivel de consumo final (no obstante, para determinadas aplicaciones sería más conveniente o del todo necesario disponer de un combustible como en algunos tipos de transporte) y permite transportar la energía a través de la red eléctrica desde las centrales donde se produce hasta las cargas o consumidores. Cabe decir que la electricidad no es almacenable de una forma del todo eficiente y da lugar a ciertas pérdidas durante su transporte, por lo es lógico pensar que la electricidad no será el único vector energético en el futuro. La electricidad y el hidrógeno también pueden complementarse mutuamente (*UNED,2013*).

En el caso concreto del hidrógeno, que gracias a sus amplias proyecciones en diversas aplicaciones y sectores se ha convertido en el vector energético más de moda, es un portador de energía que se debe producir a partir de fuentes primarias. Esto se debe a que las moléculas de hidrógeno ( $H_2$ ), no se encuentran de forma libre en la Tierra y para generarlas se necesita una materia prima (moléculas que contengan hidrógeno) y energía (preferiblemente renovable) para separar el hidrógeno de las moléculas. Dado su carácter de vector energético, sólo puede ser considerado limpio si proviene a su vez de fuentes de energía limpias y renovables. En este proyecto, la materia prima en cuestión será biogás obtenido de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU). Tras varios procesos, el hidrógeno se tendrá que separar de la molécula de biometano.

La interconexión entre redes energéticas de gas y de electricidad y la disponibilidad de una red gasista que facilita el transporte del hidrógeno son motivos por los que se prevé un buen futuro a venir para este gas y un gran despliegue del mismo. Por estas razones, entre otras, el hidrógeno limpio o bajo en emisiones de dióxido de carbono es considerado como un pilar clave para la descarbonización de la economía y se incluye en distintos planes nacionales e internacionales como, por ejemplo, el Pacto Verde Europeo. (MITERD, 2020)

Con el objetivo de optimizar los planes de inversiones con respecto al desarrollo e instalación del hidrogeno en nuestra sociedad, se elaboran versiones actualizadas cada tres años de la hoja de ruta del hidrogeno, que cuentan con la evaluación de los progresos y consecución de los objetivos de la Visión 2030, el grado con el que se implantan las medidas y sus impactos cuantificados. Y es que, aunque existen avances tecnológicos que disminuyen los costes de producción y se prevén futuras mejoras que todavía se estudian, sigue siendo necesario investigar y estudiar nuevas tecnologías que permitan su implantación y comercialización, a la vez que la adaptación permanente a la evolución del mercado. La hoja de ruta del hidrógeno renovable en España tiene como objetivo posicionar al país como referente en aprovechamiento, producción y transporte de este gas, lo que requiere impulsar medidas específicas de actuación en el ámbito del hidrógeno y crear cadenas de valor competitivas e innovadoras que puedan contribuir a un suministro seguro y descarbonizado, centrándose sobre todo en los sectores donde la electrificación es difícil o inviable.

El hidrogeno verde es considerado por la Comisión Europea como una oportunidad tecnológica destacable y que supone la llave de la transición a 2050. Para ilustrar su importancia, se estima que el hidrógeno como vector energético deberá cubrir entre un 13% y un 14% de la demanda energética de la Unión Europea en 2050. (ACENTO, 2020).

Además, el hidrógeno limpio favorece la transición hacia un sector eléctrico basado en renovables y ofrece la posibilidad de descarbonizar sectores como la industria intensiva en energía y el transporte pesado, donde es prácticamente inviable la electrificación. Esto lo dota de cierta transversalidad y supone una oportunidad de desarrollo social y económicamente sostenible (MITERD, 2020). Su cualidad de vector energético le proporciona un potencial único como herramienta para el almacenamiento y transporte energético, además de la integración sectorial. Estas características lo hacen esencial para crear y fomentar un ambiente favorable para la oferta y demanda de energía renovable, en un marco donde se prioricen los proyectos de producción de hidrógeno renovable relacionados con el uso final de la industria, a la vez que los proyectos de movilidad sobre otros.

### **2.1.2 HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO**

La Hoja de Ruta del Hidrogeno Renovable es el resultado de la participación de diferentes entidades económicas, gobiernos y ciudadanos que han contribuido en especial mediante proyectos innovadores de diferentes etapas de la cadena de valor del hidrogeno limpio. La reactivación económica tras la pandemia y crisis nacional resultante del COVID-19, la incentivación de una economía circular y el reto actual demográfico son varios retos en los que este vector energético jugará el papel principal. Para ello, se fijan y estiman objetivos realistas y líneas de acción a nivel europeo y nacional.

Las políticas y objetivos comprendidos en la Hoja de Ruta van en línea con las actuaciones previstas a nivel europeo. Hay varias de estas políticas en las que destaca la importancia de la implantación del hidrógeno renovable: la Directiva 2018/2001 del 11 de diciembre de 2018 en la cual se fomenta el uso de fuentes renovables para generar energía y en la Iniciativa

del Hidrógeno lanzada en Linz en 2018 que declara que los países europeos confían en el potencial del hidrogeno verde en la descarbonización de varios sectores.

En la Estrategia Europea del Hidrógeno (EU Hydrogen Strategy) se proponen ciertas medidas para desarrollar el hidrogeno en los países europeos en ámbito de inversiones, regulaciones, desarrollos tecnológicos y mercados, red de infraestructuras y cooperación con otros países. Dicha estrategia respalda a través del hidrógeno el esfuerzo global para poner en práctica el Acuerdo de París y aspira a destinar 500.000 millones de euros para llegar a la neutralidad de carbono en 2050, siendo esto un componente clave del Plan de Recuperación Económico Europeo. (ACENTO, 2020)

En la Hoja de Ruta del Hidrógeno limpio (MITERD, 2020) se proponen medidas estratégicas que van en línea con los objetivos de despliegue del hidrogeno que se deberían alcanzar en 2030 y 2050. A continuación, se recogen los puntos más importantes de la Hoja de Ruta dependiendo de la industria o sector de actividad y desglosados en objetivos, beneficios y líneas de actuación. Se empezarán exponiendo los objetivos para el despliegue del Hidrógeno como vector para largo plazo para más tarde explicar las distintas líneas de actuación.

Los objetivos nacionales se enfocan tanto en la producción del hidrógeno, como en sus demandas o aplicaciones con mayor potencial. El objetivo para producción mediante electrólisis es de 4 GW de potencia instalada de aquí a 2030, con un hito intermedio en 2024 de entre 300 y 600 MW. En cuanto a la demanda, la podemos desglosar en los siguientes tres sectores con más importancia:

1. Industria, con la que se quiere contribuir a la demanda del hidrogeno limpio con un porcentaje mínimo del 25% respecto del total del hidrógeno consumido en 2030 tanto como fuente energética como materia prima.
2. Movilidad. En este sector se pretende alcanzar una cantidad de 150 a 200 autobuses de pila de combustible, además de entre 5000 a 7500 vehículos ligeros y pesados para el transporte de mercancías con pila de combustible. Para ello, se deberán

implantar una red de mínimo entre 100 y 150 hidrogenas distribuidas por todo el territorio nacional. También se pretende alcanzar el objetivo de dos líneas de trenes propulsados con hidrógeno tanto de media como larga distancia en vías que actualmente no están electrificadas. Por último, para este sector, se desea implantar maquinaria de *handling* que use pilas de combustible de hidrógeno renovable y cree puntos de suministro en los 5 primeros puertos y aeropuertos en términos de volumen de mercancía y pasajeros.

3. Almacenamiento. Para el almacenamiento de electricidad y/o aprovechamiento de las cantidades de energía renovables excedentes, se prevén proyectos comerciales de hidrógeno limpio que estarán operativos en 2030 (ACENTO, 2020).

Con los mencionados objetivos se pretende convertir a España en un exportador de hidrógeno renovable para el resto de Europa, tras alcanzar la madurez tecnológica de este vector energético y su expansión en aquellos sectores que todavía son difíciles de descarbonizar, y para los cuales otras alternativas renovables no son eficientes técnica o económicamente. Estos sectores son por ejemplo la aviación, el transporte marítimo (transporte pesado en general) y procesos energéticos a nivel industrial con altas temperaturas.

Como consecuencia de estos objetivos a 2030 se estiman los siguientes impactos positivos a nivel nacional:

1. En el ámbito económico se estiman unas inversiones de 8.900 M€ para poner en marcha proyectos de producción de hidrógeno limpio y para la generación eléctrica renovable asociada, además de las adaptaciones industriales y para la movilidad.
2. Como beneficio medioambiental se estima una reducción de emisiones en 4,6 Mton de dióxido de carbono en el período de 2030 a 2050.

Agrupándose en cuatro ámbitos de actuación (regulatorio, sectorial, transversal y de fomento de la I+D+i), se exponen un conjunto de medidas a aplicar en toda la cadena de valor del hidrógeno para incentivar su producción y uso renovable. Para ello, he tomado como fuente

y referencia el informe ACENTO “Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España” de 2020 así como la última hoja de ruta del Hidrógeno renovable del Gobierno de España.

1. Medidas e instrumentos regulatorios: Eliminar y simplificar administrativamente las barreras regulatorias sin reducir el nivel de protección medioambiental, modificando la clasificación de “actividad industrial” de la producción de hidrógeno verde ya que ésta tiene un reducido impacto ambiental con respecto al resto de procesos industriales. Asimismo, se menciona la creación de un sistema de Garantías de Origen para garantizar el uso de renovables para producir hidrógeno al igual que realizar ciertas exenciones fiscales e incentivos para estimular los proyectos de hidrógeno renovable frente al resto.
2. Medidas sectoriales: Se distinguen 3 sectores principales para clasificar las medidas.
  1. Industria: Se propone elaborar estrategias para descarbonizar sectores donde la electrificación no es viable ni eficiente, diseñar elementos financieros para adaptar los proyectos e infraestructuras de la industria intensiva al suministro de hidrógeno, incentivar tanto la creación de valles y clústeres de hidrógeno como la constitución de Mesas del Hidrógeno Industrial con promotores de proyectos, administraciones públicas y locales, y por último se propone apoyara la industria automovilística para la producción de estos vehículos.
  2. Transporte: Fijar incentivos para la compra de vehículos de pila de combustible para flotas de transporte público urbano y cuotas de compras para entidades públicas, al igual que reglas para clarificar la homologación de vehículos pesados y buques con pilas de combustible. También se propone sustituir los trenes diésel por los de pila de combustible, desarrollar una infraestructura nacional de repostaje de hidrógeno para transporte terrestre y marítimo, con sus respectivas medidas para introducir surtidores en las estaciones tradicionales. Financiar la infraestructura terrestre y marítima en futuros planes MOVES y establecer requisitos ambientales por parte de las autoridades portuarias y aeroportuarias en concesiones o autorizaciones para

fomentar el uso de las nuevas tecnologías cero emisiones. Finalmente, para este sector, se menciona fomentar el desarrollo de plantas de biocombustibles de nueva generación y de producción de queroseno sintético a partir de hidrogeno limpio en el sector aéreo.

3. Sectores energéticos: La participación de los electrolizadores en el ajuste del sistema eléctrico, regulación de plantas de Power to Combustibles líquidos/gaseosos sintéticos y de las instalaciones de electrólisis. Mejorar el uso de hidrógeno verde en plantas de cogeneración para mejorar la garantía de suministro. Revisar técnicamente la calidad de los gases para inyección de hidrógeno en la red de GN y de la adecuación de los equipos de gas de uso doméstico para que se integren gradualmente. Por último, analizar la viabilidad de producción de hidrógeno renovable a partir de residuos, medida que coincide con el objetivo del presente proyecto.
3. Medidas transversales: Crear un punto de información o *hub* gestionado por el IDAE y una formación específica para acercar a la sociedad las tecnologías del hidrógeno. Reducir la despoblación rural y generar empleo y economía sostenible mediante el impulso de nuevos núcleos energéticos de producción de hidrógeno renovable. Analizar el potencial de producción y consumo de hidrógeno de 2030 a 2050 y desarrollar un sistema estadístico nacional que monitorice la eficacia de las medidas y su impacto socioeconómico, además de establecer actuaciones nuevas mediante foros para su coordinación. Impulsar la cooperación regional y el suministro de futuros excedentes a otros países europeos para aumentar la participación de empresas españolas en el mercado internacional del hidrógeno y acceder a financiaciones europeas. También se menciona la necesidad de favorecer la producción de hidrógeno a partir de biogás sostenible cuando suponga una solución medioambiental y económica mejor que el hidrógeno a partir de fuentes eléctricas renovables (medida nuevamente alineada con el presente proyecto).

4. Medidas de fomento de la I+D+i: Fomentar la producción en masa, el desarrollo y aplicación nacional de electrolizadores de grandes potencias (100MW). Suministrar financiación en los Planes Estatales de Investigación científica y Técnica y de Innovación y lanzar convocatorias de los fondos europeos de innovación para facilitar la demostración de tecnologías innovadoras.

Tras estos puntos, la conclusión es que el hidrógeno limpio está destinado y llamado a sustituir a los combustibles fósiles en todas sus funciones posibles, ya que estos no proporcionan ni la seguridad y la garantía de suministro renovable, ni la independencia energética con respecto a otros países, ni por supuesto ayudarían a alcanzar la neutralidad de emisiones GEI a la atmósfera. Como comentarios sobre esta hoja de ruta resumida previamente, existen ciertos matices y añadidos a tener en cuenta en varios de los ámbitos mencionados.

Con respecto a las medidas de instrumentos regulatorios, sería conveniente analizar posibles acciones para alcanzar economías de escala que suponen producción y aplicaciones masivas, ya que la barrera que más dificulta el despliegue del hidrógeno limpio es la económica. En cuanto a las medidas propuestas en el ámbito industrial, además de apoyar sólo a grandes productores automovilísticos, sería idóneo también apoyarse en refinerías, cementeras, en el sector de la industria del metal, y la química, por ejemplo. Estos consumidores suelen suponer grandes demandas de hidrógeno en corto plazo, y podrían sustituir el hidrógeno gris por uno bajo en carbono o azul en las fases iniciales. En el sector energético cabe destacar las sinergias entre el mercado del hidrógeno y el gasista, por lo que sería posible mezclar hidrógeno con gas natural hasta un 15-20% (ACENTO, 2020) en las primeras fases donde se empieza a desarrollar y madurar el mercado del hidrógeno. También se deberán llevar a cabo grandes inversiones para la capacidad de almacenamiento a largo plazo y para la red troncal de gasoductos, ya que es posible que se active una red de gas destinada al transporte del hidrógeno en paralelo con otra red gasista para el transporte de metano neutro en carbono en las fases maduras de transición a la neutralidad de la economía en carbono.

En España, tras la crisis financiera de 2008, los presupuestos destinados a la I+D+i se vieron drásticamente reducidos tanto en las empresas como en el sector público y los planes de las comunidades autónomas. Es por esto por lo que es necesario promover la relevancia de la cooperación entre lo público y lo privado a nivel de universidades o centros de investigación, administraciones o empresas para impulsar el área I+D+i y así crear sugerencias e iniciativas que estimulen el desarrollo de esta tecnología a nivel nacional. Por último, la financiación procedente de la Unión Europea y los fondos destinados a combatir la actual pandemia causada por el COVID-19 están muy relacionados con la implantación y desarrollo de proyectos de energía limpia, por lo que España deberá aprovechar la oportunidad de estos fondos para responder a la actual crisis con inversiones y reformas energéticas que proporcionen puestos de trabajo y revaloricen la industria energética. Esta apuesta por la energía limpia y los nuevos desarrollos de tecnologías suponen una ayuda para salir de la crisis, y va en línea con una transición energética coherente y justa.

### **2.1.3 CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO**

#### Almacenamiento

El almacenamiento de energía supone una ventaja de flexibilidad para la distribución de electricidad y también para la integración en el sistema energético de las energías renovables. La posibilidad de almacenar energía durante ciertos períodos de tiempo aporta sólida seguridad energética y también, cuando se trata de situaciones de sobreproducción energética, ofrece la posibilidad de poder utilizarla cuando hay déficit de la misma. Por lo tanto, se hace innecesario el tener que generar de manera flexible a partir de combustibles fósiles (con sus correspondientes emisiones), y elimina problemas de interrupciones en los suministros.

Existen muchas formas y métodos de almacenar energía hoy en día, aunque el metano sintético y el hidrógeno son las que más expectativas han generado debido a sus potenciales para almacenar energía a gran escala durante períodos de tiempo largos.

La producción de hidrógeno por vías limpias ofrece la posibilidad de almacenar energía y utilizarla cuando se requiera, dándole múltiples posibilidades de usos como calentar instalaciones, materia prima para muchas industrias, etc.

El hidrógeno es de las principales tecnologías de almacenamiento energético, presentando una densidad energética o cantidad de energía en una unidad de volumen de 3 kWh/Nm<sup>3</sup>. En la Figura 3 se muestran las diferentes densidades energéticas para los principales métodos de almacenamiento.

Tecnología de almacenamiento	kWh/Nm <sup>3</sup>
Bombeo hidráulico	0,5-1,5
Hidrógeno	3
Metano sintético	10
Batería litio	250-670

*Figura 3: Densidad energética de las principales tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: (Morante et al., 2020)*

La tecnología de bombeo hidráulico es la más madura, habiendo alcanzado costes muy competitivos comparado con el resto, aunque debido a su pobre densidad energética y su dependencia de una localización con una geografía correcta la hacen no ser la preferida para almacenar energía.

En ausencia de redes de distribución, el almacenamiento energético de hidrógeno supone una solución clave, aunque todavía esté en discusión abierta. Para este tipo de almacenamiento existen varias tecnologías para como el almacenamiento de H<sub>2</sub> en tanques de alta presión, que actualmente es la preferible, o inyección en la red gasista existente (si se inyecta H<sub>2</sub> directamente sería de forma limitada y si se inyecta en forma de metano es de manera ilimitada).

El hidrógeno tiene la cualidad de tener gran cantidad de energía por unidad de masa (33,6 kWh/kg), y el gran inconveniente de tener una baja densidad por unidad de volumen, ya que

para el almacenamiento se considera el volumen y no la masa. Este inconveniente provoca que se tengan que emplear distintos procesos para aumentar su densidad por volumen como son la licuefacción, la compresión o la incorporación del hidrógeno en otros compuestos químicos (ya sea en el interior o en la superficie). La idea de almacenar el excedente de energía de manera estacional usando el hidrógeno se empezó a implementar en los años noventa para los excedentes de energía de verano a invierno. Para almacenar energía en grandes volúmenes se necesitan ciertas formaciones geológicas como las cavernas de sal, y por consiguiente, el transporte del hidrógeno desde donde se produce hasta donde se guarda, por lo que se ha de gestionar toda su cadena de valor.

Como se ha mencionado, el hidrógeno se puede almacenar mediante dos tipos de configuraciones: en forma de hidrógeno o incorporado a otros compuestos químicos. El almacenamiento de hidrógeno en forma líquida necesita temperaturas criogénicas ya que ebulle a  $-252,8^{\circ}\text{C}$  en presión atmosférica, mientras que su almacenamiento en estado gaseoso requiere tanques con altas presiones de entre 300 y 700 bar. En cambio, el almacenamiento en sólidos se realiza por adsorción si se almacena en la superficie o por absorción si se almacena en el interior.

El uso más común del hidrógeno comprimido es para su almacenamiento a bordo de vehículos cuyas estaciones de alimentación están equipadas con tanques a presiones de entre 825 y 950 bar. El problema es que para comprimir el hidrógeno para que sea compatible alimentar los vehículos a esas presiones, los compresores utilizan una cantidad de energía que supone alrededor de un 7% del contenido energético del  $\text{H}_2$ .

Una opción muy atractiva es el caso de la licuefacción del hidrógeno, ya que se consigue aumentar en gran medida la densidad energética con la que se almacena y es posible transportarlo masivamente ya sea mediante vía marítima (barcos), o terrestres (camión cisterna). Esto resulta muy ventajoso para largas distancias, cuando el punto de producción y el de uso o almacenaje no están cerca, ya que el empleo de tuberías resulta muy caro. Esta tecnología es la más empleada en el caso de Estados Unidos, donde más del 90% de  $\text{H}_2$  comercial es transportado licuado, por lo que se demuestra una avanzada madurez de la

opción de licuefacción. Como todo, esta configuración del almacenamiento de hidrógeno presenta un problema, y es que su consumo de energía en estado líquido llega a ser superior que el de compresión en términos del poder calorífico inferior del hidrógeno. (Morante et al., 2020)

Comparando la energía que contiene el hidrógeno (en términos de energía tanto por volumen como por masa) con otros combustibles como la gasolina, se obtiene que el hidrógeno necesita mucho más volumen que la gasolina para almacenar la misma cantidad de energía. En términos de cantidad de energía por masa, el hidrógeno contiene casi tres veces más energía que la gasolina en la misma masa, aunque desgraciadamente lo que importa para el transporte y el almacenamiento es el volumen.

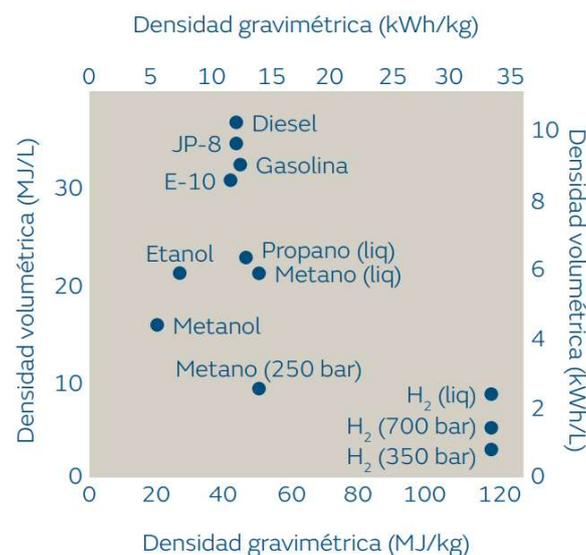


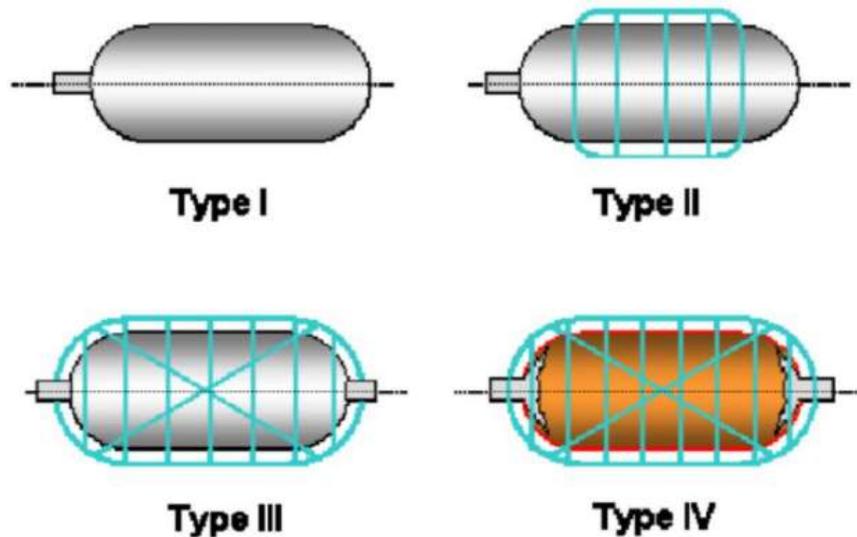
Figura 4: Energía por unidad de masa y de volumen para varios combustibles y sistemas de almacenamiento de H<sub>2</sub>. Fuente: (Morante et al., 2020)

Es por los motivos indicados anteriormente que el tema de almacenamiento de hidrógeno sigue estando abierto y supone un desafío sobre todo para el ámbito de su transporte, al ser muy limitado el espacio disponible.

A continuación, se describen brevemente algunos sistemas de almacenamiento de hidrógeno:

1. Tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido

Esta es la tecnología más implementada y madura, en la que se conserva el hidrógeno en unos recipientes comprimido a unas presiones nominales de entre 350 y 700 bar, a temperatura ambiente normalmente. Estos tanques para almacenar el hidrógeno comprimido se dividen en tipos según los materiales con los que se fabriquen y su admisión máxima de presión.



*Figura 5: Tipos de depósitos para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: (Oscar Santiago, 2017)*

Los tanques de almacenamiento del tipo I no poseen costuras y están fabricados de acero y aluminio. Pueden ser sometidos a unas presiones de hasta 175 bar si son de aluminio y hasta 200 bar si son de acero. El inconveniente logístico es su enorme peso, debido a que tienen paredes muy gruesas albergando muy poca cantidad de hidrógeno en su interior, de forma que, estando el tanque lleno, solamente el uno por ciento de su peso es hidrógeno. Aun así, es una opción muy económica para almacenar el hidrógeno comprimido para aplicaciones sin movimiento, y son comúnmente usados en laboratorios.

Los tanques de tipo II son metálicos, también de acero o aluminio y sin costuras, estando reforzados de materiales de fibra de carbono o vidrio dispuestos en la misma dirección que las secciones cilíndricas del tanque (en aros). Pueden llegar a soportar altas presiones (entre 700 y 1000 bar) aunque también son muy pesados, por los que tampoco son prácticos para emplearlos en aplicaciones automovilísticas a bordo de vehículos, pero sí de forma estacionaria en hidrogenas donde se requieren altas presiones.

Los tanques de tipo III están internamente forrados con un material metálico, normalmente de aluminio que puede tener o no costuras (si no hay costuras es para evitar riesgos de fugas del gas mediante difusión). A su vez está recubierto por un material compuesto en varias direcciones. Como material compuesto se suele emplear fibra de carbono para incrementar su resistencia y que acepten presiones de hasta 700 bar. El peso de estos tanques es menor debido al empleo de materiales compuestos como fibra de carbono que son muy ligeros, que sustituyen a la pesadez metálica de las gruesas paredes.

Los tanques del tipo IV disponen el forraje interior de plástico, normalmente polietileno muy denso para evitar fugas por difusión del hidrógeno. Está reforzado mediante fibras de carbono dispuestas multidireccionales recubriendo toda la superficie del forro. Estas fibras son las responsables de soportar las cargas estructurales de forma eficiente sin aportar apenas peso al sistema. Puede portar también un recubrimiento de fibra de vidrio en la parte externa para proteger esa superficie. Estos tanques pueden soportar presiones de hasta 700 bar, como el tipo anterior. Debido a la gran cantidad de fibra de carbono que llevan, son mucho más caros estos tanques que los dos primeros, aunque más ligeros que los mismos

Los dos últimos tipos de tanques son convenientes para aplicaciones de transporte.

## 2. Tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico

Estos sistemas tienen bastante madurez, constituyendo, de hecho, la base de la red de distribución existente al igual que de la infraestructura industrial. Debido a las bajas temperaturas que requiere para almacenar hidrógeno (menos de  $-253^{\circ}\text{C}$ ) su aplicación en sistemas automovilísticos está todavía en desarrollo. Estos tanques tienen la necesidad de

estar aislados térmicamente, ya que, si se exponen a temperaturas un poco mayores en su exterior, puede darse una transferencia de calor desde el exterior que provoque un aumento de la presión en el interior del tanque, habiendo alto riesgo de que el hidrógeno se fugue a través de la válvula de alivio que suelen tener.

Sin embargo, este método de almacenamiento es el más eficiente en cuanto a la densidad energética por volumen que puede mantener. Suele aplicarse para almacenar y transportar el hidrógeno en cantidades masivas.

### 3. Almacenamiento mediante la incorporación en materiales químicos

En este caso, se da una unión covalente ya sea en forma sólida o líquida en compuestos con grandes cantidades de hidrógeno. Para volver a separar el hidrógeno para su uso, es decir, para deshidrogenar los compuestos, se pueden emplear técnicas hidrolíticas con reacción de agua o termolíticas aportando calor a los compuestos. Las nanoestructuras de carbono son buena opción en términos de densidad por volumen, ya que permiten almacenar hasta el doble que los tanques de hidrógeno líquido. Sin embargo, el almacenamiento en tubos tan pequeños solo puede ser posible si se mantienen muy bajas temperaturas, ya que de otra manera el hidrógeno empieza a evaporarse.

La seguridad que estos sistemas aportan al almacenamiento de hidrógeno no llega a compensar ni su potencial degradación con el paso del tiempo, ni sus elevados costes. Es por esto por lo que siguen en desarrollo y se suele emplear los dos sistemas expuestos anteriores (hidrógeno comprimido o licuado).

### 4. Depósitos a gran escala.

Por último, el método de almacenar hidrógeno presurizado en cavernas de sal o en yacimientos de gas agotados permite almacenar volúmenes grandes del gas con pocas pérdidas. Las cavernas de sal se vienen utilizando desde hace años para el almacenamiento tanto de gas natural como de hidrógeno, y operan a presiones de entre 50 y 200 bar, es decir, por debajo de la presión de formación la caverna.

Aunque estos métodos tienen varios inconvenientes como los riesgos de fuga y sus restrictivas disponibilidades locales, se consideran los métodos más prometedores de almacenamiento a gran escala gracias a su bajo coste y capacidad de sellado.

Existen varias regulaciones europeas en cuanto a planificación y diseño, construcción y operación de estos depósitos de gas subterráneos, por las que se imponen estrictamente el uso de sistemas que detecten fugas y válvulas de seguridad subterráneas.

Existe un proyecto llamado HyGreen Provence (en Francia) que almacenará hidrógeno (producido mediante una planta fotovoltaica que convierte parte de la electricidad en hidrógeno) en cavernas de sal para luego ser empleado como alimentación de una flota de autobuses públicos.

### Transporte y distribución

Para completar la cadena de valor del hidrógeno, se ha de pensar en cómo transportarlo hasta el consumidor final. Existen tres formas de transportarlo, similar o incluso igual al caso del transporte de gas natural que se emplea actualmente. Está la vía marítima, es la más conveniente en casos de grandes distancias; la vía terrestre que es práctica para distancias más cortas mediante camiones cisterna; o finalmente las tuberías, que supone una opción muy económica en caso de estar ya construida la infraestructura.

En el caso de que el hidrógeno llegara a tener un uso energético muy generalizado se podría pasar a transportarlos a gran escala y canalizado (hoy en día sólo se reservaría esta opción a grandes consumidores de las industrias químicas o de refinería). Desde hace bastante tiempo, existen unos “hidrogenoconductos” de unos 1.500 km principalmente en Estados Unidos, Alemania y Francia. (Moratilla Soria & Linares Hurtado, 2007). La construcción de estos conductos no implica grandes costes ni complejidad técnica. De hecho, los gaseoductos tradicionales de gas natural aceptan una proporción de Hidrógeno de entre un 5 y un 30% en volumen.

Como se ha explicado en el punto anterior de almacenamiento, el hidrógeno puede almacenarse en varios estados, por lo que tiene sentido que también pueda transportarse en esos diversos estados. Se explicarán brevemente el transporte de hidrógeno según su estado.

#### 1. Transporte de hidrógeno líquido.

Para el transporte de hidrógeno en estado líquido se puede llevar a cabo en depósitos o botellas presurizadas, por carretera, ferrocarril o, menos comúnmente, por vía marítima. Por carretera se realizaría en camiones cisterna que pueden transportar 4.300 kg de hidrógeno líquido. Sin embargo, para el transporte por ferrocarril del hidrógeno licuado, se podría llegar a un mayor peso de este, pudiendo alcanzar hasta 9.100 kg de hidrógeno, ya que las cisternas que lleva el ferrocarril son más voluminosas (MITERD, 2020). Por último, para el transporte de hidrógeno líquido, si se transportara marítimamente, se emplearían tanques con una capacidad de 70 toneladas aproximadamente de hidrógeno, por lo que se emplean únicamente para grandes cantidades a puntos muy lejanos. Estas cantidades de hidrógeno todavía no son usuales, por lo que este método de transporte no es muy común, aunque es la que mejor compensa el alto coste de licuar el hidrógeno

#### 2. Transporte de Hidrógeno gas

El hidrógeno en forma de gas puede transportarse almacenado en depósitos, por gaseoductos o en botellas presurizadas. Si se transportara en botellas o depósitos, habría que presurizar el hidrógeno hasta unos 500 bar para aprovechar mejor el volumen de dichos depósitos. Estos depósitos, cargados de hidrógeno, pueden transportarse por carretera, barco o ferrocarril.

En el caso de transportarlo por gaseoductos se podría hacer uso de las infraestructuras ya existentes, como las de gas natural o las de amoníaco. De esta forma, se aprovecharían las instalaciones actuales permitiendo operar a costes más reducidos. Aun así, la adaptación de los criterios para inyección de hidrógeno renovable presenta ciertos inconvenientes.

Adicionalmente, se puede contemplar la posibilidad de desarrollar una red de conductos y tuberías para transportar el hidrógeno. Estos “hidrogenoductos” necesitarían tener mayor

volumen que las redes de infraestructuras gasistas, y conllevaría grandes inversiones. Esto provoca que la implantación de esta idea depende del crecimiento de la demanda de hidrógeno a nivel europeo y español.

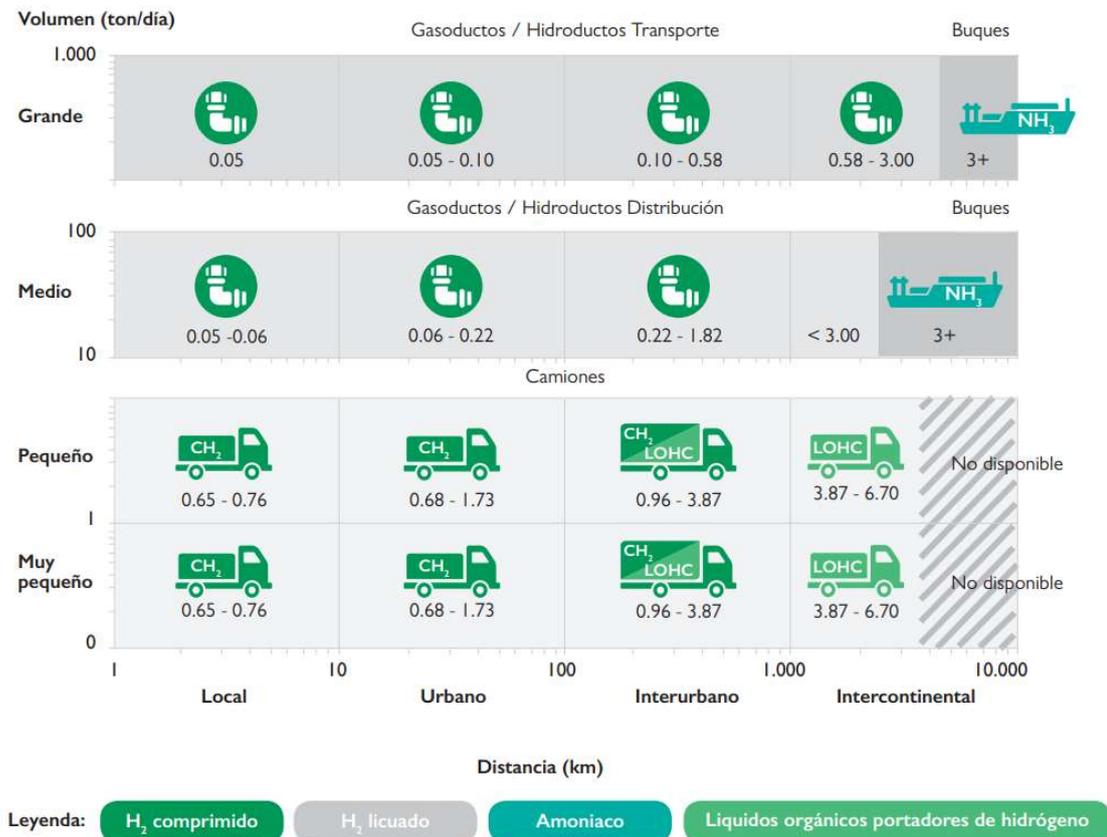


Figura 6: Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg). Fuente: (MITERD, 2020)

Atendiendo a los criterios expuestos anteriormente, la Figura 6 muestra a efectos meramente orientativos cómo identificar el medio de transporte más recomendable en función de la distancia a recorrer y el volumen a transportar.

### 2.1.4 ELECTRÓLISIS

Actualmente, la mayoría del hidrógeno verde se produce a partir de energías renovables eléctricas como la eólica o la fotovoltaica mediante electrólisis, ya que los procesos

electrolíticos suelen recibir mayor apoyo que los procedimientos basados en biomasa y parecidos. Esto se debe en parte a su desconocimiento y en parte a la necesidad de alternativas que puedan integrar a gran escala las renovables en el mix de generación eléctrica.

Los costes del hidrógeno verde producido con electrolisis suelen depender del electrolizador y del mercado eléctrico. Se exponen a continuación ambos aspectos:

- En el caso del electrolizador, los costes del tipo PEM (del inglés *Polymer Electrolyte Membrane electrolyser*) están en unos 1000 €/kWe, que tienen a reducirse hasta alcanzar en 2050 los 300 €/kWe asumiendo un despliegue mundial de 1 TWe. Su consumo actual se sitúa entre 50 y 80 kWh/kg de hidrógeno, aunque tiende a reducirse hasta llegar por debajo de 45 kWh/kg de hidrógeno en 2050. Por último, su vida útil es de entre 50.000 y 80.000 horas, aunque tiende a aumentar hasta superar las 100.000 horas en 2050. (IRENA, 2020)
- Con respecto al mercado eléctrico, los costes serían de unos 25 €/MWe si se conectara directamente el electrolizador a un parque eólico o fotovoltaico según la adjudicación en la subasta de renovables de enero 2021. En cuanto a las horas de operación a plena potencia, en España serían entre 1.800 para el caso de la fotovoltaica y 2.200 para el caso de la eólica terrestre, aunque se están diseñando en diferentes propuestas de proyectos un aumento de las horas anuales de operación del electrolizador para producir hidrógeno verde en “sentido neto”. Para este procedimiento “neto” se tendría que sobredimensionar en un factor de al menos 3 el parque renovable para verter a la red la producción renovable y durante un tiempo equivalente a tres veces las horas del parque tomar energía de la red para alimentar el electrolizador, logrando de esta forma operar unas 6.000 horas anuales. Este funcionamiento reduciría los costes de inversión y utilizaría la red eléctrica para almacenar energía. Los costes netos del consumo energético del electrolizador quedarían en 25 €/MWe para un precio de pool de 50 €/MWh, o de 55 €/MWe para un precio medio de pool de 80 €/MWh. Además, asumiendo un WACC del 8%

y tasa de actualización nominal del coste energético nula, se obtiene un coste normalizado para el hidrógeno verde de entre 2,76 y 4,73 €/kg de H<sub>2</sub>. El coste más bajo es el correspondiente al sentido neto con un precio de pool bajo (2,76 €/kg), seguido del correspondiente a la eólica en isla (4,14 €/kg para una vida del electrolizador de 20 años<sup>1</sup>). El coste correspondiente al sentido neto con precio de pool alto es de 4,49 €/kg, mientras que para la fotovoltaica en isla se tiene un coste de 4,73 €/kg para una vida del electrolizador de 20 años. Todos estos costes superan con creces a los costes normalizados del hidrógeno gris, que se sitúan entre 1 y 2,5 €/kg de H<sub>2</sub>, pudiendo casi igualarse solamente en el caso del hidrógeno verde en sentido neto con precio bajo de pool.

## **2.2 BIOGÁS**

En este apartado en primer lugar se expondrán las situaciones de producción de biogás en España y en Europa, seguido de la explicación de la composición de este gas. Posteriormente, se introducirá la producción de biogás explicando el proceso de digestión anaerobia y definiendo las etapas que se llevan a cabo por los microorganismos para esta generación de biogás. Aunque este proyecto se centre en la producción de biogás a partir de vertederos, también se expondrán brevemente otras fuentes a partir de las cuales se puede producir biogás, ya que este es generado por la descomposición anaerobia de materia orgánica, y esto se da en varios escenarios más como lodos de depuradoras, residuos agrarios, etc.

---

<sup>1</sup> La operación en isla supondría, con las horas de vida de los electrolizadores actuales, más de 30 años de vida del electrolizador, lo que redundaría en unos costes para la eólica en isla de 3,76 €/kg y para la fotovoltaica de 4,16 €/kg. Sin embargo, un electrolizador que opera pocas horas al año, con arranques y paradas frecuentes, no tendrá una vida real de más de 20 años, que es como se han obtenido los precios dados en el texto.

## 2.2.1 SITUACIÓN DEL BIOGÁS EN EUROPA Y ESPAÑA:

### Europa

L'Observatoire des Energies Renouvelables publicó un informe en el que se estimaba en 2007 una producción de 5,9 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo) de biogás en Europa. Esta misma entidad, elabora un informe un año más tarde en el que se publicaban cifras superiores para la producción europea de biogás, 7,5 millones de tep en 2009. En la Figura 7 se muestra un gráfico que representa la producción de los países con mayor papel en la producción de biogás durante los años 2006, 2007 y la estimación de 2008.

Se puede observar un incremento en la producción total del año 2006 al año 2007 que ronda el 48%, mientras que entre los años 2007 y 2008 el incremento a penas se percibe, ya que es menor al 5%.

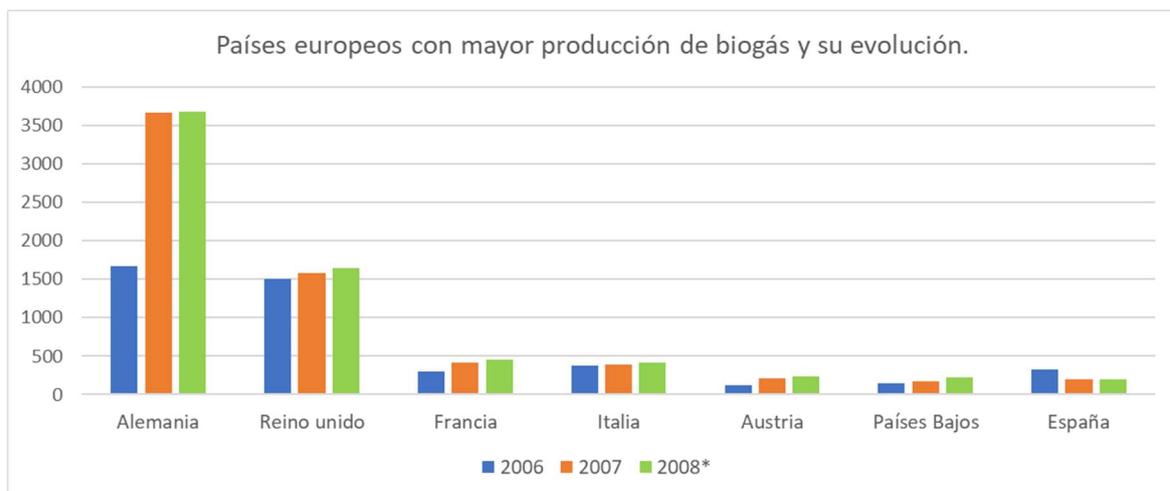


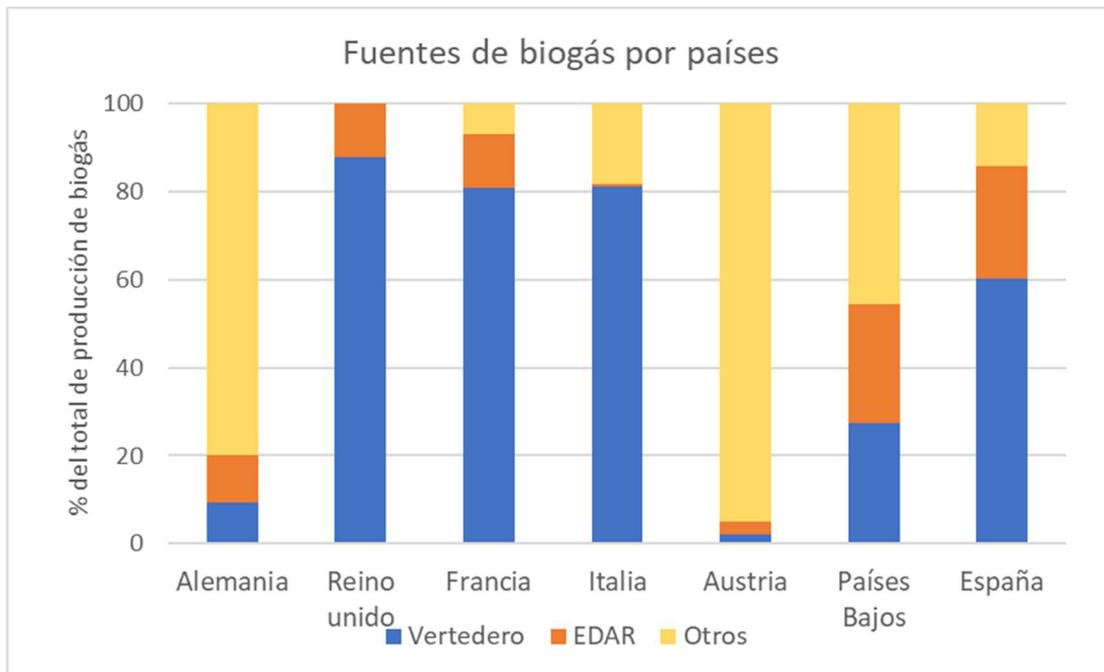
Figura 7: Producción total de energía en kilotoneladas equivalentes de petróleo. Elaboración propia a partir de (IDAE, 2011)

Antes de 2005, Gran Bretaña era el país más activo y que estaba a la cabeza en la producción de biogás en Europa, y fue, precisamente, debido a la generación de biogás procedente de vertederos. Los roles cambian cuando, a partir del año 2006, Alemania se posiciona como el primer país de Europa en producción de energía procedente de biogás, ya que ha ido implantando de manera descentralizada pequeñas plantas de tratamiento de residuos agrarios

y de aguas residuales, con producción de energía eléctrica y cogeneración para aprovechar energía térmica. Aun así, entre 2007 y 2008 Alemania se estanca y casi no se incrementa la producción de biogás de fuentes agroindustriales, mejorándose en 2009 tras una nueva normativa (IDAE, 2011), con lo que volvió a crecer la producción y se llegaron a instalar 4.671 plantas, con una potencia instalada 1.724 MWel.

Como tercer productor europeo de biogás en 2006 se encuentra Italia, aunque en 2007 le supera Francia. Italia tiene una ley por la que sus producciones e importaciones de energía deben estar compuestas por un porcentaje mínimo de energía verde certificada, siendo una opción de estas la energía producida con biogás de residuos orgánicos. En cambio, en Francia y España las plantas de biogás y sus integraciones en el mercado no están todavía establecidas a la altura de los anteriores países. Para estimular la entrada del mercado de plantas de biogás en el sector primario en Francia se facilitaron las conexiones de los productores de energía a la red eléctrica, simplificando los trámites y aprobando tarifas nuevas mejores. En el año 2008 en Francia, aproximadamente el 84% de la energía primaria de biogás es de origen de vertederos, situándose en este contexto por delante de Italia. Para España, el porcentaje de energía de biogás proveniente de vertederos supone un poco menos del 80% del total (77,3%) (IDAE, 2011).

En la Figura 8 se muestran los datos de las distintas fuentes de producción de biogás para los mismos 7 países a la cabeza de esta producción, incluyendo en la categoría “otros” unidades tanto de biometanización de residuos sólidos urbanos como unidades centralizadas de co-digestión y descentralizadas de biogás procedente de fuentes agropecuarias.



*Figura 8: Fuentes de biogás para los países con mayor papel en la producción de biogás en Europa.  
Elaboración propia a partir de (IDAE, 2011)*

Considerando la producción de biogás per cápita, según el informe de IDAE (IDAE, 2011) España quedaría el décimo país en 2007 y el decimoquinto en 2008 en la producción de energía primaria de biogás per cápita.

## **España**

En España, a principios de los años 80 el Instituto Nacional de Reforma y Desarrollo Agrario (IRYDA) inició una línea de subvenciones y ayudas que supusieron un apoyo para instalar plantas de biogás en el sector ganadero. Un seguimiento llevado a cabo unos años más tarde destapó ciertas deficiencias en algunas de las plantas que se habían instalado. Estas deficiencias consistían, entre otras cosas, mantenimientos y modos de operación no ejecutados correctamente y diseños inadaptados a las condiciones agrarias españolas. A este problema se le suma la baja retribución que se ofrecía por la venta de la energía eléctrica producida desde biogás. Todos estos inconvenientes provocaron que la producción de biogás

agroindustrial se estancara en España. Se fueron cerrando y quitando de servicio gran parte de las plantas, estando casi desaparecida la producción de este tipo de biogás desde entonces.

La situación ha sido distinta para el resto de los tipos de biogás, ya que el biogás proveniente de lodos de depuradoras y de vertederos cuentan con una retribución basada en sus propios sistemas de financiación mediante determinadas tarifas de tratamiento de aguas o residuos municipales.

España estaba en octavo lugar en 2008 como productor de energía primaria de biogás en Europa. La mayor parte de biogás en España procede de vertedero siendo las producciones de biogás de unidades descentralizadas de digestores agrícolas, unidades de metanización de desechos municipales sólidos o unidades centralizadas de co-digestión una parte minoritaria del total. De todo el biogás generado en España, la aplicación principal que tiene es en producir energía eléctrica, y de la energía eléctrica que se vierte a la red procedente del biogás, el 90% procede de biogás de vertedero y EDAR, por lo que se confirma que el biogás de residuos agroindustriales no tiene un papel muy importante respecto a los mencionados.

Categoría	Combustible	Energía (GWh)		$\Delta$ (2008 /2007)	Energía (ktep)		Porcentaje relativo
		2007	2008	%	2007	2008	%
Renovables en régimen especial (Peninsular)	Biogás de vertedero	510,1	491,4	-3,7	44,0	42,4	83,99
	Biogás de residuos agrícolas o de jardinería: herbáceos	54,8	54,9	0,2	4,7	4,7	9,38
	Biogás de depuradoras	38,3	35,7	-6,8	3,3	3,1	6,10
	Biogás de RSU (unidades de metanización de residuos sólidos urbanos)	0,1	0,1	45,1	0,0	0,0	0,02
Renovables en régimen especial (Canarias)	Biogás de vertedero		3		0,0	0,3	0,51
<b>Total</b>		<b>603,3</b>	<b>585,1</b>		<b>52,0</b>	<b>50,4</b>	<b>100</b>

Figura 9: Energía vertida a la red. Fuente: (IDAE, 2011)

Uno de los planes de fomento que planteaban los objetivos a alcanzar durante esta pasada década era el Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), cuyo objetivo de producción de biogás se podía cumplir aprovechando únicamente el biogás procedente de residuos municipales y de vertederos. Además, en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España de 2011 a 2020, se elaboró una estimación en términos de capacidad instalada y generación bruta de electricidad en la que se mostraba cuánto contribuía cada tecnología de producción de energía renovable en España, para cumplir los objetivos de 2020. La Figura 10 muestra la estimación de la contribución total prevista para la producción de biogás en España, en términos de capacidad instalada y de generación bruta de electricidad.

	2005		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Biogás	152	623	220	1.302	400	2.617

*Figura 10: Contribución total (capacidad instalada, generación bruta de electricidad previsible para el biogás en España). Fuente: (IDAE, 2011)*

En cuanto al biogás agroindustrial, el PANER de 2011-2020 prevé que vuelva a jugar papeles importantes en el país, llegando a suponer más del 50% del biogás total en el año 2020. En el mismo informe de PANER 2011-2020 se desarrollan estrategias para incentivar el despegue de procesos técnicos de biometanización de purines, con el fin de reducir los gases de efecto invernadero que estos suponen, y aprovecharlos. Esta tecnología de producción se expone en el plan con gran potencial en el desarrollo del biogás agroindustrial en España.

Actualmente en España se contabilizan alrededor de 200 plantas de biogás, mientras que en Europa se cuenta con 18.000 instalaciones, de las cuales 10.000 están en suelo alemán, que como se ha expuesto en el apartado anterior, es una potencia europea en estos términos. En España hay aproximadamente 47 millones de habitantes, por lo que la relación es de aproximadamente cuatro plantas de biogás por cada millón de habitantes. Este dato resulta

decepcionante, ya que España tiene una de las mayores cabañas porcinas del continente europeo. En 2017 se incrementó el número de instalaciones de producción de biogás en España a 43 (Energy, 2021) en total, de las cuales algunas eran totalmente nuevas y otras eran restauradas o mejoradas. Aun así, sigue estando bastante por detrás de Alemania o incluso Italia.

En cuanto al consumo del biogás generado en dichas plantas, la producción de biometano supone entre un 1 y un 2% del total de energía bruta procedente de biogás en Europa.

En España, la distribución de las instalaciones de producción de biogás no es del todo uniforme, ya que su ubicación depende de las necesidades de tratamiento de residuos y sus cantidades en la mayoría de las ocasiones. Las comunidades en las que se encuentran un mayor número de plantas de biogás (y también de biometano) es en Cataluña, Comunidad de Madrid y Castilla y León, destacando en el territorio castellano las provincias de Ávila, Burgos, León, Palencia, Salamanca y Valladolid como aquellas en las que más plantas se encuentran. En Cataluña existen instalaciones de biogás en Barcelona y Tarragona, mientras que en la Comunidad de Madrid se ha de mencionar las plantas ubicadas en el Parque de Valdemingómez.

### **2.2.2 COMPOSICIÓN**

El biogás es un gas saturado de vapor de agua y se forma mediante acción bacteriana que realiza la descomposición de la materia orgánica en condiciones anaeróbicas, es decir, en ausencia de oxígeno. Está principalmente formado por metano y dióxido de carbono. También contiene trazas y otros compuestos como amoníaco o ácido sulfhídrico que se producen en la transformación de otros compuestos que poseen azufre y nitrógeno. Los residuos orgánicos de un vertedero sufren una degradación biológica en la cual se genera gas de vertedero, cuya composición es parecida a la del biogás pero no igual: un 50-70% de metano, un 20-50% de dióxido de carbono, un 4-20% de nitrógeno, vapor de agua, ácido sulfhídrico y compuestos orgánicos halogenados y organosulfurados. El metano es el componente principal del biogás, y es el que le confiere las características de combustible. Es por eso por lo que el valor energético del biogás está determinado por la concentración

de metano, y suele ser entre 20 y 25 MJ/Nm<sup>3</sup>, menor que el valor energético del gas natural que suele estar entre 33 y 38 MJ/Nm<sup>3</sup>. (Varnero Moreno, 2011)

La composición del biogás obviamente también depende de la fuente y de su materia prima, su composición de materia orgánica y de la técnica que se emplee para producirlo. Es decir, el biogás obtenido de vertederos no aporta tanto valor energético como el obtenido en tanques de digestión o biodigestores, ya que en estos es posible alcanzar un desarrollo más controlado del proceso, además de mencionar que en el gas de vertedero hay aire.

SUSTANCIA	EFECTO
H <sub>2</sub> S	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Corrosión</li> <li>▪ Toxicidad</li> <li>▪ Formación de ácido sulfúrico</li> </ul>
Agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formación de condensados</li> <li>▪ Formación de soluciones ácidas</li> </ul>
CO <sub>2</sub>	Reducción de poder calorífico
Partículas	Decantación, obturación
NH <sub>3</sub>	Formación de óxidos de nitrógeno durante la combustión

Figura 11: Sustancias contaminantes en el biogás y sus efectos. Fuente: (MMB, 2010)

Lógicamente, los compuestos que forman el biogás normalmente reducen su valor, aunque según el compuesto, afecta de manera diferente: el CO<sub>2</sub>, que se encuentra en una proporción considerable, reduce la energía del biogás ya que reduce la concentración de CH<sub>4</sub> en este. Los compuestos de azufre, además de ser tóxicos y peligrosos para la salud, cuando se encuentran en presencia de humedad se forma ácido sulfúrico, por lo que llegan a ser corrosivos. El H<sub>2</sub>O también tiene su papel en el biogás, ya que este suele estar saturado de vapor de agua, y provoca una reducción del contenido energético del gas y el peligro de formar ácidos corrosivos con otros compuestos. A veces también pueden encontrarse compuestos de silicio, que con la combustión dan lugar a sílice, que puede dañar la maquinaria como motores, intercambiadores de calor, conductos y más. El nitrógeno simplemente disminuye el contenido energético al diluir el metano del gas y el oxígeno puede provocar una reducción del rendimiento de la producción de biogás al existir la posibilidad de que se produzca un crecimiento microbiano que empeore las condiciones de

la digestión anaerobia, además de crear un riesgo explosivo dependiendo de las concentraciones en las que se encuentre el oxígeno. Por último, la maquinaria empleada para la producción de biogás puede dañarse si contiene partículas de polvo por ejemplo debido a la técnica de recogida, erosionando los equipos.

### **2.2.3 DIGESTIÓN ANAEROBIA**

La digestión anaerobia (o también conocida como anaeróbica) es un proceso mediante el cual la materia orgánica se degrada debido a la acción de microorganismos y bacterias en ausencia de oxígeno. Aunque el presente proyecto centre la atención en el biogás, la digestión anaerobia genera en el proceso tres productos: biogás, digesto y lixiviados. El digesto tiene una gran cantidad de calcio, potasio, fósforo y nitrógeno, y supone la parte sólida de la materia orgánica cuando se ha digerido. La parte líquida de la materia orgánica toma el nombre de lixiviados, y dependiendo de dónde venga esta materia orgánica se podrán usar como biofertilizantes o se tratarán como residuos (se aplicarían tecnologías parecidas a las EDAR).

#### **Proceso**

El proceso de digestión anaerobia depende de ciertos factores que se exponen brevemente a continuación:

1. Temperatura. Si la temperatura aumenta, la velocidad con la que se produce el metano será mayor. Tanto es así que por debajo de 15°C las bacterias apenas producen metano.
2. Nutrientes. Los microorganismos al fin y al cabo son seres vivos, por lo que necesitan nutrientes para su crecimiento y para su aportación de energía. Los residuos procedentes de RSU o agrarios poseen, entre otros N, P, S y Ca (además de los compuestos básicos del biogás), aunque se ha de tener cuidado con la cantidad de estos compuestos ya que como se ha mencionado anteriormente también pueden ser perjudiciales para el gas al que se quiere llegar. Existe una relación entre la cantidad de nitrógeno y carbono para el cual las bacterias actúan de manera óptima, y este

ratio está comprendido entre unos valores de C/N de entre 8 y 20 (Varnero Moreno, 2011).

3. pH. Se ha de tener unos valores de pH entre 7 y 8,5 para que la fermentación sin oxígeno se realice correctamente, ya que con un pH inferior a 6,3 las bacterias serán inhibidas por el medio (Varnero Moreno, 2011).

Además del estado de la materia prima, muchas veces se ha de acondicionar o someter a un pretratamiento la materia orgánica para el correcto desarrollo del proceso en los digestores. Existen cuatro tipos de acondicionamiento o pretratamiento:

1. Pretratamiento mecánico. Suele ser un primer paso antes de otros tratamientos y se llama así ya que consiste en triturar la materia orgánica, para luego clasificarla por tamaño dependiendo de la materia de la que proceda y eliminar materiales indeseados e inertes que pueda contener. Este acondicionamiento se suele emplear en RSU.
2. Pasteurización o pretratamiento térmico, que consiste en higienizar la materia orgánica sometiéndola durante aproximadamente una hora a una temperatura de 70°C. Este acondicionamiento se suele emplear para aumentar la cantidad de metano en residuos de origen animal.
3. Esterilización o pretratamiento térmico, donde se somete la materia orgánica a altas temperaturas y presiones (normalmente 130°C y 3 bar). Este tratamiento también suele emplearse para residuos de origen animal.
4. Ensilado o pretratamiento biológico, que sólo se aplica a residuos vegetales, ya que son los residuos que se suelen almacenar para que no se degraden cuando no hay cosecha y obtener una producción ininterrumpida de biogás. En este proceso, se almacena la materia vegetal compacta en un lugar sin humedad ni luz ni oxígeno y con bajo pH para evitar las bacterias. (IDAE, 2011)

Una vez pretratada la materia orgánica, se procede al proceso metabólico de la digestión anaerobia, que se divide en cuatro etapas o fases:

1. Hidrólisis. Durante esta fase, las moléculas complejas se simplifican dividiéndose en sus componentes básicos para que puedan actuar los microorganismos. De esta forma, los hidratos de carbono se descomponen en azúcares, las proteínas en aminoácidos, la celulosa en glucosa y celobiosa, la hemicelulosa en pentosa y hexosa, y los lípidos en glicerol y ácidos grasos de cadena larga.
2. Fase fermentativa o acidogénesis. Las moléculas simples se vuelven a descomponer, se degradan las cadenas solubles, esta vez en ácidos de cadena corta, obteniendo en mayor proporción ácido acético. También se obtienen alcoholes, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>
3. Fase acetogénica o acetogénesis, en la que se transforman los ácidos grasos y el etanol en hidrógeno y acetato mediante la actividad de bacterias acetogénicas, de ahí el nombre de la etapa.
4. Metanogénesis o fase metanogénica. Los microorganismos llamados bacterias metanogénicas transforman los productos de la etapa anterior (acetato, metanol, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, y algunas metilaminas) en metano. Las bacterias metanogénicas se dividen en dos tipos según el compuesto que metabolizan: las hidrogenotróficas se encargan de transformar el hidrógeno, el dióxido de carbono y el ácido fórmico en metano produciendo el 30% del metano total, mientras que las bacterias acetoclásticas se encargan de transformar el acetato, metanol y el resto en metano produciendo el 70% restante del metano total.

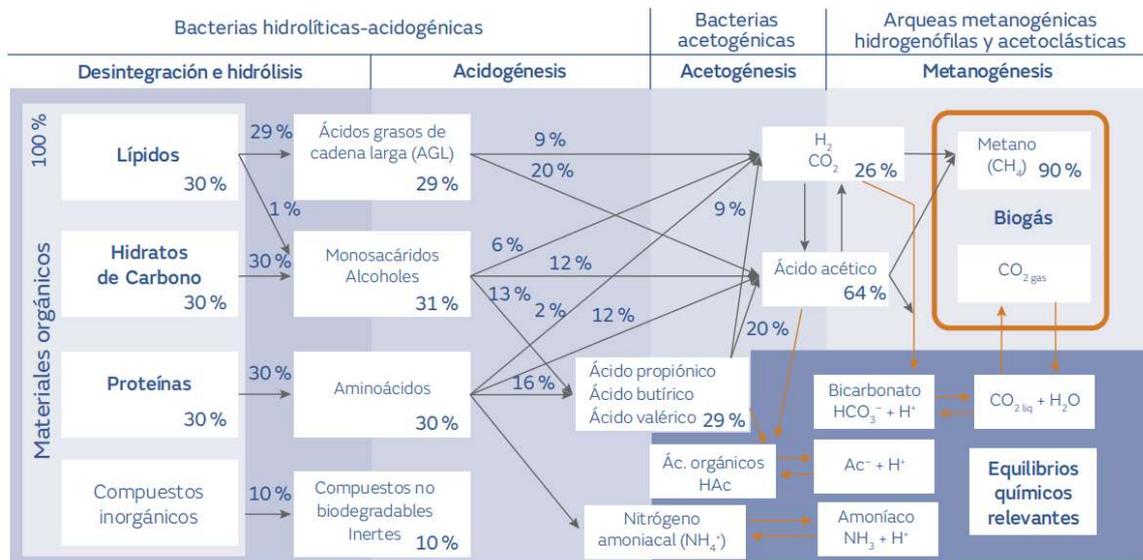


Figura 12: Fases de digestión anaerobia y microorganismos implicados. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

Como se puede observar en base a lo expuesto en este apartado, el proceso de digestión anaerobia es un proceso complejo, ya que se produce un gran número de reacciones bioquímicas simultáneamente, mientras actúan constantemente más de 130 tipos de bacterias.

### Tecnología.

Un reactor anaerobio, que se suele simplificar llamándolo digestor, es un recinto o un volumen cerrado donde las reacciones que se han explicado en el punto anterior tienen lugar de manera controlada con los objetivos de eliminar la materia orgánica, higienizar y recuperar compuestos intermedios, y por supuesto, producir biogás.

Los digestores se pueden clasificar según el régimen de temperatura empleada (psicrófilo, mesófilo y termófilo), según cómo crecen los microorganismos (formando biopelículas, granular o suspendido), según el mecanismo que se emplee para retener la biomasa activa, según la concentración de sólidos totales (digestión húmeda o seca) y por último, en función del tipo de flujo (mezclado total, flujo pistón, discontinuo o continuo).

El primer grupo a tratar son los biorreactores de bajo coste, que pueden tener un modelo de flujo variable o indefinido. Son el caso de los diseños rurales chinos, lagunas anaerobias cubiertas o digestores tubulares de plástico. Este tipo de modelo suponen varios beneficios tanto ambientales como económicos y sociales.

Los reactores continuos de mezcla completa o CSTR en adelante (del inglés *continuous stirred tank reactor*) son los más comunes para sustratos con poca concentración de sólidos totales (inferior a 15 %ST) debido a su sencillez y facilidad de control. Estos se clasifican como “digestión húmeda”. Mediante un sistema de agitación se consigue mantener la homogeneización de la mezcla, con unas potencias entre 1,3 W/m<sup>3</sup> en el caso de bajo contenido de sólidos totales y 18,8 W/m<sup>3</sup> para elevadas concentraciones de sólidos totales (hasta 15 %ST).

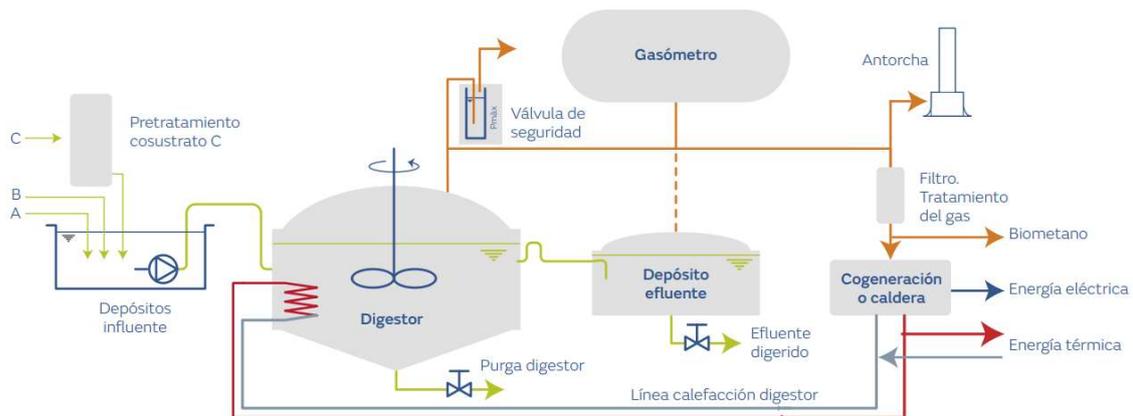


Figura 13: Esquema general de una planta de digestión anaerobia. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

Para mayores contenidos de sólidos se recomienda emplear un biorreactor continuo de flujo pistón, que puede ser vertical u horizontal (los horizontales se pueden aplicar también a sustratos con %ST menor). Para esta última clase de digestor horizontal, se necesita un sistema mecánico adicional o un sistema de agitación neumática que desplace los sólidos y evite su decantación y la obturación del reactor. En estas configuraciones se intenta mantener la recirculación para conseguir una alta concentración de biomasa activa a la entrada del

digestor con el fin de alcanzar un tiempo de retención de sólidos (TRS) superior al hidráulico (TRH). Estos reactores de flujo pistón pertenecen al grupo de “digestión seca” y se suelen emplear para la digestión de FORSU (Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos).

Para estimular la actividad microbiana en los digestores se puede aumentar el tiempo de retención celular o de sólidos por encima del tiempo de retención hidráulico (TRC, TRS > TRH). Esto se consigue desgasificando el sustrato en reactores CSTR, separando la fracción sólida y haciendo que una parte de esta se desplace hacia la entrada. Este tipo de método se suele aplicar a EDAR con alta carga orgánica de industrias alimentarias, y se llama contacto anaerobio.

La tecnología de digestión anaerobia tiene todavía pendiente cierto margen de mejora de la eficiencia, ya que se trata de un proceso en estado comercial, que es fiable y conlleva un coste razonable. Por el contrario, la electrólisis y el proceso de metanación requieren todavía unas inversiones considerables de I+D para cumplir con sus requisitos. De hecho, la producción a gran escala de hidrógeno a partir de electricidad limpia está limitada en gran medida por el elevado coste de la tecnología de electrólisis (Fundación Gas Natural Fenosa, 2018).

#### **2.2.4 VERTEDEROS COMO FUENTES DE BIOGÁS**

Cuando se habla de producción de hidrógeno a partir de vertederos, se pueden diferenciar dos criterios. Uno es el sentido literal de la palabra vertedero, donde se acumulan los residuos y se deja producir biogás que se genera con el paso del tiempo. El otro criterio, que es el que se contemplará en el estudio del presente proyecto, es el de biometanación como tal. A continuación se muestra una breve explicación de cada criterio:

1. Biometanación de la fracción orgánica de los RSU (FORSU o FORM). Se trata de un proceso en continuo, llevado a cabo en digestores, sin enterrar los residuos.
2. Desgasificación de vertedero. Esto es lo que se llama LFG en la documentación americana y consiste en cerrar el vertedero, dejar que se produzca biogás y explotarlo como en un pozo de gas natural. Es una primera opción más barata, pero en vías de

extinción, conforme vaya disminuyendo la materia orgánica de entrada debido a directivas europeas.

Coste (€/MWhPCI)	Sustrato	Referencias de cálculo*
6-10	Residuos biodegradables en depósito controlado	Producción eléctrica a red viable con ingresos próximos a 60 €/MWh Coste de producción eléctrica con motores, incluyendo conexión a red eléctrica = 38 €/MWh Eficiencia eléctrica de los motores: 36 % Contenido de metano: 50 %
30-40	Fracción orgánica residuos municipales	Compostaje cerrado ** Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 100 Nm <sup>3</sup> /t
	Lodos Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR)	Autoconsumo eléctrico (140 €/MWh) Coste motores: 40 €/MWh
45-55	Rastrojo de cereal	Aplicación al suelo Coste producción ensilado: 22-26 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 210 Nm <sup>3</sup> /t
65-75	Maíz, planta entera	Coste producción ensilado: 32-36 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 170 Nm <sup>3</sup> /t
	Purines de cerdo	Aplicación agrícola directa Recepción de purines a coste 0 Capacidad: 100.000 t/a Producción de biogás: 15 Nm <sup>3</sup> /t

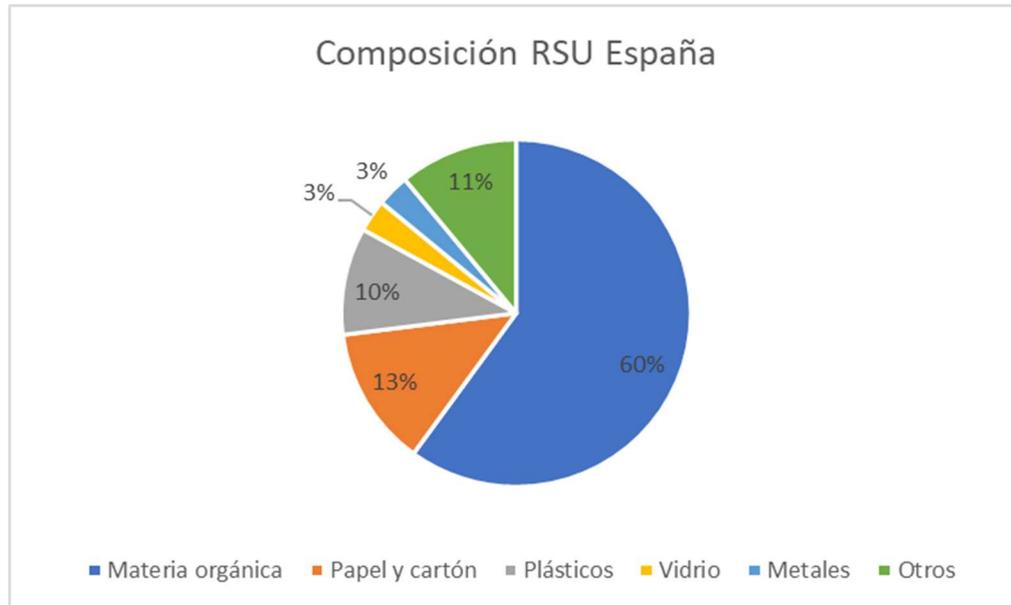
\*Contenido de metano del biogás: 60 %, salvo indicado.  
\*\* Compostaje cerrado: en una nave cerrada y con emisiones controladas.  
Fuente: elaboración propia, a partir de Fundación Naturgy (2018)<sup>148</sup>.

Figura 14: Niveles orientativos de la producción de biogás según la fuente. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

En el sector del tratamiento de los residuos urbanos en 2017 en España, se recuperaba biogás de 30 vertederos y de 44 instalaciones de digestión anaerobia (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.), estimándose una aportación de energía primaria de aproximadamente 70 kilotoneladas equivalentes de petróleo.

En muchos países lo que hacen habitualmente es recoger los residuos sólidos urbanos y, o bien depositarlos en vertederos, o bien mezclarlos con otras corrientes en instalaciones de generación de energía. Ninguna de estas prácticas es efectiva energéticamente, ya que si se usa como sustrato la fracción orgánica de esos residuos directamente para la digestión

anaerobia se obtendrían mejores resultados. La fracción orgánica comprende alrededor del 60% de los residuos municipales, formados por residuos de comercios y particulares.



*Figura 15: Composición de los Residuos Sólidos Urbanos. Elaboración propia. Fuente: (Ciencia, 2019)*

Como se muestra en la figura 15, en España una gran parte de los residuos domésticos (o RSU) son materia orgánica, es por esto por lo que en los residuos sólidos urbanos reside tan grande potencial. Cuando se habla de fracción orgánica o materia orgánica se hace referencia a residuos cuya composición química son grasas, hidratos de carbono, proteínas, etc. Dicha fracción la forman restos de alimentos, cocinados o sin cocinar y residuos de jardinería y vegetales en menor proporción.

En el presente proyecto lo que se tiene en cuenta es la opción de evitar el vertido y utilizar la fracción orgánica de los residuos (FORSU) como materia prima para digerirla controladamente y obtener biogás. El proceso de tratamiento y gestión de los residuos sólidos urbanos es muy simple, es similar al de los residuos ganaderos y agrícolas. Antes de proceder a la digestión anaerobia, los residuos orgánicos han de pasar por una fase de pretratamiento de separación manual y mecánica de materiales impropios de la FORM, y lo envía a unas cintas de transporte donde se separan otra vez objetos más grandes o vidrios. Posteriormente la FORM pasa por una trituradora y sale en partículas de tamaños

homogéneos para ser enviada a un trómel con una malla compuesta de aperturas muy pequeñas (menos de 100 mm normalmente). En este momento, el material que no pase por dicha malla se suele enviar a una línea que recupera y trata el material que sea potencialmente reciclable. El resto del material que pasó por la malla llega a un electroimán que separará los materiales féreos del resto, que seguirán a la fase de digestión anaerobia que se explica posteriormente.

### **2.2.5 OTRAS FUENTES DE BIOGÁS**

**Aguas residuales.** Esta fuente de biogás es muy utilizada actualmente con el fin de intentar reducir los lodos que se producen durante el tratamiento de aguas. En este proceso se bombean los sólidos que componen las aguas residuales desde unos clasificadores, primero unos primarios y luego secundarios hasta un digester anaerobio donde la fracción orgánica se emplea para producir biogás. A partir de aquí, el proceso es exactamente igual que con la FORSU expuesta anteriormente. De hecho, esta fuente de biogás tiene el mismo coste aproximadamente para la fase de producción de biogás, como se muestra en la Figura 14.

**Residuos agrícolas y ganaderos.** El aprovechamiento para la posterior digestión anaerobia de los residuos de origen agrícola y ganadero suponen una alternativa muy buena al vertido y depositado de los mismos, que provocan unas emisiones dañinas para el medioambiente. Mediante este aprovechamiento se puede alcanzar una reducción de los residuos de entre un 50 y 70%, con el consecuente ahorro de emisiones de entre un 60 y 70%.

En este proceso, los productos efluentes pueden utilizarse como fertilizantes en el ámbito agrícola para cerrar el círculo y los compuestos nitrogenados se convierten en amoníaco. En el proceso de valorización de este tipo de residuos se pueden emplear distintos tipos de digestores de distintas disposiciones: tanques de mezcla perfecta, piscinas de flujo pistón o incluso lagunas cubiertas. Dependiendo de la disposición y el diseño del digester varían los tiempos de retención, la eficiencia del proceso y por supuesto el coste del sistema empleado. Aun así, se ha de tener en cuenta diversos factores como las necesidades y requerimientos de volumen o la disponibilidad y accesibilidad de terrenos para la elección del digester.

## 2.2.6 APLICACIONES DEL BIOGÁS

El biogás se puede emplear para diversas opciones, destacando la producción de calor y vapor, generación de electricidad y el combustible para vehículos. Estas aplicaciones son las más comunes y son las que se expondrán a continuación.

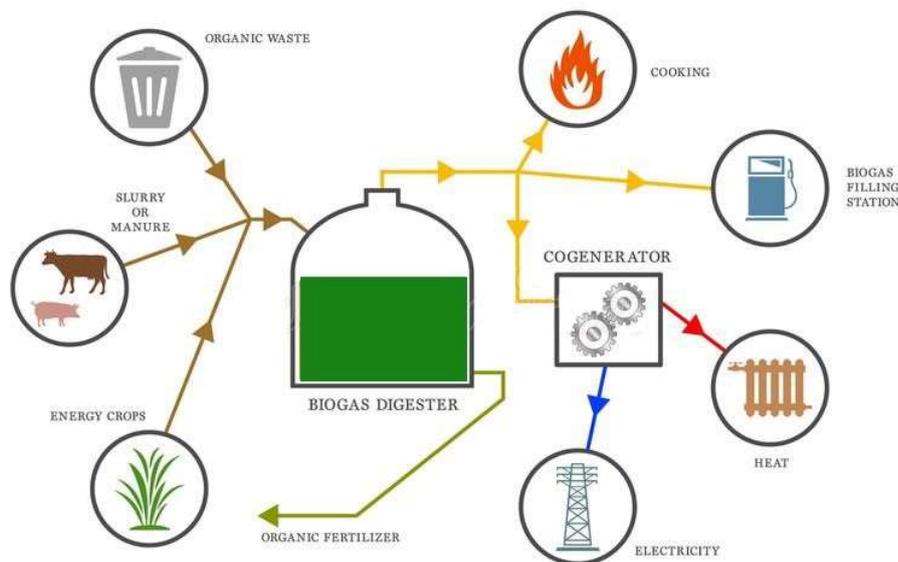


Figura 16: Aplicaciones del biogás. Fuente: (Serrano, 2021)

### 1. Producción de calor o vapor.

La obtención de energía térmica o calor es la opción más común que se suele elegir para biogás, ya que existen sistemas simples y pequeños de producción de biogás muy adecuados para aquellos lugares donde hay escasez de combustibles. Dichos sistemas de biogás son capaces de proporcionar energía calórica suficiente para actividades cotidianas y básicas como lo son cocinar o ducharse con agua caliente. Estos sistemas también son aplicables para tener iluminación doméstica.

Normalmente para este uso del biogás no hay necesidad de tratamiento o acondicionamiento previo del gas, aparte del proceso de separación de agua que se ha de realizar mediante un

drenaje de sistema de conductos y tuberías o también se puede realizar más adecuadamente a través de una fase de secado.

Existe una manera de reducir las emisiones de  $H_2S$  separando este compuesto del gas previamente a la etapa de combustión, lo que se considera correcto para el medioambiente.

La producción combinada de calor y energía (cogeneración) supone una alternativa a la combustión, aunque para ello se ha de retirar el agua de la corriente de biogás junto con el polvo y los componentes corrosivos si los hubiera ya que deben ser eliminados para evitar el daño de los equipos. Esto se ha de hacer antes de que el biogás se emplee en la producción de energía y calor. (Varnero Moreno, 2011). Esta técnica de combinar energía y calor se continúa explicando en el siguiente uso del biogás.

## 2. Generación de electricidad o cogeneración.

Algunos sistemas producen principalmente electricidad y el calor residual se utiliza para obtener el agua caliente del proceso (cogeneración por ciclo de cabeza). Otros sistemas de cogeneración producen en primer lugar calor y la producción de electricidad es secundaria (ciclo de cola). En todo caso, la eficiencia total del proceso sería mayor que si el biogás se utilizara para producir únicamente electricidad o calor.

En estos procesos se emplean turbinas de gas, ya sean microturbinas de entre 25 y 100 kW o turbinas de potencias mayores a 100 kW. La eficiencia de dichas turbinas para este proceso de producir energía y calor es equiparable a aquella eficiencia aportada por motores de encendido mediante chispa. Estos motores suelen tener bajo índice de mantenimiento, además de ser la opción más común para este tipo de uso.

En estos sistemas se ha de reducir hasta menos de 100 ppm la presencia de  $H_2S$ , además de la de vapor de agua. También existen pequeñas plantas de energía para producir electricidad y calor, que son en realidad celdas de combustible, y aportan una eficiencia al proceso de un 60% acompañada de bajas emisiones.

Son varios los países en los que existe un despliegue apreciable de pilas de combustible para cogeneración en el sector residencial y terciario. Este tipo de instalaciones suelen emplear pilas de ácido fosfórico (PAFC) que operan a temperaturas alrededor de 200°C, facilitando el proceso de reformado interno para el combustible que las alimenta, que es gas natural pero puede ser biometano tras ser mejorado el biogás en cuestión. El funcionamiento, de forma resumida es que la pila de combustible produce electricidad y permite recuperar el calor para calefacción y agua caliente sanitaria, ya que se tiene como agua caliente a más de 80°C. Este tipo de pilas de combustible presentan unas eficiencias eléctricas a carga nominal de un 50% pudiendo crecer hasta un 60% o más a carga parcial aunque se reduciría el calor recuperable, mientras que las térmicas presentan una eficiencia del 40%. Además, la pila de combustible en una vivienda podría cubrir más de la mitad de la demanda energética del ACS.

### 3. Combustible para vehículos

El biogás empleado para el transporte puede suponer una alternativa interesante, y es posible ya que se lleva empleando desde hace bastante tiempo. Para darle este uso al biogás, éste ha de tener una calidad parecida a la del gas natural para lo que se puede someter a procesos de valorización o limpieza de CO<sub>2</sub>, incrementando su poder calorífico. Posteriormente se secaría para evitar que se condense al comprimirlo para su uso, ya que el agua condensada tiene efectos corrosivos.

La mayoría de los vehículos de combustible tipo GNC o GNL están equipados con un tanque de gas y su respectivo sistema de suministro además del sistema de gasolina corriente de combustible.

El biogás se emplea principalmente como combustible de motores de combustión interna de encendido provocado. El gas que se obtiene de fermentación es muy adecuado para emplearlo en motores de alta relación volumétrica de compresión al tener un octanaje en torno a 100 0 110. Aun así, su baja velocidad de encendido supone una pequeña desventaja (Varnero Moreno, 2011).

La difusión de esta aplicación tiene ciertas limitaciones como la que se ha mencionado previamente de tener que purificar el gas antes de comprimirlo, ya que, para conseguir una autonomía decente, el gas debe ser almacenado en contenedores cilíndricos a muy altas presiones de hasta 300 bar. Otro inconveniente de esta aplicación es que el elevado peso de los cilindros necesarios provoca una reducida capacidad de carga en los vehículos, además de ser bastante costosa la conversión de los motores.

Por último, la falta de una red de abastecimiento correcta también supone un problema, además de la energía que se requiere para los compresores que comprimen a gran escala el gas para este uso. Se ha de mencionar que el empleo del hidrógeno producido a partir de este biogás para los vehículos ligeros sí resulta una opción a considerar; la motorización eléctrica alimentada por electricidad producida por pila de combustible que consume hidrógeno comprimido (se suelen llamar FCEV) presenta una mayor autonomía de hasta aproximadamente 670 km por cada 5 kg de H<sub>2</sub> para vehículos medianos, además de presentar un tiempo de repostaje similar al convencional en gasolineras. Una buena opción también para presentar un combustible neutro en CO<sub>2</sub> es emplear eco-combustibles, que se elaboran a partir de hidrógeno verde y CO<sub>2</sub> capturado de procesos industriales, dando lugar a gasóleo y gasolina sintéticos.

### **2.2.7 VENTAJAS DEL BIOGÁS**

El biogás contribuye directamente a reducir emisiones y descarbonizar varios sectores, además de suponer ventajas económicas y de gestión de residuos. Tiene un gran potencial y muchas ventajas que se indican a continuación.

1. Reduce y evita emisiones.

La aplicación del biogás en la industria supone una mejora en el medioambiente al reducir la contaminación, ya que evita que las industrias recurran a los combustibles fósiles como petróleo o carbón como suministro eléctrico o energético. Además, la producción de biogás permite un tratamiento correcto de los residuos (ya sean lodos de EDAR, vertederos, RSU, etc.) dando la posibilidad de obtener energía limpia y renovable.

2. Suministro energético.

El biogás como biocombustible es un suministro eléctrico del que pueden disponer las industrias agrícolas, por ejemplo, sin tener que recurrir a las instalaciones eléctricas habituales. El autoconsumo energético supone el cumplimiento de uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7), ya que se permite el acceso universal a la energía. En definitiva, supone un funcionamiento accesible e ininterrumpido con una inversión económica asumible.

3. Beneficios económicos.

Además de reducir el impacto ambiental, este gas ofrece una rentabilidad considerable. Instalar una planta de biogás proveniente por ejemplo de origen porcino supone una ventaja económica debido al reducido coste del combustible y también debido a ahorros en la gestión de residuos o problemas que pueden desarrollarse fruto de su acumulación. Esta rentabilidad provoca que esté impulsando su investigación para hacerlo una fuente de energía más competitiva aún.

4. Ofrece un fertilizante con elevado contenido de nutrientes.

Aunque el objetivo de descomponer y tratar los residuos orgánicos es obtener biogás, se ha de recordar que este no es el único producto de la digestión anaerobia. Dicho proceso también da lugar a un subproducto muy valioso, un abono orgánico que se puede utilizar como fertilizante con un elevado contenido en nutrientes. Se produce al no haber presencia de oxígeno en el proceso, y se genera a diario en forma de lodo. Dicho fertilizante puede emplearse en aumentar la calidad de suelos de cultivo mejorando la calidad de la tierra y, en consecuencia, la productividad de las plantas que crecen en ella. En el caso de que los residuos utilizados para la producción de biogás procedan de elementos vegetales o de cultivo, esta aplicación de fertilizantes del proceso para el suelo supondría el cierre del círculo sostenible.

En definitiva, la producción de biogás y su aplicación en distintos sectores supone la posibilidad de generar huellas de carbono nulas o incluso negativas (si hay unidad de

captura), siendo la energía que más contribuye a la energía circular. Además, genera empleo en el medio rural, integra al mundo rural en la transición energética y disminuye la dependencia energética sobre todo en geografías difíciles de electrificar.

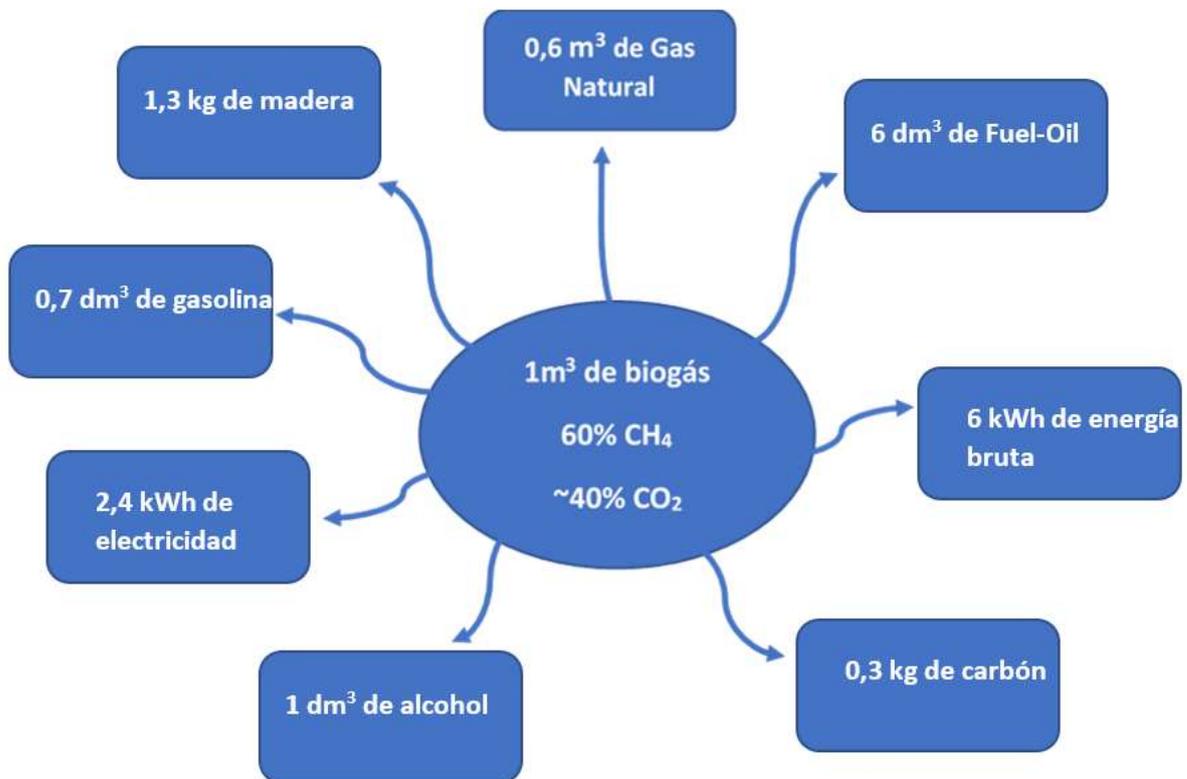


Figura 17: El biogás como combustible versátil. Elaboración propia a partir de (Ayats Llorens, 2018)

### 2.3 CONVERSIÓN DE BIOGÁS A BIOMETANO

El biometano se define como el metano producido a partir de la biomasa (ISO 16559:2014), con propiedades muy parecidas a las del gas natural. Cuando se produce mediante conversión térmica (por ejemplo, gasificación y metanización), el gas producto rico en metano se denomina normalmente gas natural sintético de base biológica (bio-SNG), mientras que cuando se produce mediante procesos biológicos, incluidos los vertederos,

RSU y el tratamiento de aguas residuales, el producto inicial es el biogás bruto que debe limpiarse (normalmente mediante el denominado *Upgrading*) para alcanzar el alto contenido de metano que se denomina biometano procedente de la mejora o *upgrading* del biogás. El bio-GNS y el biometano de biogás mejorado son esencialmente idénticos desde el punto de vista químico y deben cumplir las mismas especificaciones técnicas para poder ser inyectados en los gasoductos de gas natural.

La calidad del biogás producido mediante digestión anaerobia de forma controlada en digestores como es el caso del presente proyecto, y su composición depende de las materias primas empleadas y de los parámetros operativos empleados en el proceso. Los componentes más importantes del biogás son el metano y el dióxido de carbono, aunque siempre van acompañados de otros compuestos indeseados o incluso trazas como vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, compuestos orgánicos volátiles, partículas, etc.

Para eliminar y separar dichos compuestos contaminantes y partículas indeseadas se han de realizar ciertas actividades de depuración, limpieza o acondicionamiento de este gas. Para además separar y eliminar el dióxido de carbono del metano, se realiza una operación de enriquecimiento o mejora del biogás, llamada en adelante *Upgrading*. El gas que sale de esta unidad es biometano enriquecido en metano, con un contenido y una calidad que lo hacen equiparable al gas natural. Cuando no es necesario un biometano de calidad, ya sea porque va a ser empleado para cogeneración o calderas, el único tratamiento que se le aplica al biogás es este tratamiento de depuración y acondicionamiento, ya que no va a ser mejorado posteriormente.

### **2.3.1 LIMPIEZA DE LAS IMPUREZAS Y ACONDICIONAMIENTO DEL BIOGÁS**

La etapa de limpieza o acondicionamiento del biogás se suele aplicar como paso previo o pretratamiento para el proceso de *upgrading* a biometano. Las impurezas y agentes contaminantes que se desean eliminar en este proceso son normalmente siloxanos y amoníaco.

Además, también se eliminan el agua, el sulfuro de hidrógeno y otros contaminantes (este paso se denomina comúnmente limpieza del gas), suele ser antes del proceso de *upgrading* para evitar la corrosión u otros problemas en las aplicaciones posteriores.

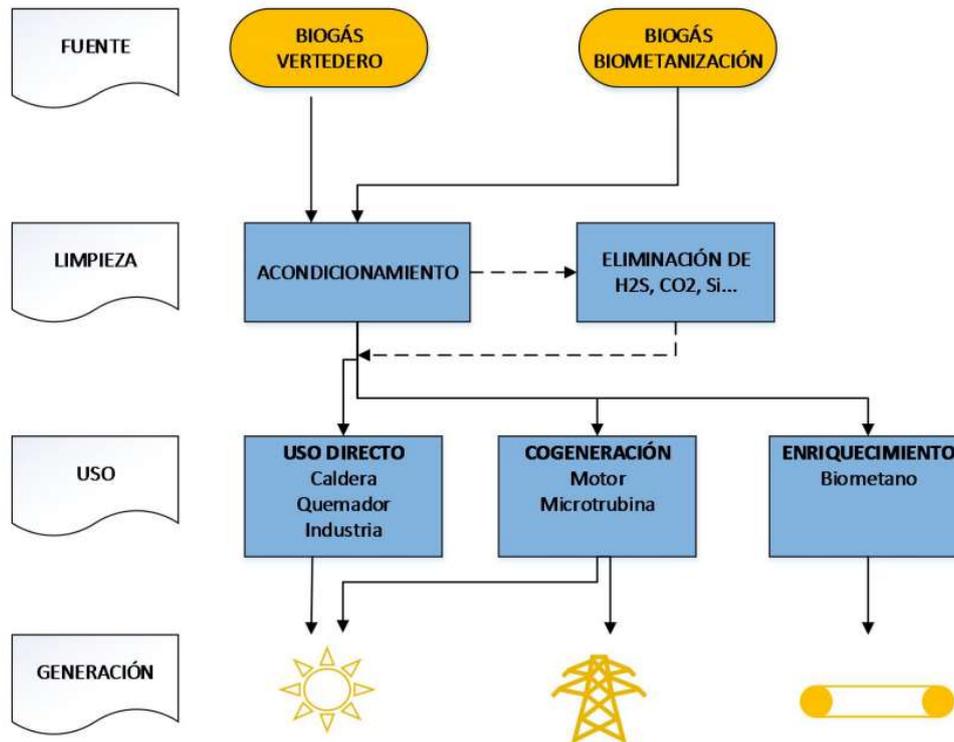


Figura 18: Acondicionamiento Biogás. Fuente: (Ayats Llorens, 2018)

El biogás puede llegar a contener una amplia variedad de compuestos de azufre como sulfuros, mercaptanos o disulfuros, de los que el  $H_2S$  (sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico) toma la mayor importancia, por ser muy reactivo con metales y sobre todo en presencia de  $H_2O$  y a altas temperaturas. Durante la combustión, se da lugar a la oxidación de sulfitos, sulfatos y azufre, y estas con la presencia de agua llegan a ser sustancias corrosivas. Es por este motivo que debe eliminarse para que no se produzca corrosión en los compresores, los sistemas de almacenaje del gas o conductos y motores.

El ácido sulfhídrico siempre está presente en el biogás, aunque puede variar la concentración en la que se encuentre. La ausencia de oxígeno que da nombre al proceso anaerobio es la

culpable de que se produzca este compuesto mediante bacterias de los sulfatos y azufre contenidos en algunos compuestos orgánicos como los aminoácidos. Para eliminar la presencia de dicho  $H_2S$  tan problemático existen varios procesos, de los cuales los más comunes son los siguientes. (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

1. Procesos biológicos. En este proceso varios microorganismos se encargan de catalizar reacción de oxidación del sulfuro de hidrógeno a azufre o a ion de sulfato. De este modo, del  $H_2S$  total que había antes, normalmente un 70%, se convierte en azufre y el 25% restante se transforma en sulfato. Los microorganismos que completan esta acción utilizan compuestos inorgánicos para obtener carbono y energía, y requieren de ciertos nutrientes presentes en la digestión para su propio crecimiento. Este proceso es bastante delicado debido a que dichos microorganismos son aerobios y se ha de controlar con detalle la cantidad de oxígeno, ya que si existe una proporción mayor del 12% se puede producir una explosión.
2. Procesos de adsorción. El más común es el de carbón activo, que se emplea como retoque o afinamiento tras otro proceso menos costoso como el biológico explicado anteriormente.
3. Procesos de absorción. El sulfuro de hidrógeno tiene la propiedad de ser soluble en agua, por lo que puede separarse del biogás. Aun así, es conveniente que se produzcan reacciones de oxidación del azufre para poder recuperarlo posteriormente.
4. Precipitación de sulfuros. Este proceso se suele emplear sobre todo como soporte cuando el sistema biológico no ha podido reducir lo suficiente el contenido de  $H_2S$ . Consiste en retirar el azufre y el sulfuro de hierro de la instalación digestora mediante dosificación de sal de hierro en el influente del reactor anaerobio. Actualmente esta práctica apenas se utiliza debido a su elevado coste en materiales químicos y equipos de dosificación.

### 2.3.2 ENRIQUECIMIENTO DE BIOGÁS O UPGRADING

La mejora del biogás o *upgrading* significa que se elimina el dióxido de carbono del biogás para aumentar la densidad energética y se realiza una vez que el biogás se ha acondicionado y limpiado. En este proceso, de forma simultánea a la separación de dióxido de carbono también se separan algunos compuestos que siguen estando presentes en el gas, como el H<sub>2</sub>S. Aun así, normalmente los sistemas e instalaciones de *upgrading* cuentan con una unidad previa de desulfuración, ya que si se separan a los dos compuestos a la vez, el CO<sub>2</sub> no es aprovechable posteriormente (tras su desorción se puede emplear en múltiples usos como bebidas carbónicas o en la industria por ejemplo) ya que estará contaminado de H<sub>2</sub>S. Los métodos que se pueden utilizar para enriquecer el biogás en metano se exponen a continuación.

#### 1. Absorción física.

En este proceso se aprovecha la diferencia de solubilidad de los gases en un medio líquido como el agua. Un inconveniente de esta tecnología es que el biometano saliente del sistema suele contener O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> debido a que se transfieren al agua recirculada a la columna de absorción (ver Figura 21). De todas formas, este problema se supera sustituyendo el agua por disolventes orgánicos como etilenglicol en la absorción física, que además de resolver el problema añade la ventaja de permitir dimensiones menores y bajas tasas de recirculación entre columnas, ya que el CO<sub>2</sub> tiene mayor solubilidad en dichos disolventes. La Figura 21 también serviría para ilustrar una instalación que emplee disolventes orgánicos, salvo por que no habría entrada de agua ni unidad ni de deshumidificación ni de secado de metano.

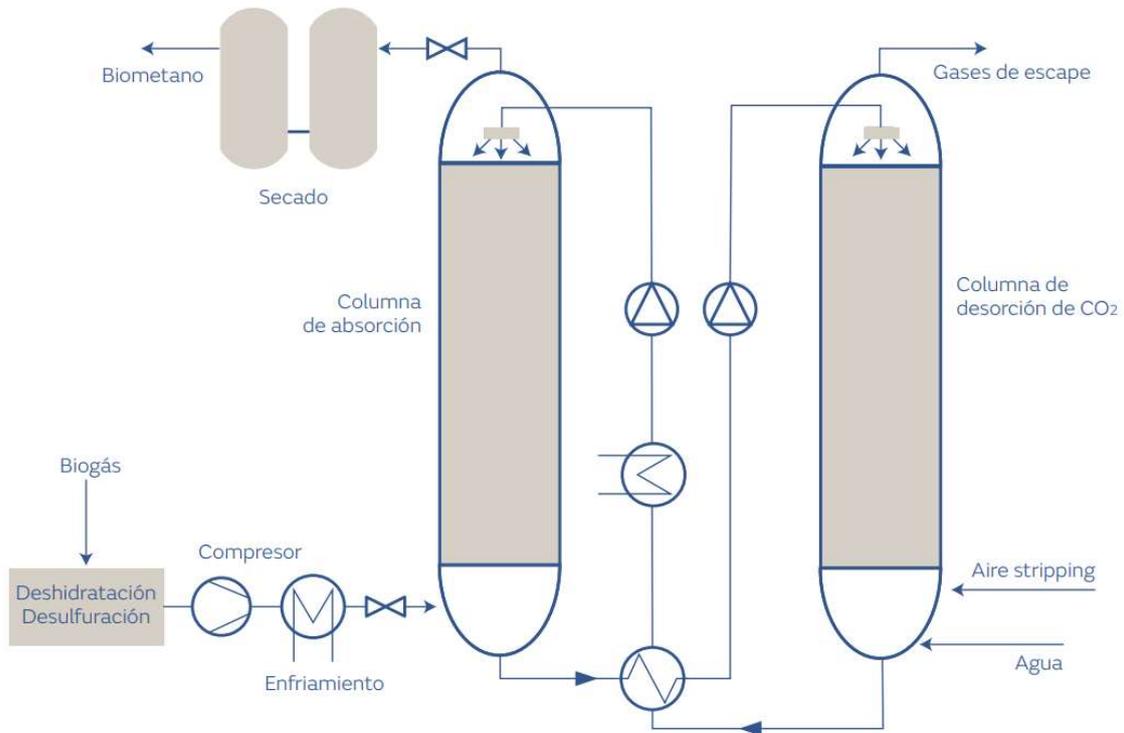


Figura 19: Proceso de absorción física con agua a presión. Fuente: (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

## 2. Absorción química.

En este método se emplea un compuesto que es muy reactivo en presencia de dióxido de carbono, por lo que acepta una menor presión operativa en la columna de absorción, que puede ser la atmósfera, aunque en ocasiones se utilicen hasta 4 bar. Los compuestos que más comúnmente se emplean son aminas, que son también muy reactivas con el sulfuro de hidrógeno. Es por esto que existe una gran necesidad de eliminar el  $H_2S$  previamente o separarlo del dióxido de carbono.

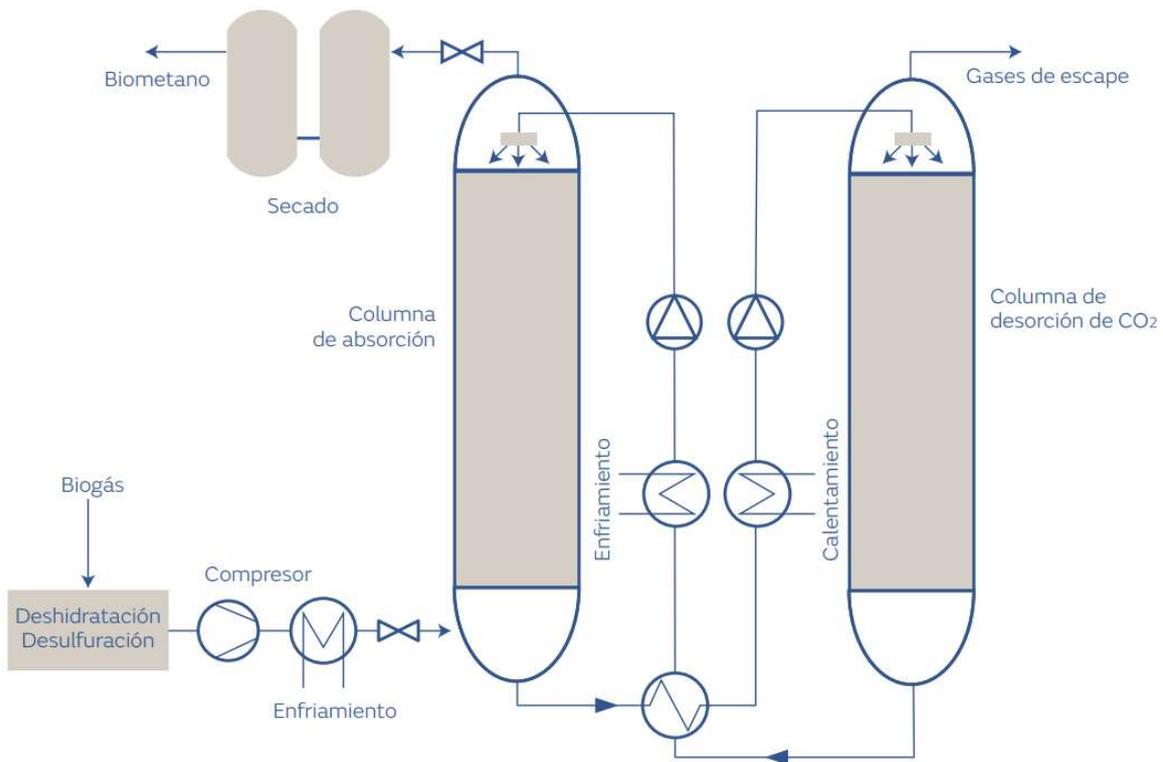


Figura 20: Proceso de absorción química con aminas. (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

### 3. Adsorción a alta presión o PSA.

El método de adsorción de dióxido de carbono en carbón activo o zeolitas es más eficaz a presiones altas. El lecho adsorbente es sometido a una alternación de ciclos de acción a alta presión, es decir, adsorción, y son seguidos de una disminución de la presión hasta bajos niveles, es decir desorción.

El nombre de este proceso viene del inglés “*Pressure Swing Adsorption*”, y procede de los cambios de presión alternativos durante el proceso. Esta acción se ha de realizar debido a que el metano no tiene gran capacidad de adsorción en presencia de estos materiales en cuestión (solo tiene buen grado de adsorción a altas presiones, que se tiene en cuenta para los ciclos).

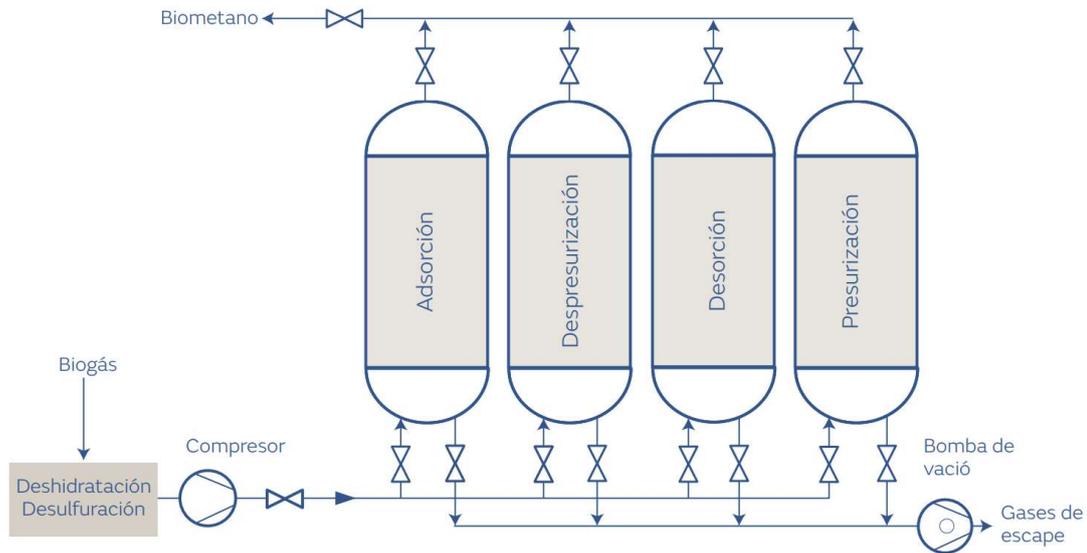


Figura 21: Proceso PSA o de adsorción a alta presión. (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

#### 4. Separación mediante membranas.

En este proceso se emplean unas membranas que no son muy permeables para el biometano pero sí para el dióxido de carbono, agua y amoníaco, y ligeramente para el sulfuro de hidrógeno,  $O_2$  y  $N_2$  (por lo que se necesita previamente eliminarlos). Para que se produzca correctamente la separación se han de alcanzar presiones muy elevadas, alrededor de 20 bar normalmente, aunque en algunos sistemas se opera a 8 o 10 bar. Una ventaja de la que dispone esta tecnología de enriquecimiento es la modularidad, por lo que se pueden añadir diferentes unidades nuevas e ir aumentando la capacidad del sistema. De hecho, para este proceso se suelen utilizar varias etapas de enriquecimiento consecutivas y combinadas en serie o en paralelo para poder alcanzar la calidad que se desea de biometano.

Si se desea aumentar el rendimiento en esta configuración es posible utilizando membranas de gas/líquido que son atravesadas por el gas quedando disuelto en un líquido que debe ser absorbente como por ejemplo si tuviera aminas.

El metano, en su mayor proporción no atraviesa dicha membrana y el absorbente al otro lado se puede regenerar con temperaturas altas, desorbiendo el dióxido de carbono. Este

submétodo tiene dos ventajas, la primera es que se puede operar a baja presión y la segunda es que se reduce el consumo energético que provocaban esas altas presiones.

#### 5. Enriquecimiento criogénico

Esta configuración se basa en operar a una presión y una temperatura a la que se pueda retirar el dióxido de carbono estando en forma líquida mientras que el metano está en su forma de gas. Estando a presión atmosférica, se va aplicando la diferencia entre la temperatura de ebullición del CH<sub>4</sub> (-161°C) y la del CO<sub>2</sub> (-78,48°C), aunque como estas temperaturas se elevan a altas presiones, se acaba operando a presiones altas de alrededor de 25 bar.

El problema de este método es la formación de hielo debido a las temperaturas de operación, por lo que se debe eliminar antes del proceso todo el sulfuro de hidrógeno, así como la humedad. Aun así, el precio del consumo energético debido a las operaciones de presiones y temperaturas llevadas a cabo en este proceso se compensa ya que no se hace uso de ningún químico.

#### 6. Enriquecimiento mediante algas

Este proceso es llevado a cabo por organismos fotosintéticos que hacen uso del dióxido de carbono y de los nutrientes para generar oxígeno y biomasa. Es por esto que este método presenta tan bajos costes, ya que el CO<sub>2</sub> que se desea separar es el que alimenta a todo un cultivo de algas, y se encuentra en una fase de desarrollo muy avanzada, aunque tiene la limitación de necesitar grandes espacios para poder llevarse a cabo.

Tras haber expuesto una breve descripción del funcionamiento de cada proceso de enriquecimiento, cabe compararlos entre ellos en cuanto a diferentes conceptos. Con respecto a la demanda energética, la absorción química es la que menos energía requiere, aunque los procesos de desorción que contienen varios métodos expuestos (incluida la absorción química) tiene una demanda de energía eléctrica muy elevada.

En cuanto al grado de implantación de estos métodos, son las de separación por membrana y absorción física con entrada de agua las que más implantadas están. A estas las sigue la absorción química con aminas y PSA, mientras que el enriquecimiento criogénico no tiene buen grado de implantación debido a sus complejidades operativas.

La tecnología con mayor crecimiento es la separación por membranas, debido a su adaptación a los distintos tamaños y capacidades de los sistemas de la planta y a su flexibilidad. Aun así, el enriquecimiento mediante algas o fotosintético tiene un gran potencial que presenta altas expectativas para cuando se consolide su validación.

El uso final preferido del biometano depende en gran medida de las condiciones marco del país donde se produce. Si se favorece la generación de electricidad, el biogás bruto sólo se transforma en biometano si no es posible la producción directa de electricidad y calor a partir del biogás. En comparación con la conversión in situ del biogás en electricidad, la conversión del biogás en biometano permite un uso mucho más flexible del mismo, de modo que se puede lograr un mejor aprovechamiento del calor. Una tendencia reciente es que los países concedan subvenciones para promover la mejora del biogás para su inyección en gasoductos en los casos en que el calor recuperado tras la generación de electricidad se desperdicia por falta de mercado disponible. (Daniela Thrän et al., 2014)

De este modo, el biometano se asemeja al gas natural en cuanto a su distribución y disponibilidad para todos los tipos de usos finales de generación de electricidad. Ejemplos de países en los que los planes de inyección a la red son cada vez más comunes son los Países Bajos, Suiza, Austria, Reino Unido y Alemania. El biometano también puede utilizarse directamente como combustible de automoción, en cuyo caso puede producirse con la misma composición que el gas natural de gasoducto, o con una especificación mayor para vehículos de mayor rendimiento.

En cuanto al transporte de biometano fuera de la red cabe mencionar el caso sueco, con una cobertura de red de gas es limitada y restringida a una sola parte del país, y con la expansión de la red limitada por la baja densidad de población. Para utilizar el biometano como combustible para automóviles hay que recurrir a otras soluciones. El biometano se

transporta principalmente en estado comprimido en unidades de almacenamiento móviles, pero también en estado licuado y en redes de gas locales. Suecia es uno de los líderes mundiales tanto en el uso de biometano como combustible para automóviles, como en su transporte fuera de la red de gas. Con respecto al transporte por carretera, con respecto a las condiciones suecas para el transporte por carretera, la mejor opción para todos los volúmenes es el transporte en estado comprimido hasta distancias de 200 km, mientras que el transporte en estado licuado puede ser una opción para distancias más largas. En el caso de las redes locales de gas (microrredes), existen varias redes locales de gas más pequeñas en varias ciudades suecas, y también en otros países como Brasil. Se suelen utilizar para conectar digestores situados a pocos kilómetros de distancia entre sí, normalmente en una planta de tratamiento de aguas residuales y en una instalación de manipulación de residuos alimentarios. El biogás bruto se transporta de una de las plantas a la otra y después se transforma en biometano en una instalación conjunta. El biometano se transporta a las estaciones de servicio a través de otro gasoducto o por carretera.

El coste de la transformación del biogás en biometano depende básicamente del tamaño de la planta. Los cálculos económicos muestran que la transformación del biogás en biometano puede ser rentable cuando se pueden utilizar al menos 500 Nm<sup>3</sup>/h de gas bruto. Sin embargo, desde el punto de vista económico, resultan más interesantes las plantas de mayor tamaño. En la actualidad, se han realizado en Alemania plantas de biogás con una capacidad de mejora de 1.400 m<sup>3</sup>/h de gas bruto. Por lo tanto, en condiciones marco específicas, la remodelación de una planta de biogás existente mediante la adición de sistemas de mejora podría ser una opción para las instalaciones más grandes. En siguientes apartados relativos a costes se expondrán gráficos representando los precios del enriquecimiento de biometano en función al tamaño de producción.

Dado que la rentabilidad de los sistemas de mejora depende especialmente del tamaño, parece sensato recoger y mejorar el gas bruto de varias instalaciones de biogás en una gran planta de mejora de biometano procedente de biogás. Ya se ha realizado un pequeño número de proyectos de este tipo. Para una rentabilidad razonable, por un lado, la cantidad de biogás bruto tiene que ser significativa, mientras que, por otro lado, las condiciones geográficas y

la infraestructura local son importantes. Por lo tanto, las plantas de biogás deben estar situadas cerca unas de otras. Tiene sentido centralizar el *upgrading* de biogás de varios focos productores, como se suele hacer en Suecia o Brasil. (Daniela Thrän et al., 2014).

Aunque existen diferentes tecnologías para producir un flujo de biometano de calidad suficiente, durante la fase de mejora se pierde un pequeño porcentaje de metano. Esto puede variar considerablemente entre las tecnologías de mejora elegidas, aunque todos los proveedores de equipos pueden proporcionar un tratamiento de los gases de escape para hacer frente a las pérdidas de metano. El deslizamiento de metano al convertir el biogás en biometano puede contribuir significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida ya que el biometano es un gas de efecto invernadero 25 veces más potente que el dióxido de carbono. (Daniela Thrän et al., 2014) Por lo tanto, las fugas, ya de por sí pequeñas, pueden causar reducciones sustanciales en el potencial de mitigación del cambio climático.

## ***2.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE BIOMETANO***

Aunque existe una amplia variedad de procesos de conversión química, se tendrán en cuenta los principales:

1. Reformado
2. Pirólisis
3. Gasificación

El único de estos procesos que se explicará con mayor detenimiento es el proceso de reformado, entre los que se distinguen tres tipos que se exponen a continuación. Los procesos de Pirólisis y Gasificación se explicarán brevemente al final del presente apartado.

### 2.4.1 PROCESOS DE REFORMADO

Dentro de los diferentes procesos de reformado se distinguen varios tipos. El más común es el reformado con vapor de agua o SMR, por su nombre en inglés “Steam Methane Reforming”; procesos de reformado autotérmico, ATR “Autothermal Reformer or Catalytic Processes) y procesos de oxidación, POx (“PartialOxidation Processes”).

El reformado de metano o de gas natural se basa en la descomposición de la molécula de metano ( $\text{CH}_4$ ), dando lugar a óxidos de carbono (monóxido de carbono, CO y dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$ ). Para que este proceso pueda tener lugar, han de darse varias condiciones como: altas temperaturas, entre 700 y 1000°C, que haya un catalizador con base de níquel y, por último, el papel fundamental de los agentes oxidantes. Según el agente oxidante que se elija, hay un proceso adecuado. Los procesos que se han seleccionado analizar en el presente trabajo utilizan los siguientes agentes oxidantes:

1. SMR  $\rightarrow$  Vapor de agua
2. Oxidación parcial, POX  $\rightarrow$  Oxígeno o aire
3. Reformado autotérmico, ATR  $\rightarrow$  Una combinación de ambos

Por lo general, los procesos más convenientes para el reformado de hidrocarburos ligeros como por ejemplo el metano, propano o butano (y también con catalizadores especiales, nafta) son el reformado con vapor de agua (SMR) y el reformado autotérmico (ATR). Los procesos de oxidación parcial (POx) son aplicables a una mayor variedad de hidrocarburos.

Independientemente del tipo de reformado que se emplee, el proceso general de producción de hidrógeno actualmente consiste en cuatro fases en serie, como se muestra en la Figura 22.

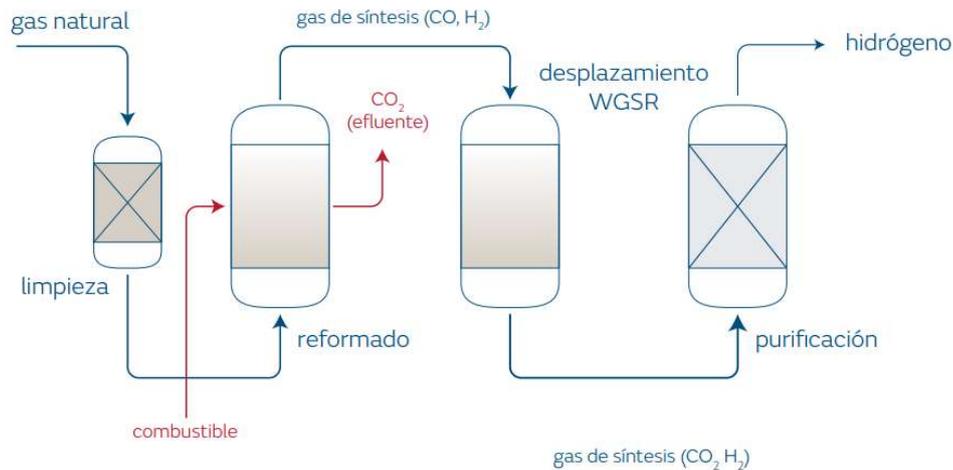


Figura 22: Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado general. Fuente: (Morante et al., 2020)

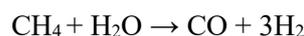
Las cuatro etapas funcionales, como se muestra en la Figura 22, son desulfuración del gas natural o biometano en este caso, reformado (en esta fase entran en juego los distintos tipos de agentes oxidantes por los que se clasifican cada tipo de reformado), desplazamiento del gas y purificación del hidrógeno. En todo este proceso, el reformado es la unidad central de todo el sistema, aunque antes de que el gas entre en esta etapa se somete a un proceso de desulfuración, en el cual se elimina casi todo rastro de azufre (más de un 99%) mediante dos fases: la primera en la que mediante un catalizador de cobalto y molibdeno y también mediante hidrogenación, el azufre queda en su forma reducida. En la segunda se elimina todo resto posible de azufre mediante un catalizador de óxido de zinc. Tras esta etapa, el gas obtenido tiene menos de 0,1 ppm de  $H_2S$ , y resulta de alta importancia ya que la presencia de este compuesto en el catalizador de la siguiente fase de reformado supondría una contaminación en el mismo. El gas saliente ya limpio llega a la unidad de reformado en la cual se mezcla con el agente oxidante oportuno, ya sea vapor de agua, aire o ambos. En esta fase el lecho catalítico que se utiliza es de base de níquel. Para lograr altas temperaturas que se dan en el reformador se recurre a la quema de combustible externo, que como se explicará en cada caso, puede ser parte del metano u otro hidrocarburo. Al salir de la fase de reformado, ya se tiene la mezcla de monóxido de carbono y el hidrógeno principalmente (gas de síntesis mezclado y algunas impurezas que luego se eliminarán), y se procede a la fase de desplazamiento en la que el CO pasa a dióxido de carbono y se aumenta la cantidad resultante

de hidrógeno mediante catalizadores de hierro, cromo y cobalto. Esta fase tiene dos reactores en serie, uno a temperatura alta y otro a más baja. La última fase del proceso global es la de purificación, en la que se eliminan las trazas restantes de metano, monóxido y dióxido de carbono; puede constar de varias unidades, dependiendo de la tecnología empleada para obtener la máxima pureza alcanzable en el hidrógeno final. La tecnología más utilizada es PSA (adsorción con presión oscilante), es la que compone los equipos de AirLiquide y de la que se hablará un poco más en los siguientes apartados. Existen también otras estrategias para eliminar el CO<sub>2</sub> como la solución de aminas, con la que se absorben las moléculas de este compuesto o por último la metanación catalítica mediante la cual se eliminan las trazas de óxidos de carbono presentes en el gas y genera un metano nuevo y limpio. Esta última técnica es muy usual en la producción de amoníaco, para prevenir la contaminación y el daño de los catalizadores utilizados. (Morante et al., 2020)

## **SMR**

En el proceso de reformado con vapor de agua, para el que se usa metano, ya sea en forma de gas natural o gas de refinería, consta de dos reacciones que se expondrán seguidamente.

La primera reacción es:

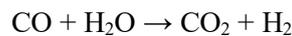


La primera reacción, que es la fase del reformado como tal, es la descomposición parcial del metano en monóxido de carbono y agua, reacción fuertemente endotérmica, es decir, se absorbe energía durante el proceso en forma de calor en este caso. Mediante el uso de vapor de agua se proporciona ese calor necesario y también hidrógeno adicional, de forma que el resultado es un gas rico en hidrógeno (entre 70 y 75%), aunque también se produce entre un 2 y un 6% de metano, entre 7 y 10% de monóxido de carbono y entre 6 y 14% de dióxido de carbono (Hirschenhofer et al-2000).

Esta primera reacción es endotérmica, generalmente tiene una entalpía de  $\Delta H_r = 206 \text{ kJ/mol}$ , por lo que se da a altas temperaturas (alrededor de 900°C), y consume una gran cantidad de

energía. Los quemadores mantienen la temperatura del horno en 960°C aproximadamente, en el que se encuentran los tubos por los que circulan el metano y el vapor de agua a través de lechos catalizadores.

A la salida del reformador, el gas resultante de la primera reacción se dirige a la unidad de desplazamiento del agua y gas. Esta fase se llama WGS, del inglés “Water-Gas Shift”.



Esta reacción que verifica la segunda fase del proceso es exotérmica y mejora la producción del hidrógeno, es decir, con ella se incrementa la cantidad de hidrógeno resultante. La entalpía de esta reacción es  $\Delta H_r = -41 \text{ kJ/mol}$  y tiene lugar a temperaturas moderadas. Se produce en catalizadores de cobre. Parte del metano (o gas natural) es empleado para mantener la temperatura de operación de los quemadores, ya que ni el rango de temperaturas ni la cantidad de calor liberada son suficientes para que la reacción se dé satisfactoriamente.

El calor liberado durante esta fase WGS se suele aprovechar para calentar el gas antes de que entre al reformador. Al salir del reformador, el gas resultante de las dos reacciones anteriores se dirige a un condensador con el fin de retirar el vapor de agua restante. Este gas sigue teniendo dióxido y monóxido de carbono, restos de agua y metano. Estas impurezas se tienen que eliminar como parte final del proceso, por lo que pasará por una unidad de depuración. Esta fase final se llama PSA (Pressure-Swing Adsorption), es un sistema de adsorción-desorción o separador de membranas, y el hidrógeno resultante de este proceso tiene una pureza de 99.99%. Se suele generar un llamado “gas de cola”, formado por los gases adsorbidos, que se reciclará (ya que es combustible) para usarlos en los quemadores del reformador.

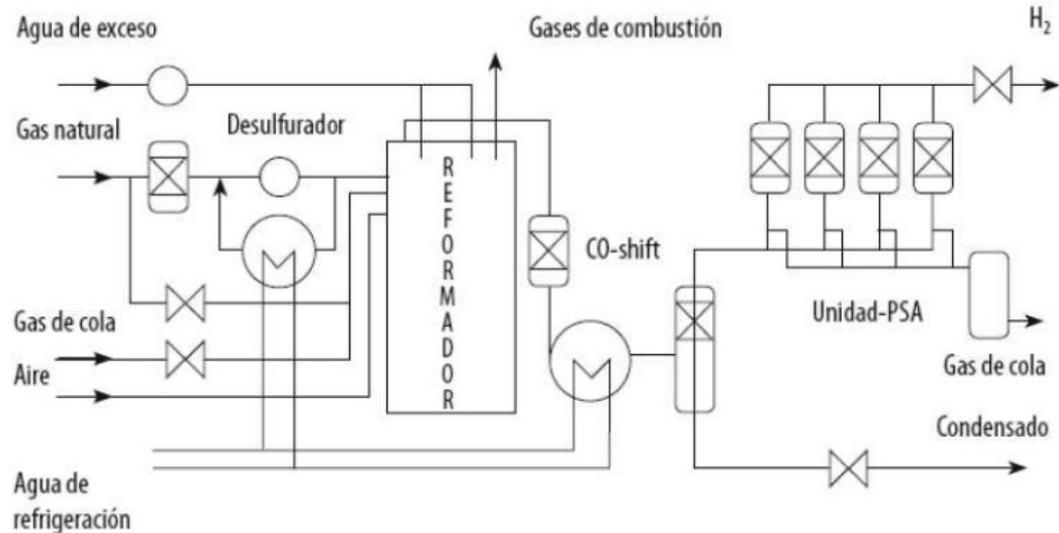


Figura 23: Esquema del proceso de reformado con vapor de agua (SMR). Fuente: (Moratilla Soria & Linares Hurtado, 2007)

El proceso SMR es la tecnología dominante para la producción de syngas, y tiene la ventaja de ser una tecnología ya establecida y muy utilizada en todo el mundo. En las reacciones que se han expuesto durante la explicación del proceso, se puede observar que se producen 4 moléculas de hidrógeno por cada molécula de metano, aunque dado que tiene un rendimiento de 71,4% la producción de hidrógeno es menor, como se explica seguidamente.

El poder calorífico inferior del hidrógeno ( $H_2$ ) es 33,6 kWh/kg, y su masa molecular es 2 kg/kmol, por lo que se tienen 67,2 kWh/kmol. En el caso del metano, se tiene un poder calorífico inferior de 13,889 kWh/kg, y su masa molecular es 16 kg/kmol, por lo que se tienen 222,22 kWh/kmol. Entre las dos reacciones que se dan en el proceso, se busca obtener cuántas moléculas de hidrógeno se producen por cada molécula de metano, por lo que con el rendimiento del proceso SMR (71,4%, de [3]) y los poderes caloríficos inferiores mencionados se saca el número de moléculas de hidrógeno resultantes del proceso:

$$\eta = 0,714 = \frac{x \cdot 67,2}{1 \cdot 222,22}; x = 2,36 \text{ kmol de } H_2/\text{kmol de } CH_4$$

Por tanto, la producción de hidrógeno mediante SMR a partir de biometano es de 2,36 kmol de hidrógeno por cada kmol de biometano. También existen desventajas, como que al ser una reacción fuertemente endotérmica, requiere mucha energía y tiene costes de operación altos (lo que repercute en la producción de hidrógeno), además de requerir cierto mantenimiento ya que se deposita carbón residual en el catalizador, por lo que este se suele desactivar. Además, se trata de un proceso con emisiones de dióxido de carbono indirectas al generarlo en la obtención del vapor de agua (se combustionan combustibles fósiles), aunque esta desventaja no aplica al caso del presente proyecto ya que esas emisiones se compensan con el proceso de obtención del biometano.

Al igual que se ha calculado la producción de hidrógeno, se puede calcular la producción de CO<sub>2</sub>, simplemente teniendo en cuenta que cada kmol de CO<sub>2</sub> en los productos procede de cada kmol de CH<sub>4</sub> en los reactivos. Por tanto:

$$\frac{2,36 \text{ kmol de H}_2}{1 \text{ kmol de CO}_2} = \frac{2,36 \text{ kmol de H}_2 \cdot 2 \text{ kg de H}_2/\text{kmol de H}_2}{1 \text{ kmol de CO}_2 \cdot 44 \text{ kg de CO}_2/\text{kmol de CO}_2} = \frac{1 \text{ kg de H}_2}{9,322 \text{ kg de CO}_2}$$

## ATR

Otra tecnología a proponer es el reformado autotérmico, en la que se utilizan como oxidantes agua y aire. La materia prima en este proceso puede ser gas natural o biometano, gases residuales de refinería, gas prereformado, gas de cola Fischer-Tropsch, gases licuados de petróleo o nafta. Al introducir controladamente una corriente de aire, se reduce el consumo de combustible externo en la unidad de reformado, ya que no haría falta calor para la oxidación del oxígeno, que es un paso necesario y que supone una gran parte del calor que se usa para romper o dividir la molécula de metano. Dicho calor necesario para la sección de reformación, aportado por el calor liberado en la oxidación parcial, hace posible que se alcancen temperaturas entre 950 y 1050°C.

Como ya se ha mencionado previamente, esta tecnología combina los procesos SMR y POX, lo que lo convierte en un proceso bastante atractivo debido al aprovechamiento energético

del calor liberado en el segundo (proceso de oxidación parcial) para su uso en el primero (proceso de reformado con vapor de agua), de forma que se produce una combinación de los procesos endotérmicos y exotérmicos, obteniéndose un balance de necesidades de calor neto nulo.

En los procesos de reformados autotérmicos (ATR) se distinguen varias fases o secciones: la primera fase es opcional, según la composición del gas, y es la fase de desulfuración; la segunda es una sección de precalentamiento del combustible, seguida de un reactor reformador autotérmico con lecho de catalizador. En esta etapa de reacción, primero el gas que entra reacciona con oxígeno (dando lugar a una combustión parcial) y con vapor para generar gas de síntesis y luego entra en el lecho catalítico del mismo reactor para alcanzar un buen rendimiento que logre el equilibrio termodinámico. Por último, una fase de recuperación de calor y un separador de gas. Estos procesos se basan en diferentes reacciones, donde se puede distinguir la parte donde ocurre la oxidación parcial del metano, que ocurre en la zona de combustión:



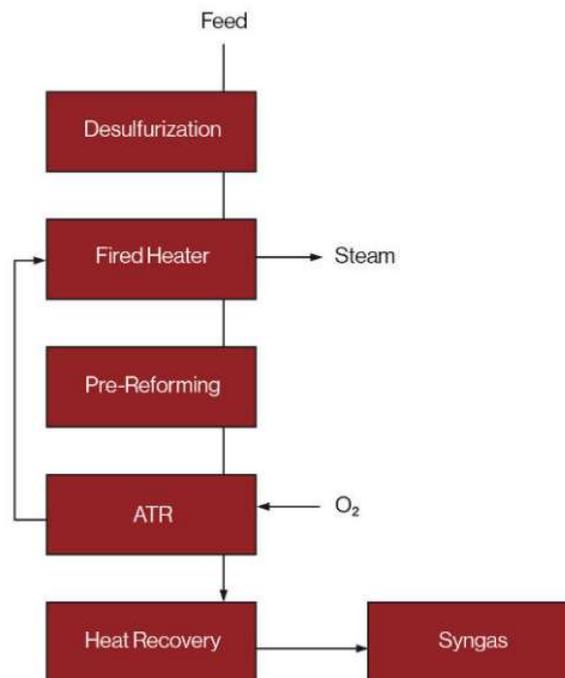
y las reacciones de reformado (reacciones catalizadas):



Estas reacciones se dan en lechos con estructura de panal y compuestos de metales catalizadores (como platino, por ejemplo, que se suele usar en los catalizadores Vessel). El monóxido de carbono producido es desplazado con agua para producir más hidrógeno y  $\text{CO}_2$ .

Durante la inyección de aire en el reactor (fase oxidación), con la ayuda del catalizador, gran parte del combustible de entrada (entre el 30 y el 40%) se oxida liberando calor. Este calor se invertirá romper la molécula del combustible que queda mientras se pulveriza vapor de agua, dando lugar por separado a hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono. Gracias a este aprovechamiento del calor, el proceso de reformado autotérmico tiene como

ventaja que no necesita quemadores externos, por lo que se considera una tecnología más simple y económica que los procesos de reformado de vapor (SMR), aunque poseen la desventaja de ofrecer menores niveles de eficiencia estos. Su eficiencia es parecida a la de la oxidación parcial, entre el 70% y el 76% según (García Peña, 2008) y (Hurtado et al, 2001).



*Figura 24: Proceso de ATR. Fuente: AirLiquide.*

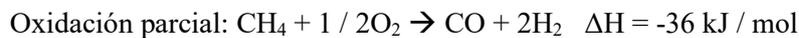
Este proceso se viene usando desde hace tiempo a niveles industriales, es decir, unidades de gran capacidad centralizadas, aunque recientemente se ha empezado a implantar esta tecnología para procesos de menor escala, en pequeños equipos con producciones menores. Esta nueva característica o desarrollo puede suponer una ventaja en la implantación de reformadores en vehículos, ya que supondrían equipos de menor complicación y tamaño que los reformados con vapor de agua. Aun así, esto está condicionado a desarrollos de otras tecnologías más adecuadas para el sector automovilístico.

## POX

La producción de gas de síntesis con el proceso de reformado de metano también se puede realizar mediante otro agente oxidante, el aire. A este proceso se le denomina Oxidación Parcial (conocida por las siglas POX, Partial OXidation.) y consiste en una oxidación incompleta de un hidrocarburo, como el metano en este caso, donde sólo se oxida el carbono (sólo se oxida el carbono hasta llegar a monóxido de carbono), quedando libre el hidrógeno.

La entalpía estándar de esta reacción es -36 kJ/mol, tratándose por tanto de un proceso exotérmico, por lo que se podría prescindir de quemadores externos para mantener la reacción.

Se diferencia de la combustión total en la cantidad insuficiente de oxígeno para llegar a la totalidad de la combustión, es por eso que se le denomina oxidación parcial, ya que, si llegara a producirse una oxidación total, el producto de este proceso sería dióxido de carbono, agua y energía en vez de hidrógeno y monóxido de carbono:



Este método se utiliza sobre todo para la producción de gas de síntesis a partir de materiales sólidos como biomasa o carbón y para combustibles líquidos, que no son adecuados para los reformadores por vapor.

Aun así, el proceso POx, puede emplearse para generar hidrógeno a partir de varios hidrocarburos, entre los cuales está el carbón, el petróleo pesado y otros productos de refinería de bajo valor. El combustible en cuestión (metano en el presente proyecto) reacciona con oxígeno con una proporción menor de la estequiométrica o con aire en presencia de catalizadores, obteniéndose una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno a temperaturas superiores a 800°C. Tras la reacción, la mezcla de gas resultante se somete a reacciones de desplazamiento con agua (WGS) similares a los descritos anteriormente, para que se refrigere y finalmente, si es necesaria una alta pureza, se utilizan procesos de PSA

para purificar el gas resultante. En este proceso se obtienen desechos formados por hidrógeno gas a baja presión, y exceso de vapor.

En grandes producciones industriales, la eficiencia del proceso es de alrededor del 70%, aunque el proceso de oxidación parcial del metano no está completamente establecido para escala industrial, principalmente porque conlleva riesgos de explosiones el hecho de que haya un suministro de energía y un medio de reacción con  $\text{CH}_4$  y  $\text{O}_2$ , lo que genera una combustión completa.

Otra desventaja del proceso POX es que se obtienen ciertos desechos constituidos de hidrógeno gas a baja presión y sobras de vapor, que, en el caso de que no se puedan aprovechar de alguna forma en el proceso, provocan que la tecnología de oxidación parcial no sea tan atractiva en términos económicos al rondar su producción de  $\text{H}_2$  el 60% generalmente. (Hirschenhofer et al., 2000).

Además, si la reacción ocurre a alta presión, hay un gran riesgo de que se acumule carbonilla sobre los catalizadores, obstaculizando el desarrollo del proceso. Esto es debido a la elevada presencia de  $\text{CO}$  en el gas obtenido en la reacción, aunque este se puede eliminar o reducir si se oxida, dando lugar a  $\text{CO}_2$  o también sometiéndolo a las reacciones de desplazamiento de agua como se hace en otros procesos como SMR para obtener más hidrógeno y  $\text{CO}_2$ . (García Peña-2008)

En los últimos años, la tecnología de oxidación parcial está siendo contemplada como opción para el desarrollo de reformadores a escala reducida para generar hidrógeno a bordo de vehículos a partir de gasolina. Si bien es cierto que se han llegado a desarrollar varios prototipos, no se ha conseguido alcanzar un sistema conveniente y práctico debido a ciertas complejidades asociadas a la dificultad de conseguir reformado a tan pequeña escala que satisfaga la demanda necesaria junto con las necesidades dinámicas operativas de este tipo de automóvil de pila de  $\text{H}_2$  y las exigencias de tolerancias de  $\text{CO}_2$ .

En el caso de los equipos de AirLiquide de oxidación parcial (ver Figura 25) el gas entrante se mezcla inicialmente con vapor de agua y se somete a un tratamiento térmico previo en un

calentador para posteriormente introducir el oxígeno, la materia prima y vapor mediante un quemador exclusivo en un reactor a alta presión (presión manométrica entre 40 y 100 bar), mediante el cual se provoca la oxidación parcial del gas inicial que da como resultado una mezcla de  $H_2$ ,  $CO$  y  $CO_2$ . A continuación, se enfría el gas reformado generando vapor a alta presión y mediante un lavado de aminas se elimina el dióxido de carbono.

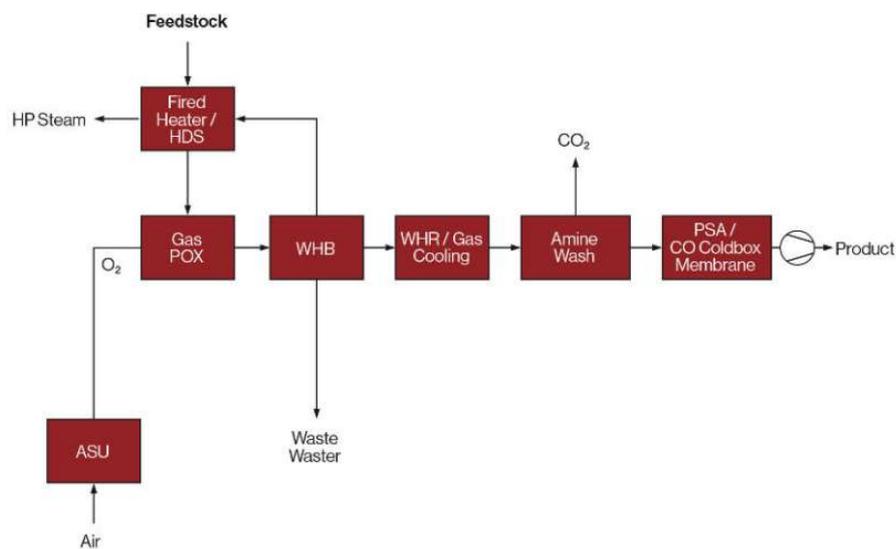


Figura 25: Proceso POX. Fuente: AirLiquide

## Comparación procesos de reformado

La Figura 26 muestra una breve comparación de los métodos de reformado previamente expuestos.

El reformado de metano con vapor de agua es el que mayor rendimiento de  $H_2$  tiene, aunque requiere cuidados en la gestión térmica y sirve únicamente para ciertos combustibles, siendo a su vez sensible a la calidad del gas natural. El reformado por oxidación parcial tiene la ventaja de tener una respuesta dinámica rápida y necesitar menos cuidados en la gestión térmica, aunque presenta un bajo rendimiento de hidrógeno. Por último, el reformado autotérmico de metano también presenta bajo rendimiento además de requerir un diseño

cuidadoso del sistema de control, aunque es un sistema muy rápido de arrancar y bastante compacto debido a la reducción en los intercambiadores de calor.

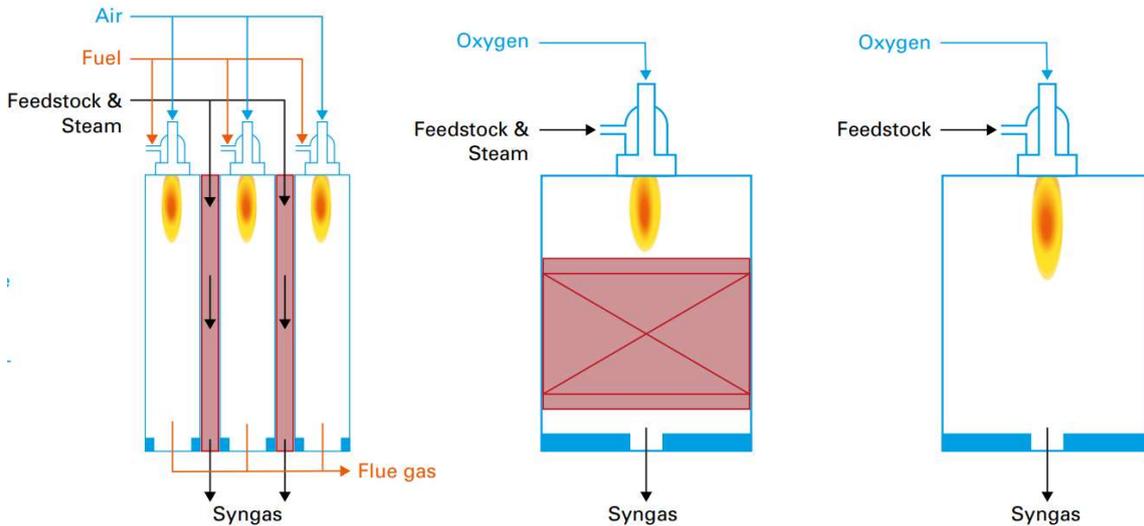


Figura 26: Comparación de los equipos de reformado. De izquierda a derecha SMR, ATR, POX.

En los procesos expuestos, y los que se exponen brevemente a continuación, se produce dióxido de carbono ya sea en mayor o menor cantidad, ya que se utiliza para conseguir las altas temperaturas necesarias tanto para los procesos. De esta forma, cada tonelada de hidrógeno producido corresponde a una cantidad aproximada de entre 9 y 11 toneladas de dióxido de carbono (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.). Después de estas devastadoras cifras, no es de sorprender que la generación de hidrógeno a partir de gas natural supone 630 Mt de emisiones anuales a nivel mundial. Este contaminante es posible capturarlo, y supone una necesidad si el proceso es aplicado a una materia prima de origen fósil (gas natural, por ejemplo), sino no se podría atribuir el adjetivo de “limpio” al hidrógeno resultante de dichos procesos. En el caso del presente trabajo, se trata procesos aplicados al biometano, por lo que no hace falta capturar el dióxido de carbono ya que se trata de hidrógeno verde, y queda compensada la contaminación última que se emite en estos procesos con la que se ahorra previamente. De hecho, si se capturase, resultaría una emisión negativa (hidrógeno dorado). Este análisis de comparación de costes con y sin captura se elabora en otro apartado del presente proyecto.

El proceso de captura de carbono tiene doble atracción: por una parte, permite satisfacer las necesidades de suministro de CO<sub>2</sub> a nivel industrial y a bajos costes, y por otra parte permite reducir el impacto ambiental que produciría la generación de hidrógeno.

## **2.4.2 PIRÓLISIS Y GASIFICACIÓN**

### **1. Pirólisis.**

Este proceso se basa en la descomposición de carbón o biomasa (combustibles sólidos básicamente) en un medio anaerobio (sin oxígeno) con la actuación del calor a unas temperaturas de entre 450°C en el caso de biomasa y unos 1.200°C en el caso del carbón. De este proceso se obtienen distintos productos en función al combustible, de la temperatura, los tiempos y presiones de operación que se haya utilizado. Estos productos pueden ser líquidos hidrocarbonados, residuos carbonosos o gases compuestos por hidrógeno, hidrocarburos como metano, o monóxido y dióxido de carbono.

Este proceso es una opción contemplable para los residuos sólidos urbanos ya que se pueden obtener como productos líquidos hidrocarbonados los cuales se pueden reformar tras el proceso para volver a obtener hidrógeno (Moratilla Soria & Linares Hurtado, 2007).

### **2. Gasificación.**

Se trata de un proceso de combustión del que se obtienen distintas proporciones monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y metano. La cantidad obtenida de estos compuestos varía principalmente en función a las condiciones del proceso y de la calidad y composición de la materia prima. Las temperaturas empleadas son entre 700 y 1.500°C según el tipo de reactor empleado, con una proporción limitada de oxígeno entre 10 y 50% del estequiométrico.

El proceso es endotérmico termoquímico de oxidación parcial (oxígeno subestequiométrico) del combustible presente en el sustrato. Por lo tanto, en términos de producción de hidrógeno los procesos de gasificación son interesantes con vapor de agua y oxígeno puro, ya que se obtendría un gas de síntesis (hidrógeno y monóxido de carbono) de buena calidad.

## Capítulo 3. METODOLOGÍA

### 3.1 CONTEXTO

A lo largo del presente proyecto se explican diferentes opciones y tecnologías para cada una de las fases del proceso de producción de hidrógeno, de los que finalmente se van a acometer algunos de ellos. Como materia prima se tomará la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), a partir de la cual, mediante el proceso de digestión anaerobia expuesto en puntos anteriores, se obtendrá biogás. Dicho biogás, tras someterse a los procesos de limpieza y acondicionamiento, pasará por una unidad de *upgrading* para su transformación a biometano. Como el objetivo es obtener hidrógeno, se elige el proceso de reformado de vapor de agua (SMR) para obtener dicho hidrógeno a partir de biometano debido a su buen rendimiento y madurez.

En los procesos expuestos se produce dióxido de carbono ya sea en mayor o menor cantidad, ya que se utiliza para conseguir las altas temperaturas necesarias. Estas emisiones quedan compensadas gracias al proceso empleado para obtener un hidrógeno limpio (verde), pero es posible capturarlo para obtener emisiones negativas (hidrógeno dorado). Para cada método de producción de hidrógeno que se analizará a lo largo de los siguientes apartados, se evaluará la opción de captura de CO<sub>2</sub>.

Se determinarán las inversiones y costes necesarios, y se aplicará la metodología propuesta a los costes actuales de producción de hidrógeno gris y azul, para verificar el modelo. En el proceso de cálculo de dichos 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 la restricciones normativas y la clausura prevista de este tipo de instalaciones.

### **3.2 COSTE NORMALIZADO**

Los costes de producción de hidrógeno dependen del proceso empleado para producirlo, pero a día de hoy se podría afirmar que el proceso más económico es el de reformado de metano o gas natural, sin posteriores capturas de dióxido de carbono. Casi todo el hidrógeno gris que se produce a nivel industrial se hace con este proceso, aunque en el caso del presente trabajo, el metano viene de una fuente limpia (biometano).

Para calcular los costes normalizados de la producción de hidrógeno no se va a tener en cuenta el método de gas de vertedero, ya que está en vía de extinción.

Con el fin de situar el proceso de biometanización y compararlo con los costes de varias alternativas, se han realizado los cálculos del coste normalizado del hidrógeno producido con y sin captura de CO<sub>2</sub> para los procesos de biometanización de FORSU con SMR, EDAR con SMR, y para hidrógeno azul y gris. A lo largo del presente trabajo, los costes normalizados de producción de hidrógeno serán referidos como LCOH (del inglés “Levelized Cost of Hydrogen”).

Para que los cálculos realizados de costes normalizados sean comparables con los LCOH de electrolizadores, se han tomado ciertos valores e indicadores en función al informe (IRENA, 2020), ya que es una tecnología madura para la que se propone un coste medio ponderado de capital (WACC) de 8% y se ha estimado una vida para la planta de 20 años. Para los indicadores de gas natural y de mantenimiento se toma la hipótesis de este informe de que son constantes, por lo que se asigna el valor cero a las tasas de actualización nominales correspondientes durante los cálculos. En cambio, para el coste del CO<sub>2</sub>, y habida cuenta de los fuertes incrementos experimentados, se asume una tasa nominal de crecimiento del 8,1%. Con estos valores de indicadores se calculan los siguientes factores de los que se hará uso a lo largo de los próximos cálculos:

Datos:

$$WACC = 0,08$$

$$N(\text{años de vida de la planta}) = 20$$

$$r_{OM} = 0$$

$$r_F = 0$$

$$r_{CO_2} = 0,081$$

$$k_F = \frac{1 + r_F}{1 + WACC} = 0,9259$$

$$k_{OM} = \frac{1 + r_{OM}}{1 + WACC} = 0,9259$$

$$k_{CO_2} = \frac{1 + r_{CO_2}}{1 + WACC} = 1,0009$$

$$f_{\Sigma_{Fuel}} = \frac{k_F \cdot (1 + k_F)^N}{(1 + k_F)} = 9,8181$$

$$f_{\Sigma_{OM}} = \frac{k_{OM} \cdot (1 + k_{OM})^N}{(1 + k_{OM})} = 9,8181$$

$$f_{\Sigma_{CO_2}} = \frac{k_{CO_2} \cdot (1 + k_{CO_2})^N}{(1 + k_{CO_2})} = 20,1956$$

$$f_a = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1} = 0,1019$$

El volumen de producción de hidrógeno a partir de una EDAR es inferior al obtenido con FORSU, lo que afecta a los costes. Es por ello por lo que se distinguirán los costes de ambas fuentes.

Como el CO<sub>2</sub> liberado en el proceso proviene de biometano, la obtención de hidrógeno por este procedimiento se considera neutra en CO<sub>2</sub>. Es por ello que, si dicho CO<sub>2</sub> se captura y almacena, el proceso tendría emisiones negativas de CO<sub>2</sub>, lo que permitiría descontar la tasa de CO<sub>2</sub> del coste de producción.

De la tabla del Apéndice A de (Lipman, 2004) se obtienen los costes de hidrógeno con captura, de forma que se realiza el mismo cálculo para la inversión de la planta con captura, solo que se utiliza el valor de hidrógeno con unidad de captura en vez del simple. A continuación, se muestran en la Tabla 3.1 los costes de hidrógeno con y sin unidad de captura para que se puedan comparar:

Tamaño producción (kg/día)	Coste H <sub>2</sub> (\$/GJ)	Coste H <sub>2</sub> con captura CO <sub>2</sub> (\$/GJ)	Relación coste H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> con captura
24.000	9,73	12,41	1,28
609.000	5,50	7,25	1,32

*Tabla 3.1: Tabla comparativa de costes de hidrógeno con y sin captura. Elaboración propia a partir de (Lipman, 2004)*

Se observa el incremento del precio para implementar la unidad de captura en la planta, y aunque para ambos casos el incremento es parecido (1,28 y 1,32), se remarca una pequeña diferencia que puede deberse a que a mayor caudal introducido en la unidad de CO<sub>2</sub>, más horas de funcionamiento de esta, por ejemplo.

### **Costes normalizados usando como recurso FORSU**

En primer lugar, se tomará un rango de entre 50.000 y 600.000 habitantes para los que se calculará la cantidad de residuos sólidos urbanos total que generan y depositan en vertederos, tomados de los datos del INE de 2018 como 485,9 kg de residuos por persona al año. Una vez que se tienen las toneladas al año para cada población se calcula la fracción orgánica de estos, valor que se ha mencionado anteriormente que se estima en el 60% de los residuos totales.

El siguiente paso es calcular la cantidad de biogás que se genera a partir de esa fracción orgánica, por lo que se multiplican las toneladas al año de FORSU por 100 Nm<sup>3</sup> (100Nm<sup>3</sup> por tonelada de FORSU), y se obtienen los Nm<sup>3</sup> de biogás al año. La proporción de biometano contenido en este biogás es el 65%. Como se ha explicado en apartados anteriores, se producen 2,36 kmol de hidrógeno por cada kmol de metano y por último, para

obtener la cantidad de hidrógeno producida en toneladas por año se ha de realizar la conversión sabiendo que 1 kmol de hidrógeno son 22,4 Nm<sup>3</sup> y que cada kmol de hidrógeno son 2 kg.

Una vez obtenida la producción de hidrógeno en peso por año, se pueden calcular los costes normalizados de biogás, *upgrading*, mantenimiento e inversión por cada kilogramo de H<sub>2</sub> para obtener el coste normalizado.

Para el coste normalizado de biogás se necesita su coste como combustible, que se ha obtenido de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.), siendo éste 35€/MWh (PCI), por lo que se ha de multiplicar por el PCI del hidrógeno en kWh/kg para normalizar el coste. También se ha de dividir entre el rendimiento del proceso SMR (0,714 [3]) y aplicar la amortización multiplicando por dicho factor e incluir los factores de combustible. Se expone en la ecuación 3.2/1 el coste normalizado de biogás.

$$\text{Biogás} \left( \frac{\text{€}}{\text{kg}} \right) = \frac{\text{Coste fuel (biogás)} \frac{\text{€}}{\text{MWh(PCI)}}}{\text{rendimiento SMR}} \cdot \frac{\text{PCI}_{\text{H}_2} \text{ kWh/kg}^2}{1000} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a \quad (3.2/1)$$

Sustituyendo los valores mencionados en la fórmula resulta

$$\text{Biogás} \left( \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \right) = \frac{35 \frac{\text{€}}{\text{MWh(PCI)}}}{0,714} \cdot \frac{33,58 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{1000} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a \quad (3.2/2)$$

Para el coste normalizado del *upgrading* se utilizará la fórmula que se elabora a partir de datos de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.), y que relaciona el coste del proceso con el caudal de biogás. Dicha relación se expondrá también en apartados posteriores. La fórmula 3.2/3 proporciona el coste de *upgrading* en €/Nm<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> función de la cantidad de biogás bruto en Nm<sup>3</sup>/h:

---

<sup>2</sup> El PCI del hidrógeno es 33,58 kWh/kg

$$\text{Upgrading} \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} = 2,0449 \cdot (\text{Nm}^3 \text{de biogás/h})^{-0,365}$$

(3.2/3)

Al tener el coste de *upgrading* en euros por Nm<sup>3</sup> de metano, sólo queda aplicar el factor de conversión y ratio de producción de hidrógeno:

$$\text{Upgrading} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \left( \text{Upgrading} \frac{\text{€}}{\text{m}^3 \text{CH}_4} \right) \cdot \frac{1 \text{m}^3 \text{CH}_4}{2,36 \text{m}^3 \text{H}_2} \cdot \frac{22,4 \text{m}^3 \text{H}_2}{1 \text{Kmol}} \cdot \frac{1 \text{Kmol}}{2 \text{Kg}} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a \quad (3.2/4)$$

Para el cálculo de los costes normalizados de mantenimiento se toma el valor de costes fijos de mantenimiento de [6], que son 101.961 € referidos a una producción de hidrógeno de 1.500 kg al día, que significan 547.500 kg de hidrógeno al año. Se ha de dividir el coste de mantenimiento entre esta cantidad de producción, para tener el coste de mantenimiento normalizado por kilogramo de hidrógeno, y también se ha de multiplicar por el factor de acumulación (sigma) de mantenimiento y por el de amortización:

$$\text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{101.961 \text{€}}{1.500 \text{kg} \cdot 2/\text{día}} \cdot \frac{1 \text{año}}{365 \text{días}} \cdot f_{\Sigma \text{OM}} \cdot f_a \quad (3.2/5)$$

A continuación, para calcular el coste de inversión normalizado se hace uso de una fórmula que se explicará en el siguiente apartado, que establece la relación entre la inversión (en € de 2020) según el tamaño de producción (en kg de H<sub>2</sub> al día) y se sustituye para cada población la cantidad de hidrógeno producido. Como previamente esta cantidad se había calculado en toneladas al año, se ha de convertir en kilogramos al día para poder sustituirla en la fórmula, por lo que se ha de multiplicar por 1000/365. Una vez se tiene dicho valor de inversión, se ha de multiplicar por el factor de amortización y dividir entre los kilogramos de hidrógeno producidos al año con el fin de normalizar la inversión.

En la ecuación 3.2/6 se muestra la fórmula de coste de inversión, que se sustituye en la ecuación 3.2/7 para obtener el coste normalizado.

$$\text{INV}_{\text{SC}} \text{€} = 52.719 \cdot \left( \frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{de H}_2 \cdot \frac{1 \text{año}}{365 \text{días}} \cdot \frac{1000 \text{kg}}{1 \text{ton}} \right)^{0,713} \quad (3.2/6)$$

$$INV_{SC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{(INV_{SC} \text{€}) \cdot f_a}{\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \cdot \frac{1000 \text{kg}}{1 \text{ ton}}\right)} \quad (3.2/7)$$

Simplificando queda la siguiente expresión:

$$INV_{SC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2\right)^{\frac{11,021}{0,287}} \quad (3.2/8)$$

En el caso de implantar la unidad de captura, el coste de la inversión se asocia a otra fórmula de inversión que incluye el término de captura que se explicará en el siguiente apartado. El coste normalizado asociado a la inversión con captura se expone en la ecuación 3.2/9.

$$INV_{CC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{(\text{Inv. con capt €}) \cdot f_a}{\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2\right)} = \frac{5,372 \cdot \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \cdot \frac{1000}{365}\right)^{0,713} + 670,6 \cdot \left(\frac{\text{kg}}{\text{día}} \text{ de H}_2 \cdot \frac{1000}{365}\right)^{0,87}}{\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \cdot 1000\right)} \quad (3.2/9)$$

Simplificando queda la siguiente expresión:

$$INV_{CC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{1,61 \cdot \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2\right)^{0,157} + 6,84}{\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2\right)^{0,287}} \quad (3.2/10)$$

Además de este cambio con respecto al proceso sin captura, también hay que añadir un coste que represente el ahorro que se tendría al capturar esas emisiones de dióxido de carbono. Actualmente, el precio de estas emisiones alcanza un nuevo máximo histórico, situándose en 44,35 euros/Tn, según un artículo del Periódico de la Energía del 8 de abril de 2021. Para ser conservadores, se aproximará a 50€ por tonelada, ya que cada año esta cifra tiende a subir más.

El coste normalizado del CO<sub>2</sub> no emitido queda expuesto en la ecuación 3.2/11.

$$CO_2 \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = -50 \frac{\text{€}}{\text{ton}} \cdot \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{2,36 \text{ kmol H}_2} \cdot \frac{1 \text{ kmol H}_2}{2 \text{ kg H}_2} \cdot \frac{44 \text{ kg}}{1 \text{ kmol CO}_2} \cdot \frac{1 \text{ ton CO}_2}{1000 \text{ kg CO}_2} \cdot f_{\Sigma CO_2} \cdot f_a \quad (3.2/11)$$

Es decir, que la captura de CO<sub>2</sub> supone aproximadamente un ahorro de 1€ en derechos de emisión por cada kilogramo de hidrógeno producido (no se han considerado los costes de

transporte y almacenamiento ya se está hablando de captura y no de almacenamiento, que incluye todo el proceso completo).

Finalmente, el coste normalizado total de la producción de hidrógeno es la suma de los costes normalizados expuestos. La ecuación 3.2/12 representa el caso sin captura y la ecuación 3.2/13 representa el caso con captura:

$$LCOH_{SC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \text{Biogás} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{Upgr.} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{INV} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \quad (3.2/12)$$

$$LCOH_{CC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \text{Biogás} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{Upgr.} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{CO}_2 \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{INV}_{CC} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \quad (3.2/13)$$

De los cuales, el coste normalizado de biogás, mantenimiento y emisiones de CO<sub>2</sub> (en el caso de captura) son sumandos constantes y el resto son variables en función del tamaño de producción de hidrógeno.

Para comparar los costes normalizados de producción de hidrógeno proveniente de FORSU, se calculan estos costes también para la producción de H<sub>2</sub> a partir de lodos de EDAR, y posteriormente los costes normalizados de producción de H<sub>2</sub> gris y azul. Para que la comparación de costes normalizados entre distintas fuentes tenga sentido, se tendrá en cuenta la tecnología SMR como método de obtención de hidrógeno para todos los casos.

### **Costes normalizados usando como recurso EDAR**

La relación entre la cantidad de biometano generado y el número de habitantes se puede estimar mediante la fórmula 3.2/14 (Serrat et al., 2021).

$$\text{Biometano neto} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right] = 10^{-8} \cdot N^2 + 0,0297 \cdot N + 9.243 \quad (3.2/14)$$

De esta forma, para cada población se asigna una cantidad de biometano generado. Para el biogás generado a partir de lodos EDAR, el biometano supone el 65% de este, por lo que se puede calcular la cantidad de biogás generado dividiendo la cantidad de biometano entre 0,65 (se quiere calcular la cantidad de biogás para poder saber el coste de *upgrading*, ya que se obtiene en función de la cantidad de biogás).

Teniendo los kWh de biometano producidos al día, se puede obtener la cantidad en metros cúbicos al año dividiendo entre 10 kWh que suponen 1 Nm<sup>3</sup> de biometano y multiplicando por 365 días que tiene un año. Como ya se ha mencionado en varias ocasiones anteriormente, la ratio de producción por cada kmol de biometano es 2,36 de hidrógeno, por lo que multiplicando la cantidad de biometano en Nm<sup>3</sup>/año por 2,36 se obtiene la cantidad de hidrógeno producida al año en Nm<sup>3</sup>/año. Para obtener las toneladas producidas al año de hidrógeno se utiliza el siguiente factor de conversión de la ecuación (3.2/15).

$$H_2(\text{ton/año}) = H_2(\text{Nm}^3/\text{día}) \cdot \frac{1 \text{ kmol}}{22,4 \text{ Nm}^3} \cdot \frac{2 \text{ kg}}{1 \text{ kmol}} \cdot \frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ kg}} \quad (3.2/15)$$

El coste normalizado de biogás se calcula mediante la ecuación (3.2/16)

$$\text{Biogás} \left( \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \right) = \frac{\text{Coste fuel (biogás) en } \frac{\text{€}}{\text{MWh(PCI)}}}{\text{rendimiento SMR}} \cdot \frac{\text{PCI}_{\text{H}_2} \text{ kWh/kg}}{1000} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a \quad (3.2/16)$$

Sustituyendo el coste de biogás, el rendimiento y el PCI que se han mencionado anteriormente, queda la ecuación (3.2/17).

$$\text{Biogás} \left( \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \right) = \frac{35 \frac{\text{€}}{\text{MWh(PCI)}}}{0,714} \cdot \frac{33,58 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}}{1000} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a \quad (3.2/17)$$

Es el mismo cálculo que el realizado para el caso anterior, ya que el coste del biogás es el mismo para FORSU como para lodos de EDAR según (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.).

Para calcular el coste normalizado del *upgrading* se utiliza la fórmula que se expone en apartados posteriores. La ecuación 3.2/18 proporciona el coste de *upgrading* en €/Nm<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> como función de la cantidad de biogás bruto en Nm<sup>3</sup>/h, y difiere de la fórmula para el caso de FORSU ya que la población es mucho menor, por lo que el coste es más elevado.

---

<sup>3</sup> El PCI del hidrógeno es 33,58 kWh/kg

$$\text{Upgrading}_{\text{EDAR}} \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} = 8,4237 \cdot (\text{Nm}^3 \text{ de biogás/h})^{-0,704}$$

(3.2/18)

Al tener el coste de *upgrading* en euros por  $\text{Nm}^3$  de metano, sólo queda aplicar el factor de conversión y ratio de producción de hidrógeno:

$$\text{Upgr.}_{\text{EDAR}} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \left( \text{Upgrading} \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3 \text{CH}_4} \right) \cdot \frac{1 \text{Nm}^3 \text{CH}_4}{2,36 \text{Nm}^3 \text{H}_2} \cdot \frac{22,4 \text{Nm}^3 \text{H}_2}{1 \text{ kmol}} \cdot \frac{1 \text{ kmol}}{2 \text{ Kg}} \cdot f_{\Sigma \text{Fuel}} \cdot f_a$$

(3.2/19)

Los costes normalizados de mantenimiento son los mismos que para los casos anteriores, ya que se utiliza también la técnica SMR, y se toma el valor de costes fijos de mantenimiento de [6], que son 101.961 € referidos a una producción de hidrógeno de 1.500 kg al día, que significan 547.500 kg de hidrógeno al año. Es por esto que se divide el coste de mantenimiento entre la cantidad de producción para la que está calculado, para tener el coste de mantenimiento normalizado por kilogramo de hidrógeno, y también se multiplica por el factor de acumulación (sigma) del mantenimiento y por el de amortización:

$$\text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kg}_2} = \frac{101.961 \text{ €}}{1.500 \text{ kg}_2/\text{día}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \cdot f_{\Sigma \text{OM}} \cdot f_a$$

(3.2/20)

A continuación, para calcular los costes de inversión normalizados se hace uso de la misma fórmula que se ha usado en el caso de RSU, que simplificando quedaba la ecuación 3.2/8 para el caso sin captura y la ecuación 3.2/10 para el caso con captura.

De la misma forma, para el coste normalizado de emisiones de dióxido de carbono se emplea la ecuación 3.2/11 expuesta en el caso anterior.

Finalmente, el coste total normalizado de producción de  $\text{H}_2$  queda según la fórmula 3.2/21 para el caso sin captura y según la ecuación 3.2/22 para el caso con captura.

$$\text{LCOH}_{\text{SC}} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \text{Biogás} \frac{\text{€}}{\text{kg}_2} + \text{Upgr.}_{\text{EDAR}} \frac{\text{€}}{\text{kg}_2} + \text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{INV}_{\text{SC}} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2}$$

(3.2/21)

$$\text{LCOH}_{\text{CC}} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \text{Biogás} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{Upgr.}_{\text{EDAR}} \frac{\text{€}}{\text{kg}_2} + \text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{CO}_2 \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} + \text{INV}_{\text{CC}} \frac{\text{€}}{\text{kg}_2}$$

(3.2/22)

Por lo tanto, el único cálculo de coste que se diferencia del método FORSU es el correspondiente al coste de *upgrading*.

### **Costes normalizados de producción de H<sub>2</sub> azul y gris**

Con el fin de validar los cálculos anteriores de costes normalizados de producción, se incluyen en el análisis los costes normalizados de producción de hidrógeno a partir de origen fósil, ya que estos costes son conocidos y están establecidos. Se calcularán los costes tanto de hidrógeno gris como azul.

El coste del combustible, es decir, gas natural, es de 25 €/MWh-PCS. Los demás parámetros se mantienen constantes con el objetivo de que los resultados de todos los procesos sean comparables.

En este caso, los costes se calcularán en función a la cantidad de hidrógeno producida en un año, en vez de en función del número de habitantes, abarcando un rango desde 1.000 hasta 250.000 toneladas de H<sub>2</sub> al año.

El coste del gas natural se da en €/MWh-PCS, pero el rendimiento de conversión es en PCI. La relación de PCS/PCI es de 1,11, que ha de incluirse en la fórmula. La fórmula 3.2/23 es la utilizada para el coste normalizado de gas natural.

$$\text{Gas Natural} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{25\text{€/MWh} \cdot 1,11}{0,714} \cdot \frac{33,58}{1000} \cdot f_{\Sigma F} \cdot f_a \quad (3.2/23)$$

Para el cálculo del coste normalizado de mantenimiento se usan los mismos datos que para los casos anteriores, por lo que queda exactamente igual como se muestra en la ecuación 3.2/24.

$$\text{OM} \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{101.961 \text{ €}}{1.500 \text{ kgH}_2/\text{día}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \cdot f_{\Sigma \text{OM}} \cdot f_a \quad (3.2/24)$$

Una vez calculados estos dos costes que son iguales para la producción tanto de hidrógeno gris como azul, se ha de diferenciar entre la inversión para hidrógeno gris, que es sin captura y la inversión de hidrógeno azul, que incluye la inversión con captura de CO<sub>2</sub>. Para ambos

casos vuelven a repetirse las mismas fórmulas para el cálculo de costes de inversiones con y sin captura, pero aplicado a las cantidades de producción de H<sub>2</sub> correspondientes en este caso. La única diferencia metodológica es que en este caso no se puede aplicar el coste negativo del CO<sub>2</sub>, al no ser el CO<sub>2</sub> producido de origen biológico. Tampoco se aplica la tasa de CO<sub>2</sub> debido a que los costes del hidrógeno fósil se calculan para validar el modelo a partir de la comparación de los mismos con los costes actuales del hidrógeno, que no incluyen la tasa de CO<sub>2</sub>.

- **H<sub>2</sub> gris.** El coste de inversión sin captura normalizado queda según la ecuación 3.2/25.

$$INV \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \left( \frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \right)^{\frac{11,021}{0,287}} \quad (3.2/25)$$

- **H<sub>2</sub> azul.** El coste normalizado de inversión para el H<sub>2</sub> azul se calculan con la fórmula de inversión en euros de 2020 con captura, que se sustituye en la fórmula de coste normalizado y simplificando queda igual que en los demás casos según la fórmula 3.2/27 en función de la producción de H<sub>2</sub> en toneladas al año.

$$INV \frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} = \frac{1,61 \cdot \left( \left( \frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \right)^{0,157} + 6,84 \right)}{\left( \frac{\text{ton}}{\text{año}} \text{ de H}_2 \right)^{0,287}} \quad (3.2/27)$$

### 3.3 INVERSIONES

Los datos para la estimación de las inversiones del proceso SMR con y sin captura de CO<sub>2</sub>, se han obtenido del Anexo A de (Lipman, 2004). La Tabla 3.2 recoge los datos para la inversión en caso de no realizar captura de CO<sub>2</sub>. A partir de ellos se trata de obtener una correlación de la inversión en función del tamaño de la planta, PH<sub>2</sub> [kg/día]. El procedimiento seguido se basa en asumir que el coste normalizado de la producción de hidrógeno depende sólo de la inversión y del coste del gas natural, es decir, se desprecia el coste de mantenimiento.

Tabla 3.2: Tabla Datos para la determinación de la inversión del proceso SMR sin captura de CO<sub>2</sub>. En el encabezado se recogen el nombre y las unidades de cada variable. Elaboración propia.

Tamaño PH [kg/día]	Coste del hidrógeno cH <sub>2</sub> [\$/GJ]	Coste del gas natural cGN [\$/GJ]	Rendimiento energético η <sub>SMR</sub> [p.u.]
480	24,75	6,16	0,6
24.000	9,73	4,27	0,72
609.000	5,5	3,0	0,81
609.000	6,6	3,9	0,81
609.000	6,85	4,1	0,81

El primer paso es determinar el peso que tiene el coste del gas natural en el coste del hidrógeno, en términos relativos (cGN\_cH<sub>2</sub>). Para ello se plantea la ecuación 3.3/1.

$$cGN_{cH_2} = \frac{cGN \text{ [$/GJ]}}{cH_2 \text{ [$/GJ]} \cdot \eta_{SMR}} \quad (3.3/1)$$

Una vez conocida la ratio anterior se impone que su complemento es el coste de inversión, de modo que la ecuación 3.3/2 da una estimación de la misma (INV<sub>sc</sub>). En dicha ecuación se ha empleado el factor de conversión dado en (Lipman, 2004) (5,39 \$/kg H<sub>2</sub> equivalen a 37,96 \$/GJ-PCS H<sub>2</sub>), siendo determinado el factor de amortización (f<sub>a</sub>) según las indicaciones de la sección anterior.

$$INV_{sc}[\$ 2003] = \frac{cH_2 \left[ \frac{\$}{GJ H_2} \right] \cdot \left( \frac{5,39 \text{ \$/kg H}_2}{37,96 \text{ \$/GJ H}_2} \right) \cdot (1 - cGN_{cH_2}) [p.u.] \cdot PH \left[ \frac{kg}{día} \right] \cdot 365 \left[ \frac{días}{año} \right]}{f_a \text{ [año}^{-1}]} \quad (3.3/2)$$

Finalmente, la inversión referida a 2003 se actualiza a 2020 a través del CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index)<sup>4</sup>, tomando un índice de 400 para 2003 y de 600 para 2020, resultando la ecuación 3.3/3, donde se han convertido directamente dólares a euros.

$$INV_{sc}[\text{€ } 2020] = \frac{cH_2 \left[ \frac{\$}{GJ H_2} \right] \cdot \left( \frac{5,39 \text{ \$/kg H}_2}{37,96 \text{ \$/GJ H}_2} \right) \cdot (1 - cGN_{cH_2}) [p.u.] \cdot PH \left[ \frac{kg}{día} \right] \cdot 365 \left[ \frac{días}{año} \right]}{f_a \text{ [año}^{-1}]} \cdot \left( \frac{600}{400} \right) \quad (3.3/3)$$

<sup>4</sup> Chemical Engineering (<https://www.chemengonline.com/tag/cepci/> , acceso online 30/07/2021)

Con la ecuación 3.3/3 evaluada para cada fila de la Tabla 3.2 se obtiene la inversión de cada caso. Con esa nube de puntos se realiza finalmente un ajuste de tipo potencial, resultando así una relación de inversión en forma de ley de escala según la ecuación 3.3/4, donde los valores de A y n serán determinados en el siguiente capítulo, junto con el coeficiente de correlación.

$$INV_{sc}[\text{€ } 2020] = A \cdot \left( PH \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right] \right)^n \quad (3.3/4)$$

Respecto a la inversión para plantas SMR que realicen captura de CO<sub>2</sub>, en la misma referencia de (Lipman, 2004) se obtienen los datos dados en la Tabla 3.3 (correspondientes con el segundo y tercer caso de la Tabla 3.2). Siguiendo la misma metodología que para el caso anterior se halla la inversión referida a 2003 en el caso de emplear captura (ecuación 3.3/5 con los datos de la Tabla 3.3). Conocida esta nueva inversión se plantea una ley potencial para la diferencia de inversiones, según la ecuación 3.3/6. Seguidamente, se emplea la ecuación 3.3/7 para ajustar el parámetro de escala *m*, tomando como caso 0 la planta de 24 ton/día y como caso *x* la de 609 ton/día de la Tabla 3.3. Por último, se aplica la corrección de los CEPCI para actualizar la inversión en el caso de captura de CO<sub>2</sub>, ecuación 3.3/8.

Tabla 3.3: Datos para la determinación de la inversión del proceso SMR con captura de CO<sub>2</sub>. En el encabezado se recogen el nombre y las unidades de cada variable. Elaboración propia.

Tamaño PH [kg/día]	Coste del hidrógeno cH2 [\$/GJ]	Coste del hidrógeno con captura cH2cc [\$/GJ]	Coste del gas natural cGN [\$/GJ]	Rendimiento energético η <sub>SMR</sub> [p.u.]
24.000	9,73	12,41	4,27	0,72
609.000	5,5	7,25	3,0	0,81

$$INV_{cc}[\$ 2003] = \frac{cH2 \left[ \frac{\$}{\text{GJ H}_2} \right] \cdot \left( \frac{5,39 \text{ \$/kg H}_2}{37,96 \text{ \$/GJ H}_2} \right) \cdot (1 - cGN_{cH2}) [p.u.] \cdot PH \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right] \cdot 365 \left[ \frac{\text{días}}{\text{año}} \right]}{f_a [\text{año}^{-1}]} \quad (3.3/5)$$

$$\frac{(INV_{cc} - INV_{sc})_x [\$ 2003]}{(INV_{cc} - INV_{sc})_0 [\$ 2003]} = \left( \frac{PH_x \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right]}{PH_0 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right]} \right)^m \quad (3.3/6)$$

$$INV_{cc,x}[\$ 2003] = INV_{sc,x}[\$ 2003] + (INV_{cc} - INV_{sc})_0[\$ 2003] \cdot \left( \frac{PH_x[\frac{kg}{día}]}{PH_0[\frac{kg}{día}]} \right)^m \quad (3.3/7)$$

$$INV_{cc}[\€ 2020] = INV_{cc}[\$ 2003] \cdot \left( \frac{600}{400} \right) \quad (3.3/8)$$

Para comparar las inversiones de planta con captura con la de planta sin captura, se toman los dos tamaños que más aplicables al caso se consideran: 24.000 kg/día, ya que el tamaño anterior se queda bastante corto, y 609.000 kg/día (con este tamaño había varios casos y se ha tomado el de menor coste de hidrógeno, que son 5,5 \$/GJ).

En (Lipman, 2004) se encuentra también el coste de dos plantas (24 y 609 ton/día de hidrógeno) en las que se da el coste de hidrógeno con y sin captura de CO<sub>2</sub>. Aplicando la misma metodología para determinar la inversión se obtiene la Tabla 3.4 en la que se comparan los de costes e inversiones en dos plantas de producción de hidrógeno mediante reformado SMR de tamaño representativo con y sin captura de CO<sub>2</sub>.

Tabla 3.4: Tabla de inversiones con y sin captura según tamaño. Elaboración propia.

	Sin CAPTURA		Con CAPTURA	
Tamaño (kg/día)	24000	609000	24000	609000
Coste H2 (\$/GJ)	9,73	5,50	12,41	7,25
Coste GN (\$/GJ)	4,27	3,00	4,27	3,00
$\eta_{SMR}$	0,72	0,81	0,72	0,81
Coste GN				
Coste H2 · $\eta_{SMR}$	0,61	0,67	0,48	0,51
INV (€ 2003)	<b>40.234.458,17</b>	<b>482.683.089,47</b>	<b>68.614.488,31</b>	<b>952.925.893,12</b>

Comparando las inversiones se puede observar que, para el tamaño menor, la opción de añadir la unidad de captura de dióxido de carbono supone una inversión 1,7 veces mayor, mientras que, para el caso de mayor tamaño, la unidad de captura supondría una inversión casi dos veces mayor. Si se quiere observar de otra forma, restando las inversiones sin captura a las que incluyen la captura, para el caso de menor tamaño se tiene una diferencia de aproximadamente 28 millones de euros de 2003, mientras que para el caso de mayor tamaño se obtiene una diferencia de 470 millones de euros de 2003.

## Capítulo 4. RESULTADOS

### 4.1 POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO

En este apartado se estudiarán los costes de producción de biometano a partir de biogás, así como el potencial de producción de hidrógeno a partir de los residuos producidos por una determinada población. Para comparar estos costes de biometano procedente de RSU, que es el objeto del presente proyecto, se calcularán igualmente los costes de producción de hidrógeno para otros métodos como los lodos de una EDAR y el biogás procedente de la desgasificación de un vertedero.

Como criterio, a lo que se refiere el aprovechamiento de un vertedero existen dos casos:

- a) Biometanización de la fracción orgánica de los RSU, FORM o FORSU (en inglés se suele referir directamente como MSW). Se trata de un proceso en continuo, llevado a cabo en digestores, sin enterrar los residuos. En el presente trabajo se designará este tipo de proceso como FORM o FORSU (Fracción orgánica de residuos municipales o de residuos sólidos urbanos). En la Figura 74 de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.) se da un potencial para biogás de  $100 \text{ Nm}^3/\text{ton}$ . Dicho valor se puede comprobar en otras referencias, como la Planta de La Paloma (complejo Valdemingómez, (Cuesta, L., 2015):
  1.  $151.000 \text{ ton/año}$  de residuo biodegradable para producir  $13.741.000 \text{ Nm}^3/\text{año}$  ( $91 \text{ Nm}^3/\text{ton}$ ). Esas toneladas de “residuo biodegradable” se extraen de  $255.500 \text{ ton/año}$  de RSU procedentes de la bolsa amarilla y restos ( $151/255,5 = 59,1\%$  de fracción orgánica en RSU).
  2. Admitiendo una producción por persona de  $485,9 \text{ kg/año}$  (Datos del INE 2018), la planta trata los RSU de  $255.500/0,4859 = 525.828$  personas

Por tanto, los 100 Nm<sup>3</sup>/ton hacen referencia a toneladas de fracción orgánica, siendo dicha fracción orgánica (FORSU) un 59,1% de los RSU totales (entre 60 y 65 % según (Chacartegui et al., 2015))

- b) Desgasificación de vertedero. Esto es lo que se llama LFG (Landfill Gas) en documentación anglosajona y consiste en cerrar el vertedero, dejar que se produzca biogás y explotarlo como en un pozo de gas natural. En el presente trabajo se designará este tipo de proceso como LFG. A partir de los datos de (Chacartegui et al., 2015) se obtiene:

1. Total de RSU depositados en 15 años: 1.560.294 ton
2. Fracción orgánica de los RSU anteriores (65%): 1.014.191,1 ton
3. Producción de biogás en los 30 años de explotación: 66.269.400 Nm<sup>3</sup>
4. Producción media de biogás: 65,34 Nm<sup>3</sup>/ton de FORSU

Es razonable una menor producción (65,34 frente a 100) ya que la generación del biogás se produce directamente en el vertedero, y no en digestores.

A continuación se detalla la producción de hidrógeno anual por persona para cada método.

#### 4.1.1 FORSU

Tomando una planta de tratamiento de 500.000 personas como referencia:

1. Producción de RSU:  $500.000 \cdot 0,4859 = 242.950$  ton/año
2. Producción de FORSU:  $242.950 \cdot 0,591 = 143.584$  ton/año
3. Producción biogás:  $143.584 \cdot 100 = 14.358.400$  Nm<sup>3</sup>/año (1.639 Nm<sup>3</sup>/h = 39.338 Nm<sup>3</sup>/día)

El coste de la producción de biogás está entre 30 y 40 €/MWh-PCI (Figura 74 de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)), por lo que se asume un coste intermedio de 35 €/MWh-PCI.

El coste del upgrading (Figura 75 de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)) es de  $0,18 \text{ €/Nm}^3 \text{ CH}_4 * (1\text{Nm}^3/0,01 \text{ MWh-PCI}) = 18 \text{ €/MWh-PCI}$

Por lo tanto, el coste del biometano procedente de FORSU =  $35 + 18 = 53 \text{ €/MWh-PCI}$

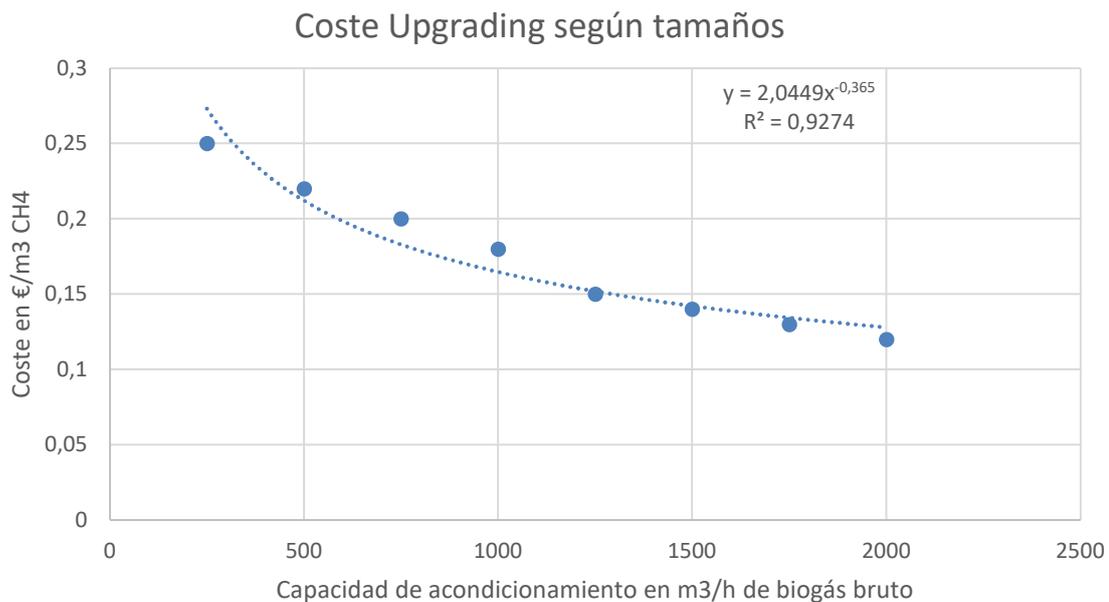


Figura 27: Coste de la tecnología de upgrading según el tamaño de producción. Elaboración propia a partir de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

El coste del upgrading varía según el caudal, por lo que se ha elaborado la curva de la Figura 27 para poder estimar dicho coste en función del caudal.

El biogás tiene una cantidad del 65% de biometano, eso quiere decir que de los  $100 \text{ Nm}^3$  de biogás producido, habrá  $65 \text{ m}^3$  de biometano generado. Un metro cúbico normal de biometano equivale a  $9,9 \text{ kWh-PCI}$  aproximadamente, que se tomarán como  $10 \text{ kWh-PCI}$ .

De la producción neta de biogás anual, el 65% es biometano, por lo que se tienen:

$$14.358.400 \cdot 0,65 = 9.332.960 \text{ Nm}^3 \text{ de biometano al año.}$$

En la descripción del proceso de reformado con vapor de agua, se explicó que al tener un rendimiento de 71,4%, cada kmol de metano daba lugar a 2,36 kmol de hidrógeno, por lo que esta relación se mantiene y de ella se obtiene la producción de hidrógeno:

$$9.332.960 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4 \cdot \frac{2,36 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2}{1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4} \cdot \frac{1 \text{ kmol H}_2}{22,4 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2} \cdot \frac{2 \text{ kg}}{1 \text{ kmol H}_2} = 1.966.588 \text{ kg H}_2$$

Se producen 1.966.588 kg de hidrógeno al año.

Para comparar en peso la producción de hidrógeno con los residuos sólidos que lo generan (en verdad lo generan la fracción orgánica de estos, pero se pretende comparar el resultado final con lo que se tiene al principio) se hace el siguiente cálculo:

$$\frac{242.950.000 \text{ kg de RSU}}{1.966.588 \text{ kg H}_2} = 123,5$$

Por cada 123,5 kg de residuos sólidos urbanos, se puede generar 1 kg de hidrógeno verde; para visualizar mejor la relación de cantidades, **cada persona aporta 3,93 kg de hidrógeno cada año**, ya que cada persona produce 485,9 kg de RSU que son depositados en vertederos.

#### 4.1.2 LFG

Tomando un vertedero de 200.000 habitantes como referencia:

1. Producción de RSU:  $200.000 \cdot 0,4859 = 97.180 \text{ ton/año}$
2. Producción de FORSU:  $97.180 \cdot 0,65 = 63.167 \text{ ton/año}$
3. Producción de biogás:  $63.167 \cdot 65,34 = 4.127.332 \text{ Nm}^3/\text{año}$  (471 Nm<sup>3</sup>/h = 11.308 Nm<sup>3</sup>/día)

LFG tiene un menor contenido de metano, alrededor de 50% y un coste de producción de biogás entre 6 y 10 €/MWh(PCI), por lo que se tomará un valor intermedio de 8 €/MWh-PCI (Figura 74 de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)).

El coste de upgrading (Figura 75 de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)), es:

$$0,28 \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3} \text{CH}_4 \cdot \left( \frac{1 \text{Nm}^3}{0,01 \text{MWh(PCI)}} \right) = 28 \text{ €/MWh(PCI)}$$

Coste del biometano procedente de LFG = 8 + 28 = **36 €/MWh(PCI)**

El coste del upgrading varía según el caudal. Estos datos son medios ya que sería preciso tener en cuenta la curva de producción del LFG a lo largo de la vida del “yacimiento”.

Es la opción más barata, pero en vías de extinción porque los vertederos irán desapareciendo por normativa, por lo que para el resto del proyecto este método será descartado.

Como LFG tiene menor contenido en biometano (50%) que el biogás procedente de los digestores, de la producción neta de biogás anual se producen:  $4.127.332 \cdot 0,5 = 2.063.666 \text{ Nm}^3$  de biometano al año.

Con este proceso, la producción de hidrógeno será:

$$2.063.666 \text{ Nm}^3 \text{CH}_4 \cdot \frac{2,36 \text{ Nm}^3 \text{H}_2}{1 \text{ Nm}^3 \text{CH}_4} \cdot \frac{1 \text{ Kmol H}_2}{22,4 \text{ Nm}^3 \text{H}_2} \cdot \frac{2 \text{ Kg}}{1 \text{ Kmol H}_2} = 434.844 \text{ Kg H}_2$$

Se producen 521.813 kg de hidrógeno al año.

Para comparar en peso los residuos que se depositan en el vertedero con los kilogramos de hidrógeno que se puede aprovechar de él, se realiza el siguiente cálculo:

$$\frac{97.180.000 \text{ de RSU}}{434.844 \text{ Kg H}_2} = 223,5$$

Es decir, por cada 223,5 kg de residuos depositados en el vertedero, se puede producir 1 kg de hidrógeno, que equivale a una **producción de 2,17 kg de hidrógeno por persona al año.**

#### 4.1.3 EDAR

Para comparar estos métodos con otra fuente de biogás como EDAR, por ejemplo, se han realizado también los siguientes cálculos:

El coste de producción de biogás a partir de EDAR es el mismo que para FORM, 35 €/MWhPCI. (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

La escala normal para las EDAR suele ser alrededor de 50.000 habitantes, que producen 10.753kWh/día de biometano neto (Serrat et al., 2021), lo que equivale a:

1.  $\frac{10.753 \text{ kWh}}{\text{día}} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{10 \text{ kWh}} = 1.075,3 \text{ m}^3/\text{día} = 47,9 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$  de bioCH<sub>4</sub>
2.  $1.075,3 \text{ m}^3 \text{ biometano}/\text{día} \cdot \frac{1 \text{ m}^3 \text{ biogás}}{0,6 \text{ m}^3 \text{ biometano}} = 1.792 \text{ Nm}^3/\text{día}$  de biogás generado (74,7 Nm<sup>3</sup>/h)

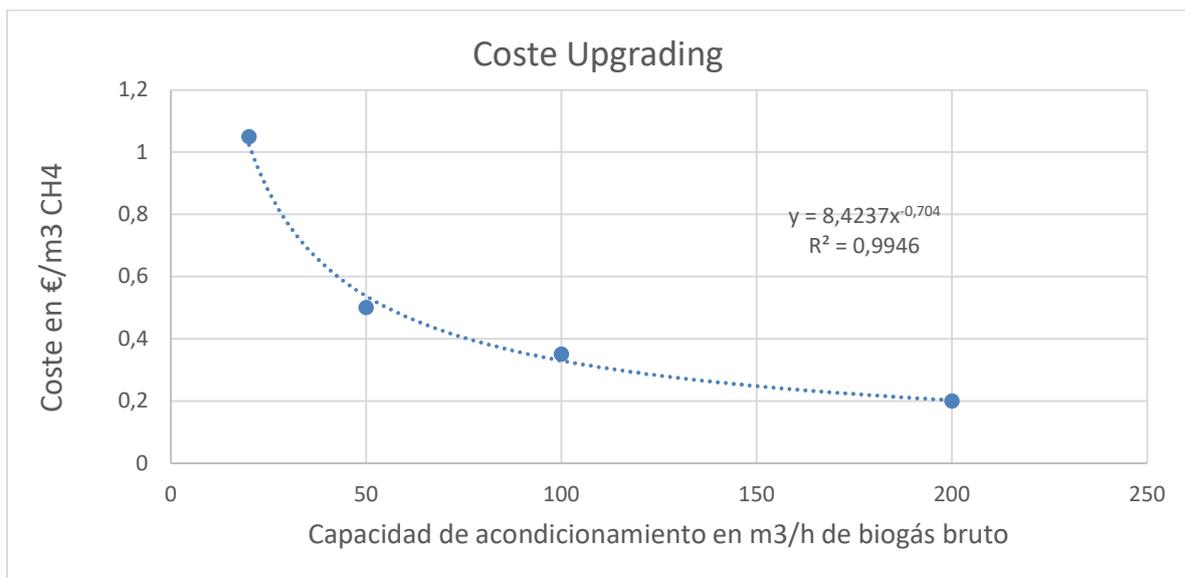


Figura 28: Coste Upgrading según tamaño de producción. Elaboración propia a partir de (Feliu Jofre & Flotats Ripoll, n.d.)

Este valor (74,7 Nm<sup>3</sup>/h) se busca en la gráfica de la figura 29 y devuelve un valor de 0,404 €/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> aproximadamente, y para el coste referido a MWh:

$$\frac{0,404 \text{ €}}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{10 \text{ kWh}} \cdot \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} = 40,4 \text{ €/MWh}$$

Se puede concluir que el coste del biometano es: 35 + 40,4 = 75,4 €/MWh

Al ser para pequeñas producciones, sale un coste bastante más elevado que para el resto.

De la producción neta de biometano, se obtiene la producción total de hidrógeno:

$$1.075,3 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{día} \cdot \frac{2,36 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2}{1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4} \cdot \frac{1 \text{ Kmol H}_2}{22,4 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2} \cdot \frac{2 \text{ Kg}}{1 \text{ Kmol H}_2} \cdot \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 82.702 \text{ Kg H}_2$$

Es decir, **cada persona produce al año 1,65 kg de hidrógeno** por este procedimiento.

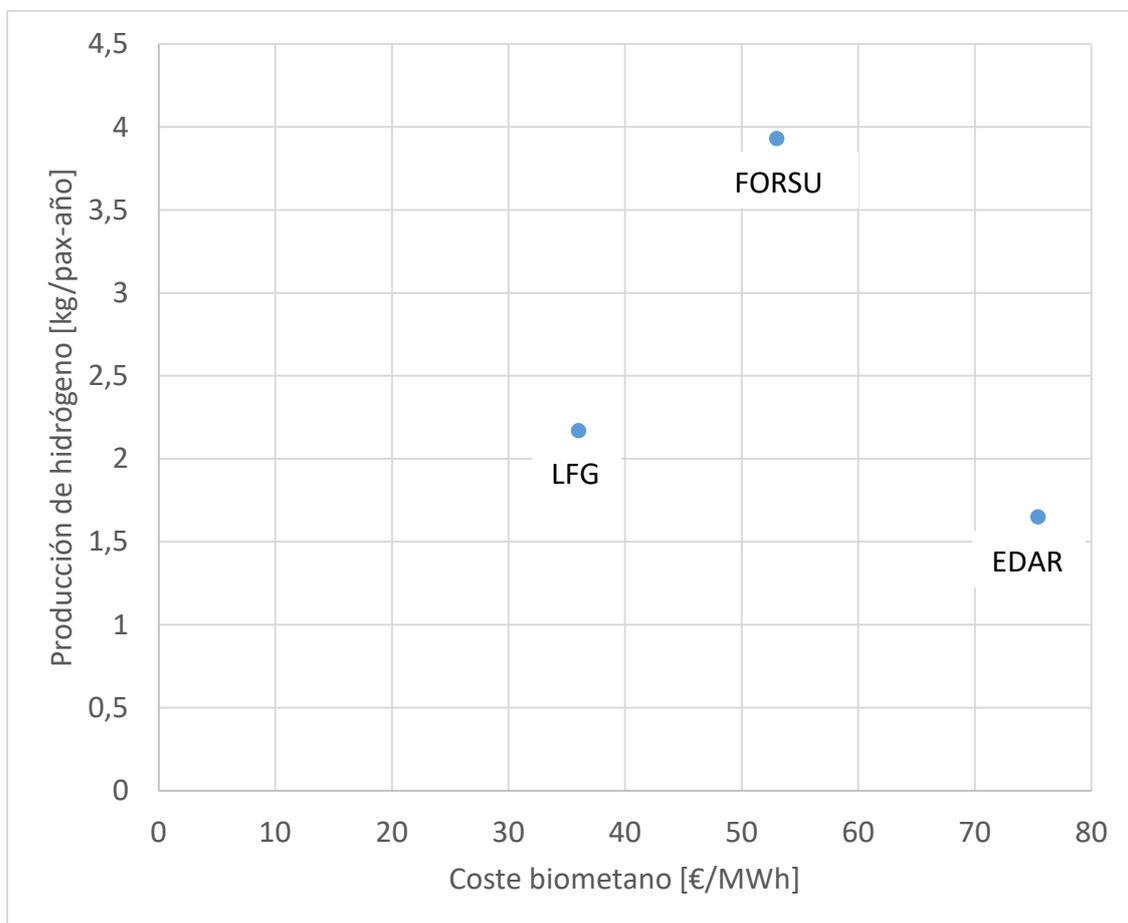


Figura 29: Comparación costes (generación de biometano) y producción de hidrógeno según la fuente de biogás empleada. Elaboración propia.

En la figura 29 se puede observar cómo la relación producción-coste más conveniente es la equivalente a FORSU, ya que presenta la producción de H<sub>2</sub> más elevada a un coste moderado. Sin embargo, para EDAR la producción es muy baja para el elevado coste que presenta, mientras que para LFG tiene una producción aceptable al menor coste. Aunque se

haya tenido en cuenta LFG a modo de comparación, como ya se ha dicho antes, es descartado debido a su desaparición por normativa.

## 4.2 COSTES DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO DORADO

Aplicando la metodología descrita en la sección 3.3 se obtiene la Tabla 4.1. La Figura 30 muestra el ajuste a una expresión potencial de la inversión actualizada, resultando finalmente la ecuación 4.2/1, que representa una ley de escala de parámetro 0,713.

$$INV_{sc}[\text{€ 2020}] = 52.721 \cdot \left( PH_2 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right] \right)^{0,713} \quad (4.2/1)$$

Tabla 4.1: Cálculos intermedios para la determinación de la inversión en plantas SMR sin captura de CO<sub>2</sub>.

Tamaño PH <sub>2</sub> [kg/día]	Peso del gas natural en el coste del H <sub>2</sub> cGN cH <sub>2</sub> [p.u.]	Inversión de la planta INV <sub>sc</sub> [\$ 2003]	Inversión actualizada de la planta INV <sub>sc</sub> [\$ 2020]
480	0,41481	3.067.444	4.601.165
24.000	0,60951	40.234.458	60.351.687
609.000	0,67340	482.683.089	724.024.634
609.000	0,72952	479.697.421	719.546.131
609.000	0,73894	480.526.773	720.790.160

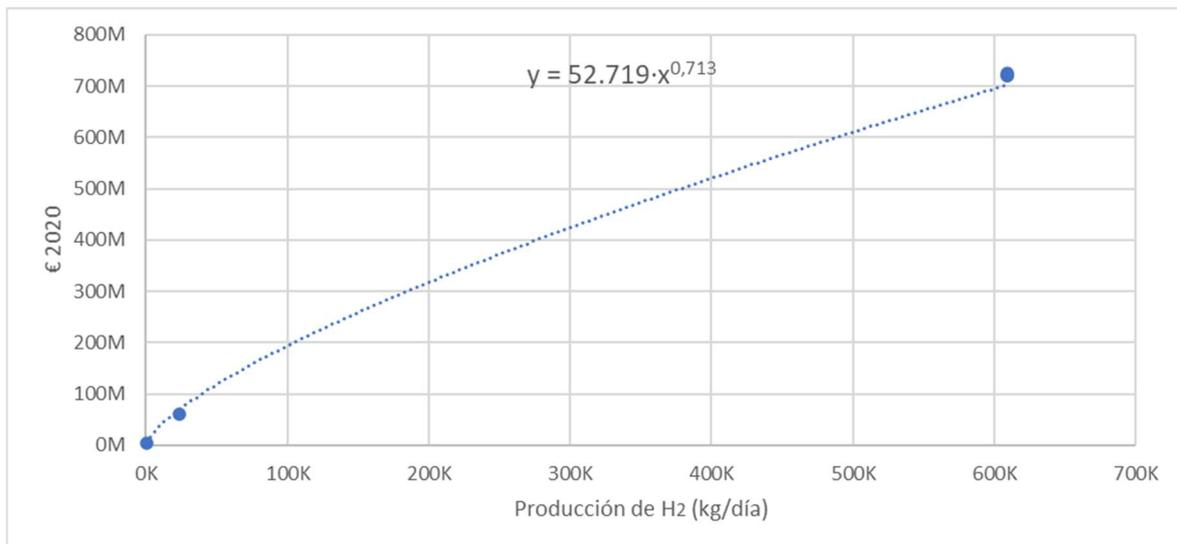


Figura 30: Inversión de una planta SMR sin captura de CO<sub>2</sub> según la producción diaria de H<sub>2</sub>. Elaboración propia.

En cuanto a la inversión de la planta SMR cuando se realiza captura de CO<sub>2</sub>, la Tabla 4.2 muestra los resultados intermedios requeridos por la metodología descrita en el capítulo anterior. Aplicando la misma, se obtiene la ecuación 4.2/2 para la inversión actualizada en este tipo de plantas.

Tabla 4.2: Cálculos intermedios para la determinación de la inversión en plantas SMR con captura de CO<sub>2</sub>.

Tamaño PH [kg/día]	Peso del gas natural en el coste del H <sub>2</sub> cGN_cH2 [p.u.]	Inversión de la planta INV <sub>cc</sub> [\$ 2003]	Diferencia de inversiones INV <sub>cc</sub> [\$ 2003] – INV <sub>sc</sub> [\$ 2003]
24.000	0,47789	68.614.488	28.380.030
609.000	0,51086	952.925.893	470.242.804

$$INV_{cc}[\text{€ } 2020] = 52.721 \cdot \left( PH_2 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right] \right)^{0,713} + 6.581,4 \cdot \left( PH_2 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{día}} \right] \right)^{0,87} \quad (4.2/2)$$

La Figura 31 muestra la expresión gráfica de la inversión con captura según la ecuación 4.2/2.

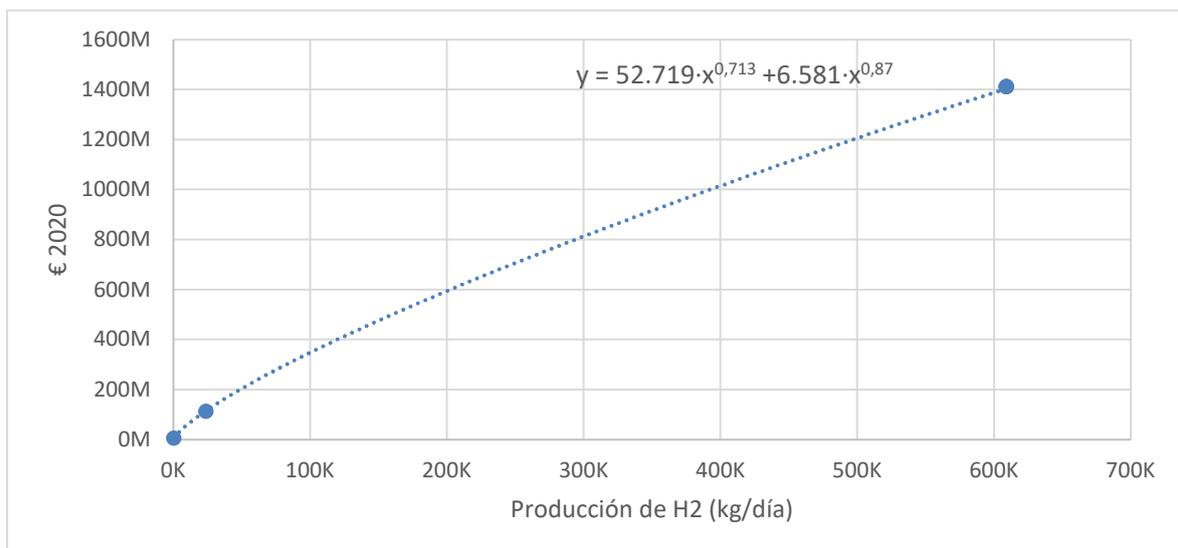


Figura 31: Curva inversión con captura en función de la producción. Elaboración propia.

De esta forma, en la fórmula 4.2/2 se puede diferenciar perfectamente el componente de la inversión con captura (el primer sumando es la parte de la inversión sin captura) y el segundo

sumando que representa el incremento que supondría la captura del dióxido de carbono, ambos para la misma producción.

A continuación, se exponen los resultados obtenidos de costes normalizados según el tamaño de producción diaria en forma de gráficos. En primer lugar, se expondrán los LCOH a partir de RSU con y sin captura, seguido de los mismos para EDAR con y sin captura, y, por último, para hidrógeno gris y azul (a efectos de validar el modelo desarrollado). Para los cuatro tipos de hidrógeno se compararán los casos de con y sin captura.

Las Figuras 32 y 33 muestran los resultados obtenidos de LCOH para los costes normalizados de RSU (digestión de la fracción orgánica de los mismos, FORSU), en función de los habitantes.

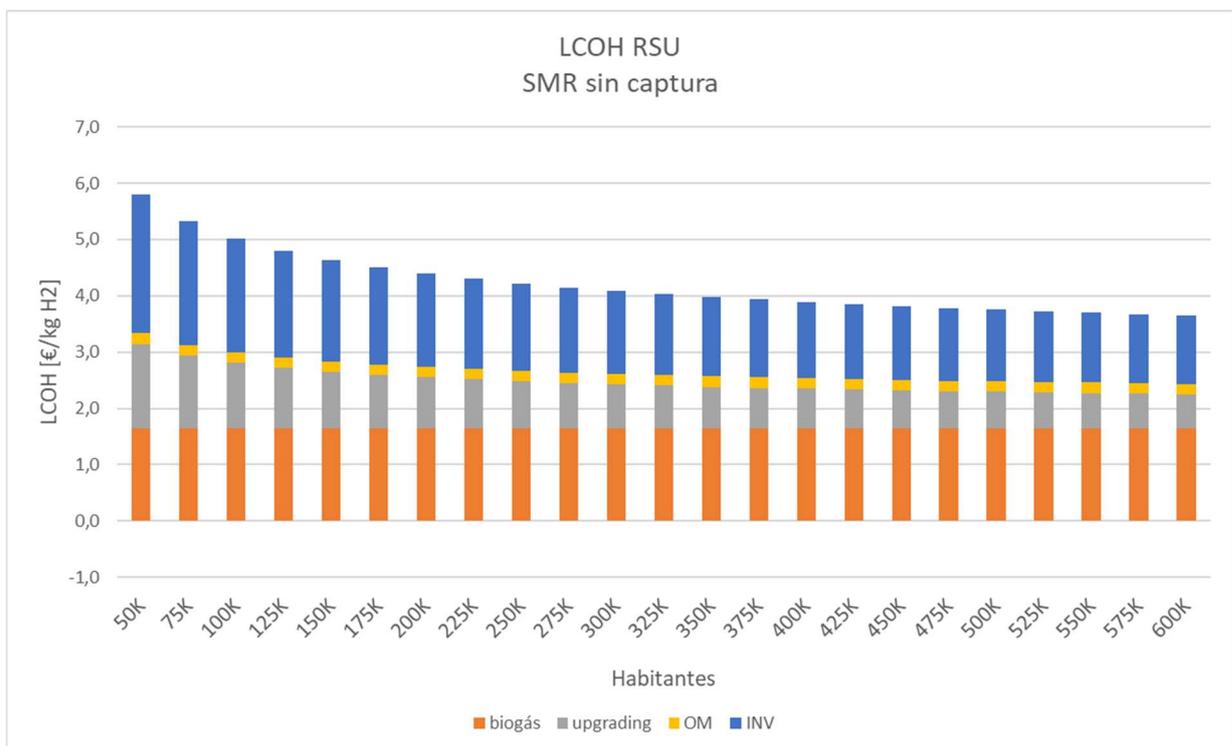


Figura 32: LCOH a partir de RSU con el método SMR sin captura. Elaboración propia.

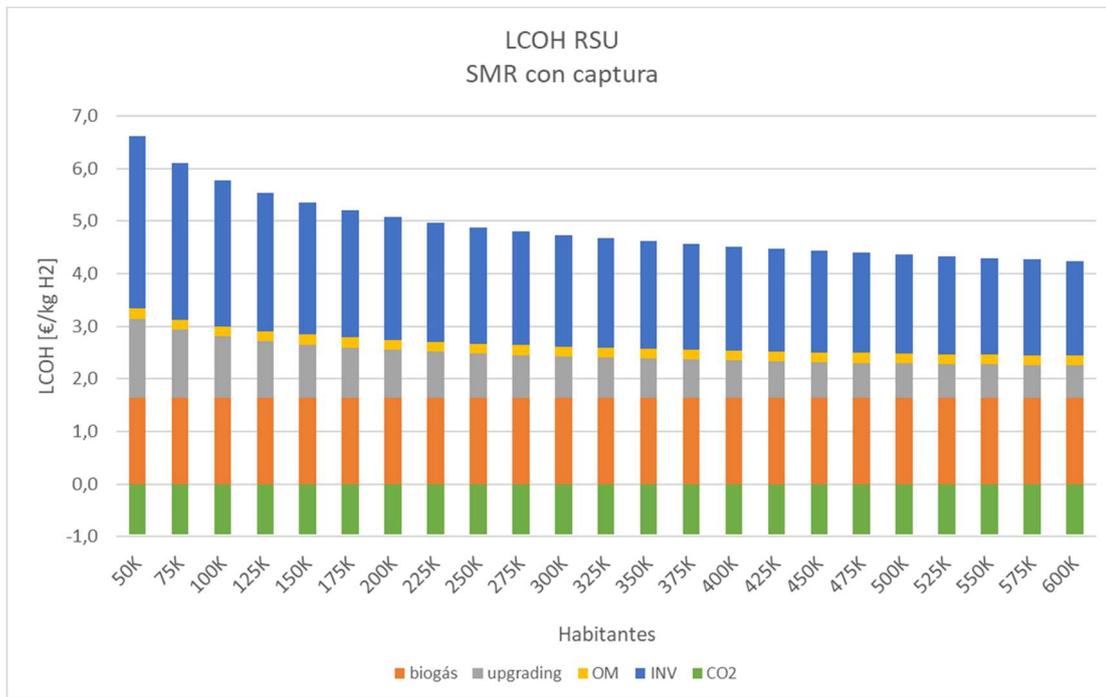


Figura 33: LCOH a partir de RSU con el método SMR con captura. Elaboración propia.

Para ambos casos se puede observar cómo el coste normalizado de producción de hidrógeno disminuye a medida que aumenta el tamaño de producción, debido a que los costes de *upgrading* y de inversión son menores para mayor tamaño, como se ha explicado en apartados anteriores.

Aunque a simple vista parezca que los costes normalizados de producción con captura son bastante más altos que los que no incluyen captura (1€/kg H<sub>2</sub> de diferencia), se debería restar el coste de emisiones de CO<sub>2</sub> a la segunda, coste que está indicado con color verde en la Figura 33 y que se representa como una cantidad negativa para tener también la visión de los costes totales si no se tuviera en cuenta el coste de emisiones.

La Figura 34 proporciona las curvas de costes normalizados de producción de H<sub>2</sub> sin captura (en azul) y con captura (en naranja). Se aprecia que, pese a que la captura encarece el proceso, al descontar la tasa de CO<sub>2</sub> el precio total del hidrógeno (emisiones negativas) el coste del hidrógeno dorado es inferior al del verde con esta tecnología.

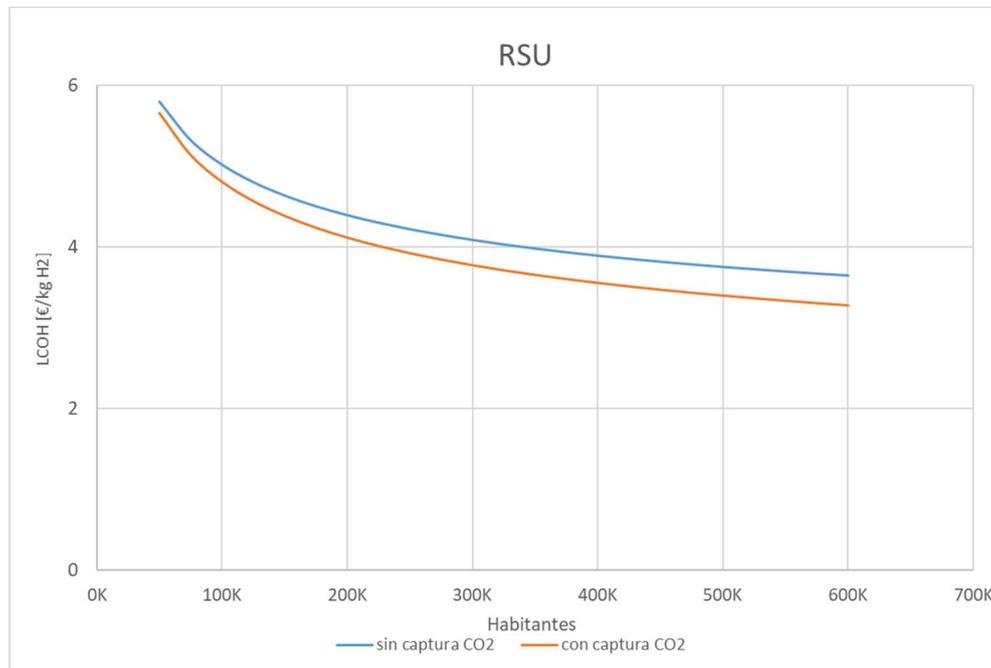


Figura 34 Comparación LCOH a partir de RSU con y sin captura. Elaboración propia.

Las Figuras 35 y 36 muestran los resultados de costes normalizados de producción de hidrógeno para lodos EDAR.

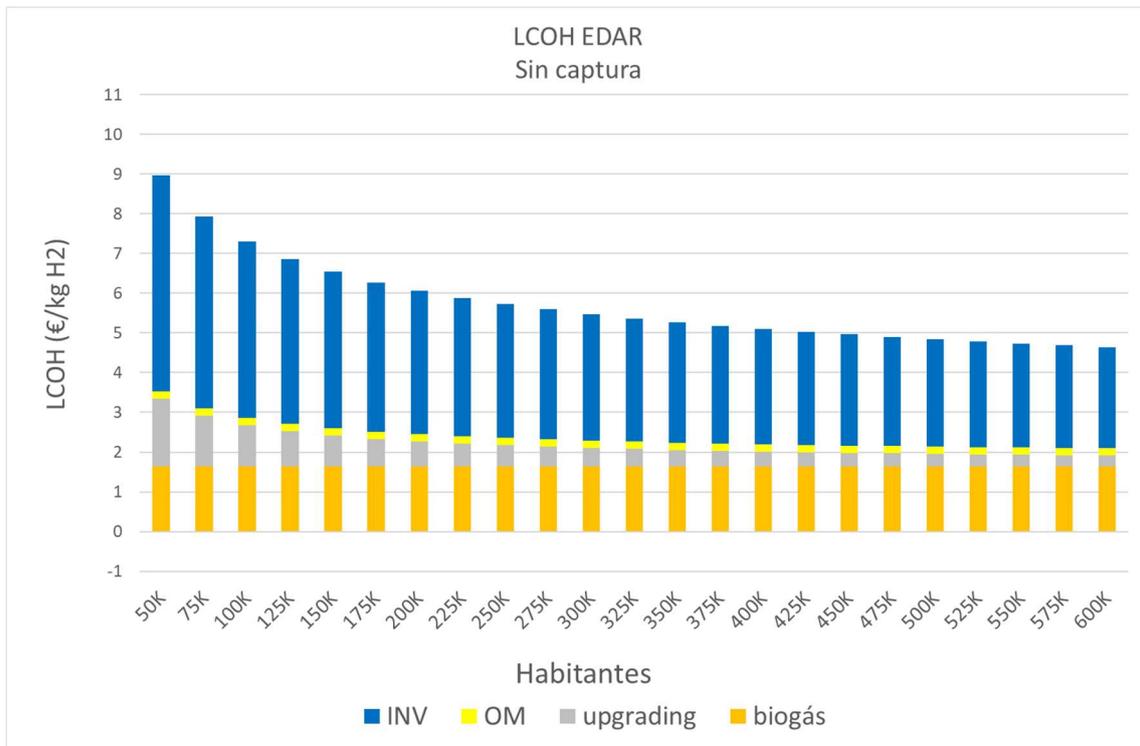


Figura 35: LCOH a partir de EDAR con el método SMR sin captura. Elaboración propia.

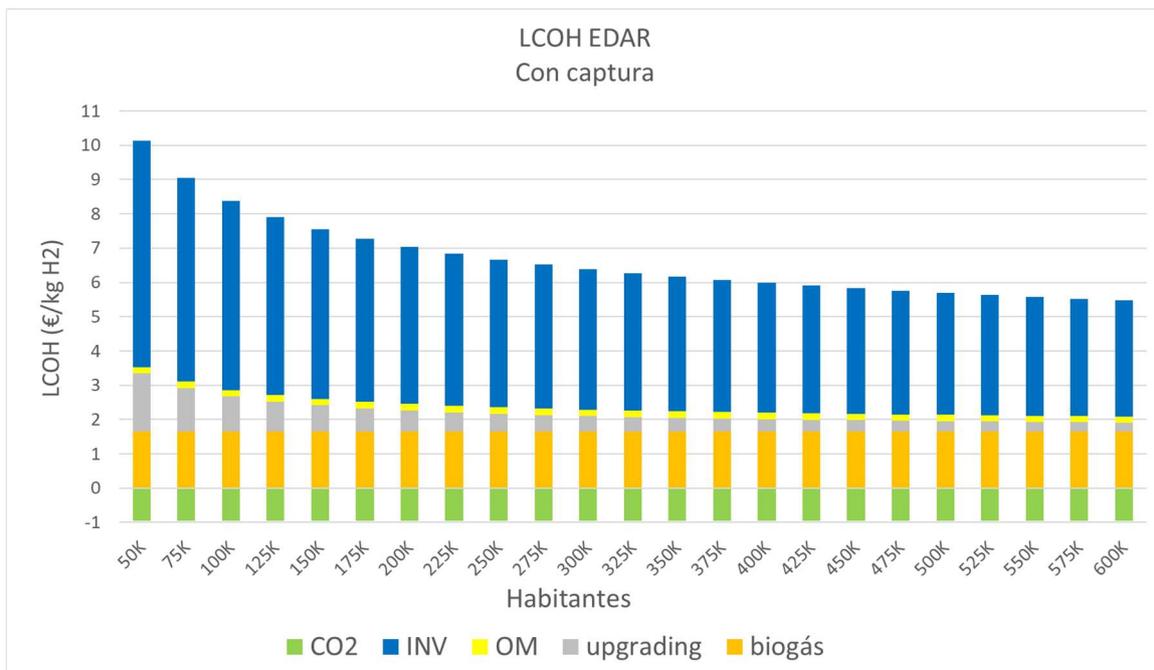


Figura 36: LCOH a partir de EDAR con el método SMR con captura. Elaboración propia.

En este tipo de gráficos se puede diferenciar a simple vista los costes fijos (OM y producción de biogás y CO<sub>2</sub>) y los variables (*Upgrading* e inversión).

Se observa que el método de producción de hidrógeno a partir de biogás de lodos EDAR es económicamente más costoso que a partir de FORSU, ya que los sistemas de tratamiento de EDAR suelen tener menor capacidad, por lo que no se puede comparar con los precios competitivos de grandes producciones mediante FORSU.

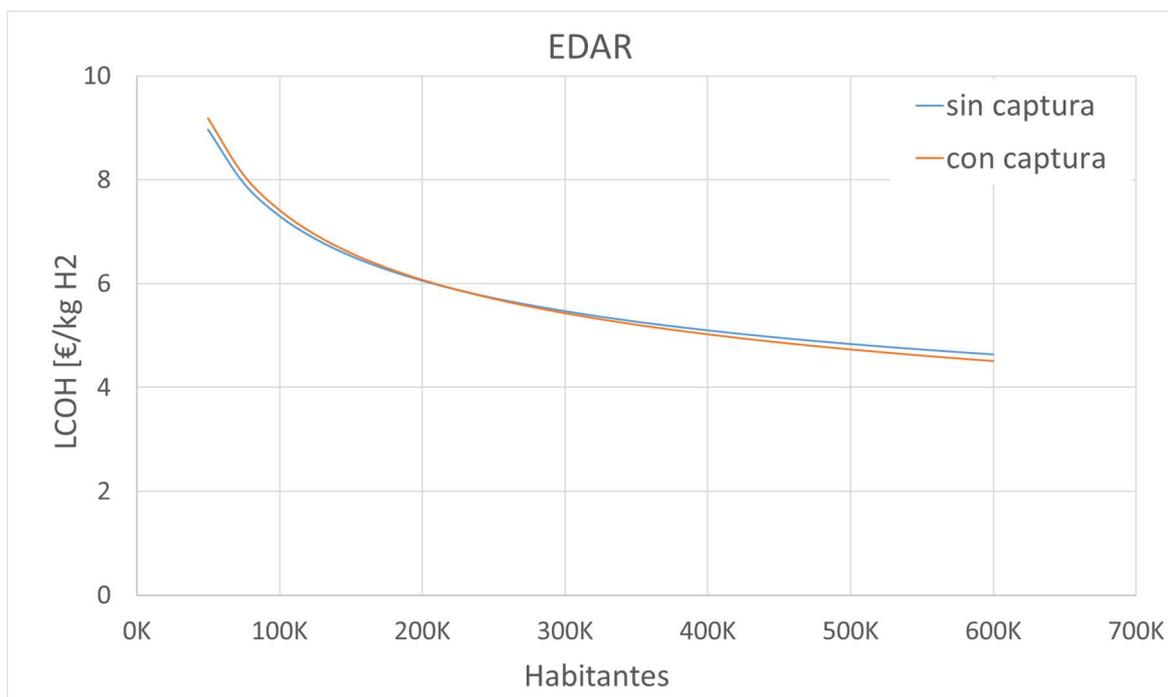


Figura 37: Comparación LCOH a partir de EDAR con el método con y sin captura. Elaboración propia.

En la figura 37 se aprecia por una parte el descenso de coste normalizado a medida que aumenta la población, que es equivalente a que aumenta la cantidad de residuos generados y, por consiguiente, de cantidad de hidrógeno producida. Por otra parte, se observa levemente un cruce entre ambas curvas. Esto se debe al elevado coste de la inversión. Para ambos casos, todos los costes normalizados que se suman creando las trazas de las curvas de las Figuras 35 y 36 son los mismos excepto el coste normalizado de inversión, que para el cada caso se emplea una fórmula diferente debido al coste adicional de la unidad de captura de CO<sub>2</sub>. El coste “negativo” que representa el ahorro de las tasas de emisiones de

dióxido de carbono es un valor constante que se le resta al coste normalizado para cada población, por lo que llega un punto en el que los costes normalizados de inversión de ambos casos son el mismo, y a partir de ahí gracias al ahorro de costes de dióxido de carbono, los LCOH totales quedan menores para el caso con captura que para el caso sin captura.

Los resultados de los costes normalizados para H<sub>2</sub> gris y azul se muestran en las Figuras 38 y 39 con el objetivo de contrastar y validar el modelo realizado.

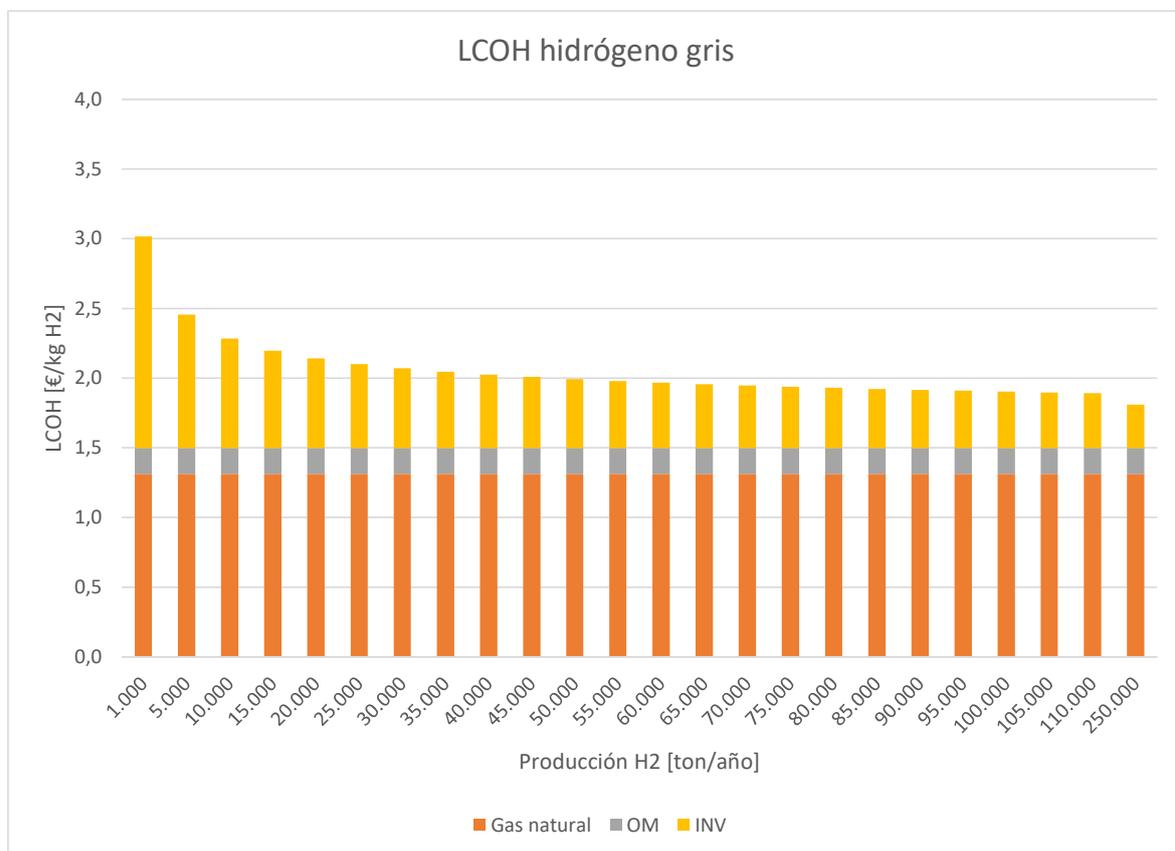


Figura 38: LCOH gris. Elaboración propia.

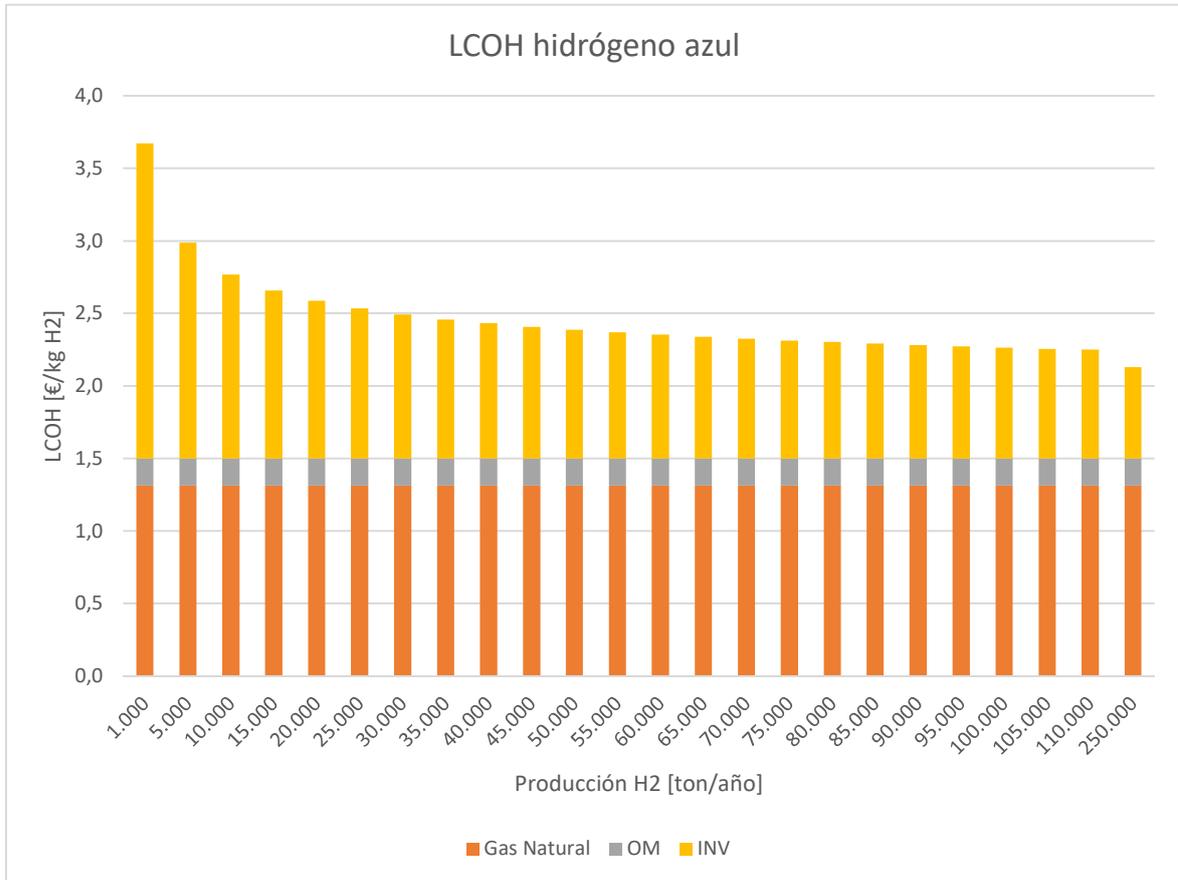


Figura 39: LCOH azul. Elaboración propia.

Es totalmente razonable que estos costes normalizados queden más económicos, ya que su procedencia es de origen fósil (gas natural), por lo que no hay el mismo nivel de complejidad de proceso de obtención de metano que para los casos anteriores. La Figura 40 muestra los costes a partir de gas natural, observándose cómo el hidrógeno gris para grandes volúmenes de producción está por debajo de los 2 €/kg, valor dentro del rango admitido actualmente, lo que valida el modelo obtenido.

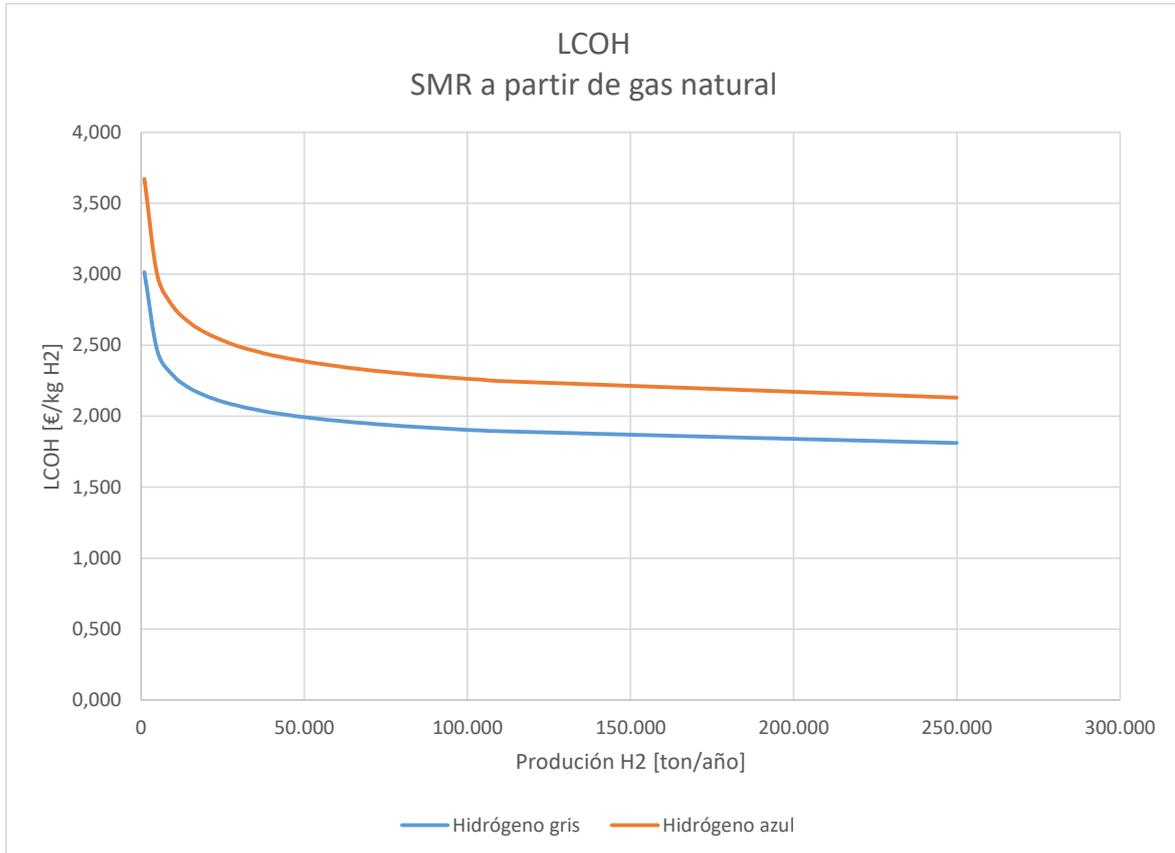


Figura 40: Comparación LCOH gris y azul con y sin costes de CO<sub>2</sub>. Elaboración propia.

La Figura 41 resume los costes obtenidos en el presente proyecto. El hidrógeno verde obtenido a partir de biometano resulta más económico que el obtenido a partir de electrólisis salvo cuando ésta se realiza en balance neto y el pool presenta precios bajos (escenario a largo plazo). El hidrógeno dorado presenta los menores costes de las opciones renovables (salvo el escenario a largo plazo de electrólisis en balance neto y precios del pool bajos) debido a la consideración de las emisiones negativas.

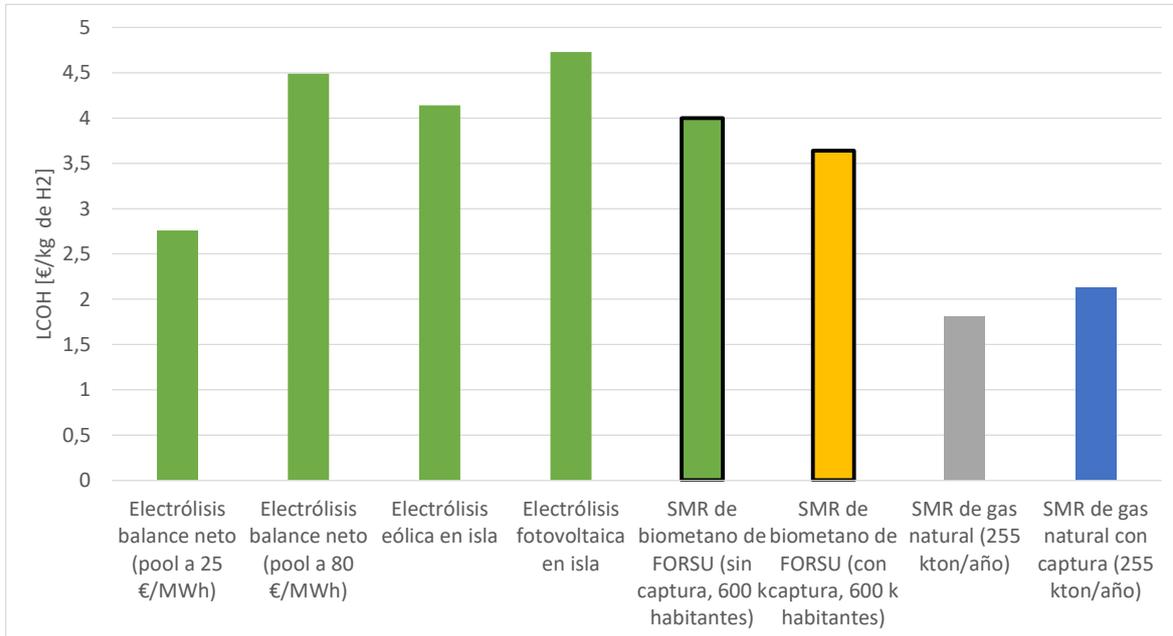


Figura 411: Comparación de costes con electrólisis y SMR (desde biometano y gas natural). Elaboración propia.

### 4.3 POTENCIAL DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO A PARTIR DE BIOMETANO EN EL TRANSPORTE PÚBLICO

El hidrógeno limpio es una herramienta fundamental para descarbonizar diferentes sectores, especialmente se estudia su implantación en las industrias intensivas en calor, el transporte pesado o las que utilizan hidrógeno como materia prima. En el sector residencial o el de los vehículos ligeros el vector eléctrico le saca ventaja al vector hidrógeno en cuanto a nivel de implantación.

Con objeto de poner en contexto el potencial del hidrógeno producido a partir del FORSU de un núcleo urbano se va a realizar una valoración preliminar de la cobertura de las necesidades de combustible de los autobuses urbanos de la ciudad de Madrid. En 2018 (último dato disponible, con un incremento menor del 1% respecto a 2017) la distancia recorrida en las 212 líneas urbanas de la ciudad por la flota de 2049 autobuses fue de

100.475.572 km en el año (EMT Madrid, 2018). Asumiendo que todos los autobuses hubiesen sido de pila de combustible, con un consumo de 12 kg de hidrógeno cada 100 km, se hubiesen requerido 12.057 toneladas de hidrógeno para moverlos. En cuanto a la producción de hidrógeno a partir de FORSU, estimada como se ha visto en unos 4 kg/persona-año y sabiendo que la población de la ciudad de Madrid era de 3.334.730 personas al empezar 2021, se tiene una producción de 13.338 toneladas de hidrógeno al año, suficiente para cubrir la demanda de movilidad en autobús.

A modo de comparativa en el ejemplo anterior, se presenta seguidamente una valoración si toda la flota de autobuses hubiese sido eléctrica a batería. El consumo del mismo autobús en este caso, asumiendo un rendimiento de la pila de combustible del 60% teniendo en cuenta que opera gran parte del tiempo a carga parcial, sería de unos 242 kWhe cada 100 km. Eso significa un consumo eléctrico para toda la flota y distancia recorrida al año de unos 243 GWh (Madrid, 2020). Asumiendo que los autobuses se cargan cada noche, entre las 0.00 y las 06.00, se requeriría una potencia de unos 111 MWe. Teniendo en cuenta que la potencia instalada a 31 de diciembre de 2020 de todas las subestaciones de la ciudad de Madrid es de 8.531 MVA, la carga de los autobuses represente el 1,3% de la potencia instalada, siendo consumida por la noche. Por tanto, no es de extrañar que con la mera producción de los residuos se pueda alimentar la flota de autobuses de pila de combustible, ya que en versión eléctrica de batería representan un consumo muy bajo.

En el caso analizado en este proyecto cabría la duda de si no hubiese sido más eficaz disponer de autobuses de gas natural, alimentados directamente por biometano, sin necesidad de pasar a hidrógeno. A este respecto, la eficiencia del uso del combustible en el vehículo, siendo biometano, estaría entre el 25 y 30%, debido al motor alternativo; sin embargo, en el caso de emplear pila de combustible, la eficiencia sería del orden del 40%, teniendo en cuenta un 71% en el proceso SMR y un 60% al operar la pila en carga parcial. Por tanto, pese a las pérdidas en la producción del hidrógeno, la conversión de éste en la pila de combustible resulta más eficiente que el uso del biometano en motores alternativos.

El tomar el transporte público como referencia de aplicación de un proyecto de hidrógeno es algo bastante habitual. Las razones son diversas, pero principalmente tres: la producción, en el caso analizado, la genera toda la población, si bien no toda la población usa el autobús para desplazarse, sobre todo existiendo el Metro en una ciudad como Madrid; la gestión de la recarga se simplifica, al tratarse de una flota y poder realizar la recarga en unas pocas cocheras; un vehículo pesado

Dentro del caso del transporte, si se hubiese elegido el vehículo particular el resultado hubiese sido mucho más discreto: un hogar cuenta con unas 3 personas de media, con lo que la producción de hidrógeno a través de su FORSU es del orden de 12 kg al año; como el consumo de un vehículo con pila de combustible de tamaño es de unos 5 kg de hidrógeno cada 650 km se tiene que la distancia que cubriría el hidrógeno autoproducido por el hogar sería de 1560 km, aproximadamente un 10% del recorrido típico de un vehículo familiar. En este caso, hay un uso elevado del vehículo con una producción muy baja, al contrario del autobús en una ciudad con diversos modos de transporte.

## Capítulo 5. CONCLUSIONES

La humanidad se enfrenta a un importante problema en la gestión de los residuos sólidos urbanos, siendo preciso abordar el problema de crecimiento desmesurado de los vertederos. Una manera de acometer este problema medioambiental es retirar la fracción orgánica de los residuos para revalorizarla y reciclar del resto de material lo que sea posible, reduciendo de ese modo el volumen de residuo a depositar en el vertedero. La revalorización tradicional que se ha llevado a cabo sobre la fracción orgánica de los residuos (FORSU) ha sido su conversión en biogás, empleándolo como combustible ya sea para producir calor, electricidad o ambos (cogeneración). En ocasiones (rara vez en España) ese biogás se convierte en biometano, lo que le da una mayor versatilidad de uso, pudiendo así inyectarse en la red de gas natural, llegando así a usarse en la propulsión de vehículos de gas natural, consumo doméstico o en centrales de ciclo combinado. Además de la reducción del volumen del vertedero, esta revalorización impide la emisión de metano a la atmósfera, formado por la digestión anaerobia que de manera natural se produce en un vertedero.

En este trabajo se ha propuesto una vía alternativa a la revalorización de la FORSU: convertirla en biometano que sustituya al gas natural empleado en la producción de hidrógeno gris (que pasaría a ser así verde) o incluso azul (que pasaría a ser “dorado”). Tras realizar una revisión del estado del arte sobre las diferentes tecnologías implicadas se ha procedido a evaluar el potencial de esta medida, así como sus costes.

Respecto al potencial, se han explorado tres alternativas para la procedencia del biometano: desgasificación de vertedero, digestión de lodos de depuradora y digestión de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. La última alternativa es la que arroja una mayor producción de hidrógeno (hasta 4 kg por persona y año), si bien el coste del biometano se sitúa intermedio entre las otras dos. Debido a las economías de escala de la inversión del reformador, el coste del hidrógeno producido con la tercera alternativa es sin duda el menor.

Atendiendo a los costes, y una vez seleccionada la FORSU como fuente para el biometano, se ha encontrado que la economía de escala afecta mucho a la inversión del reformador, por lo que es preciso centrar los esfuerzos en grandes instalaciones, incluso enviando el biometano producido en vertederos deslocalizados a una estación de reformado común. Asumiendo grandes volúmenes de producción (600.000 habitantes) los costes obtenidos resultan comparables, aunque inferiores, a diferentes escenarios de hidrógeno verde producido a partir de electrólisis. Por tanto, la producción de hidrógeno a partir de biometano es algo más competitiva económicamente que la de electrólisis, pero el coste para implantar este proceso productivo no es la justificación clave. Dicha justificación, por el contrario, se encuentra en los beneficios medioambientales de este procedimiento:

- Se trata de una alternativa a la gestión de los vertederos y al control de sus emisiones.
- El hidrógeno producido presenta un elevado potencial para el transporte público de la ciudad, siendo más eficaz para los autobuses el uso de este hidrógeno en pilas de combustible que el uso directo del biometano en motores alternativos. Se establece así un esquema de economía circular que aporta valor a los residuos de la población.
- En el caso de producir hidrógeno dorado se llega a retirar de la atmósfera el CO<sub>2</sub> capturado previamente por las plantas, siendo por tanto un proceso de retirada de CO<sub>2</sub> del ambiente indirecto.

Se ha demostrado que la retirada de CO<sub>2</sub> de la atmósfera llevada a cabo por el hidrógeno dorado representa un ahorro de 1 €/kg de hidrógeno en los costes de producción, así como más de 9 kg de CO<sub>2</sub> por cada kg de hidrógeno producido. Por tanto, de los resultados del presente proyecto se concluye que el hidrógeno dorado:

- Presenta un elevado potencial para su aplicación al transporte público urbano.
- Presenta un menor coste que el coste del hidrógeno verde convencional.
- Cada kg de hidrógeno producido así permite retirar hasta 9 kg de CO<sub>2</sub> de la atmósfera.

## Capítulo 6. REFERENCIAS

- [1] ACENTO. (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España.
- [2] Ayuntamiento de Madrid. (2018). Estrategia de Residuos. <https://www.madrid.es/UnidadesDescentralizadas/Valdemingomez/Publicaciones/EstrategiaDeResiduos.pdf>
- [3] Brian D. James, Strategic Analysis Inc. (06 de febrero 2018). Current Distributed Steam Methane Reformer (SMR) 1500kg/day [Archivo Excel]. NREL. <https://www.nrel.gov/hydrogen/assets/docs/current-forecourt-natural-gas-v3-101.xlsm>
- [4] Chacartegui, R., Carvalho, M., Abrahão, R., & Becerra, J. (2015). Analysis of a CHP plant in a municipal solid waste landfill in the South of Spain. *Applied Thermal Engineering*, 91(November), 706–717. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.08.069>
- [5] Da Silva Veras, T., et al., Hydrogen: Trends, production, and characterization of the main process worldwide. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. 42(4): p. 2018-2033.
- [6] Daniela Thrän, E. B., Tobias Persson, Mattias Svensson, Jaqueline Daniel-Gromke, Jens Ponitka, M. S., & Baldwin, J. (2014). Biomethane Status and Factors Affecting Market Development and Trade. In *IEA Bioenergy (Issue September)*. <http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/Technical>
- [7] Ecoavant (2020). El confinamiento no frena los gases de efecto invernadero [Imagen]. Ecoavant.com. [https://www.ecoavant.com/contaminacion/confinamiento-no-frena-gases-efecto-invernadero\\_5543\\_102.html](https://www.ecoavant.com/contaminacion/confinamiento-no-frena-gases-efecto-invernadero_5543_102.html)
- [8] EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO - Curso\_ 2013 - Universidad Nacional de Educación a Distancia. (n.d.).

- [9] EMT MADRID. (2018). *Informe de Gestión EMT Madrid*. Retrieved from <https://www.emtmadrid.es/Ficheros/Informes-Anuales/P-02-ANEXO-INFORME-DE-GESTION-2018.aspx>
- [10] Energy, G. G. (2021). Mapa de plantas de biogás en España, situación y entorno. <https://geniabienergy.com/plantas-biogas-en-espana/>
- [11] Feliu Jofre, A., & Flotats Ripoll, X. (n.d.). Los Gases Renovables Un vector energético emergente. Naturgy.
- [12] Fundación Gas Natural Fenosa. (2018). I FÓRUM TECNOLÓGICO: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España. Documento Base Para El Debate.
- [13] FuturENERGY. (2019). Según un nuevo informe de IEA, el hidrógeno puede aumentar hasta convertirse en una pieza clave de un futuro energético limpio y seguro - FuturEnergy\_ Revista técnica bilingüe de energía. <https://futureenergyweb.es/segun-un-nuevo-informe-de-iea-el-hidrogeno-puede-aumentar-hasta-convertirse-en-una-pieza-clave-de-un-futuro-energetico-limpio-y-seguro/>
- [14] García Peña, F. “Prospects for an European Hydrogen Economy, Technological and economic aspects of Hydrogen Production from fossil fuels” Conferencia en Madrid 14/04/2008.
- [15] Hirschenhofer, J. H.; Stauffer, B. D.; Engleman, R. R y Klett, M. G., 2000. “Fuel Cell Handbook: Fourth Edition” U.S. Department of Energy, Federal Energy Technology Center.
- [16] Iberdrola. (2020). La temperatura media de la Tierra está en aumento - Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/temperatura-media-de-la-tierra>
- [17] IDAE. (2011). Situación y Potencial de Generación de Biogás. Estudio Técnico 2011-2020.
- [18] IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal. In </publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.

/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction%0Ahttps://www.irena.org/-  
/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\_Green\_hydrogen\_cost\_2020.p  
df

[19] Linares Hurtado, José Ignacio y Moratilla Soria, Beatriz Yolanda. “El hidrógeno y la energía” Colección: Avances de Ingeniería, Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas.

[20] Lipman, T. E. (2004). What Will Power the Hydrogen Economy? Present and Future Sources of Hydrogen Energy. In 04-10.

[21] [Madrid \(2020\), Infraestructura y consumo eléctrico.](#)

[22] MITERD. (2020). Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. In Marco Estratégico de Energía y Clima.

[23] MMB. (2010). El sector del biogás agroindustrial en España. Dirección General de Recursos Agrícolas y Ganaderos, 89.

[24] Moore, R. B. and Raman, 1998. “Hydrogen Infrastructure for Fuel Cell Transportation”. International Journal of Hydrogen Energy.

[25] Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. Naturgy.

[26] Moratilla Soria, Y. B., & Linares Hurtado, J. I. (2007). El hidrógeno y la energía (Asociación).

[27] N+1\_ artículos científicos, noticias de ciencia, cosmos, gadgets, tecnología. (2021).

[28] Planelles Aragó. J. (2021). La revolución energética del hidrógeno: análisis y consecuencias. Vigilancer. Obtenido de: La revolución energética del hidrógeno: análisis y consecuencias - Vigilancer

- [29] RAMOS, P. (2020). Los cinco sectores que más emisiones de gases producen en el planeta. El Tiempo. <https://noticias.eltiempo.es/los-5-sectores-que-mas-emisiones-de-co2-producen-al-planeta/>
- [30] Rampe, T.; Heinzl, A. y Vogel, B. 2000.” Hydrogen Generation from biogenic and fossil fuels by autothermal reforming” Journal of Power Sources.
- [31] Semana de la Ciencia (2019). Los residuos urbanos y su problemática (p. 8). <https://www2.uned.es/biblioteca/rsu/pagina1.htm%0Ahttps://www2.uned.es/biblioteca/rsu/pagina1.htm%0Ahttp://www2.uned.es/biblioteca/rsu/pagina1.htm>
- [32] Serrat, L., Linares, J. I., Cledera, M. M., & Morales, C. (2021). Geothermal Heat Pump Driven by CHP Engine Fuelled by WWTP Biomethane to Meet the Energy Demand of a District Heating and Cooling Network . Case Study in Spain.
- [33] Shokrollahi Yancheshmeh, M., H.R. Radfarnia, and M.C. Iliuta, High temperature CO<sub>2</sub> sorbents and their application for hydrogen production by sorption enhanced steam reforming process. Chemical Engineering Journal, 2016. 283: p. 420-444.
- [34] Varnero Moreno, M. T. (2011). Manual del Biogás. <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>

# ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS

## *ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE*

El proceso de producción de hidrógeno a partir de biometano de FORSU supone una alternativa asequible al proceso de electrólisis que actualmente tiene precios muy elevados como se han descrito en el proyecto. Además, este proceso de producción de energía dota a los países de cierta independencia ya que se genera con los residuos generados por ellos mismos. Como ya se ha comentado previamente, uno de los factores más influyentes en el cambio climático es la problemática de las basuras. Este problema ambiental también se conoce como la generación de Residuos Sólidos, el cual es crítico por tener efecto sobre el deterioro del medio ambiente, la salud humana y la calidad de vida de futuras generaciones, por lo que con la producción de H<sub>2</sub> a partir de residuos se contribuye a resolver de forma responsable este problema.

## *PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES*

El problema en cuestión que se aborda en este proyecto supone uno de los problemas ambientales más importantes y es causado por el consumo irresponsable del hombre. Con el proceso de usar los residuos para producir energía, llamado valorización, se consigue adoptar una economía circular, que trata de aprovechar al máximo todos los recursos que se ponen en circulación en vez de utilizar nuevos, para así acabar con el mal hábito de comprar, consumir y tirar sin conciencia, que trae consigo la destrucción de la biodiversidad del planeta.

### ***ACCIÓN POR EL CLIMA***

Luchar contra el cambio climático, evitar emisiones para disminuir la contaminación atmosférica, y mejorar la coordinación para la gestión de residuos es uno de los objetivos que se quieren cumplir mediante este proyecto como ya se ha expuesto en puntos previos.

### ***SALUD Y BIENESTAR***

En este proyecto se trabajará por la salud y el bienestar de una forma doble: por la reducción de emisiones de dióxido de carbono dañinas para la salud que supone el uso del hidrogeno como fuente de energía o como combustible, y por la reducción de los desechos urbanos de vertederos, perjudiciales para la salud y el buen empleo de ellos para producir la energía mencionada sustituyente de la contaminante, lo que supone una economía circular.