



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis de ciclo de vida del hidrógeno dorado

Autor: Léonie Boutin

Directora: Ana María Santos Montes

Co-director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Julio 2024



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

Análisis de ciclo de vida del hidrógeno dorado

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023/24 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.: Léonie Boutin

Fecha: 22/ 07/ 2024

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: Ana María Santos Montes

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

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

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





# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis de ciclo de vida del hidrógeno dorado

Autor: Léonie Boutin

Directora: Ana María Santos Montes

Co-director: José Ignacio Linares Hurtado

Madrid

Julio 2024

# **Agradecimientos**

Quiero expresar mi agradecimiento a mis directores por haberme acompañado durante todo el año, con paciencia, dedicación y benevolencia. Gracias por todo este tiempo consagrado al seguimiento del trabajo, por la ayuda indispensable que me han aportado y por haberme introducido a este mundo tan complejo y tan enriquecedor de la investigación.



# ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DEL HIDRÓGENO DORADO

**Autor: Boutin, Léonie.**

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Directora: Santos Montes, Ana María.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se han evaluado los impactos medioambientales, y se ha prestado especial atención al potencial de calentamiento global, de la obtención de hidrógeno a partir del reformado de biometano obtenido por digestión anaerobia de purines mediante el análisis de ciclo de vida (ACV). Durante el proceso de transformación se captura el CO<sub>2</sub> emitido (que ya es neutro), con lo cual las emisiones totales son negativas.

**Palabras clave:** ACV, Biogás, Digestión Anaerobia, Upgrading, SMR, CCS, Hidrógeno

### 1. Introducción

El hidrógeno es un combustible que, según su origen, se puede considerar como “limpio”. Si se produce con fuentes de energía renovables, entonces se trata de hidrógeno “verde”. Asimismo, si se produce a partir de gas natural y se captura el CO<sub>2</sub> liberado se califica como hidrógeno “azul”; finalmente, si el gas natural es reemplazado por biometano (verde) y si se capturan las emisiones, al ser éstas biogénicas (neutras), se originan emisiones negativas, calificándose dicho hidrógeno como “dorado”. El biometano puede provenir de residuos sólidos urbanos, de residuos agrícolas, de purines o de cualquier otro resto orgánico. Esta alternativa permite enfrentarse a la vez a los retos de producción de energía y de gestión de los residuos, con un enfoque de economía circular. Sus posibilidades de producción a partir de recursos renovables (eólica, solar, biometano) proporcionan al hidrógeno un fuerte potencial como vector de descarbonización para cumplir con los objetivos de la Unión Europea de conseguir el Net Zero en 2050.

### 2. Definición del proyecto

En este Trabajo de Fin de Máster, se evalúan los impactos medioambientales mediante el análisis de ciclo de vida (ACV) de la producción de biohidrógeno por reformado con vapor de biometano, capturando las emisiones de CO<sub>2</sub> (hidrógeno dorado). El análisis se divide en cinco partes: la producción de biogás a partir de purines de cerdo mediante digestión anaerobia, el enriquecimiento del biogás en biometano mediante separación por membranas, el uso del biometano para producir hidrógeno mediante un proceso de reformado de metano con vapor o Steam Methane Reforming (SMR), la captura y el transporte del CO<sub>2</sub> en salida del proceso SMR y por fin la combinación de todos estos subprocesos para obtener un resultado general. Se evalúan un conjunto de impactos medioambientales, pero se otorga una mayor importancia al potencial de calentamiento global que se mide en kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalentes.



### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El ACV es una herramienta de gestión medioambiental que se rige por normas internacionales [1] y cuyo objetivo es la evaluación extensa de los potenciales impactos ambientales asociados a un proceso, producto o actividad durante su ciclo de vida mediante la compilación de los inputs y outputs relacionados. Las fases a seguir para la realización de un ACV, en las que se basa el modelo de trabajo de este proyecto, son las siguientes: definición del objetivo y del alcance, análisis de inventario y evaluación de impactos. La Ilustración 1 da una representación visual de este esquema de trabajo.

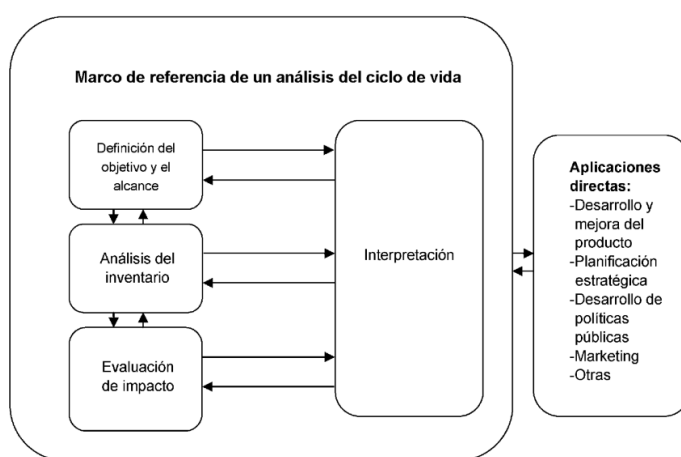


Ilustración 1: Fases a seguir para la realización de un ACV [1]

Para realizar la evaluación medioambiental de este proyecto se ha utilizado la herramienta de software Simapro 9.4.0.2 y la base de datos Ecoinvent (3.8). Como método de evaluación de impactos se emplea el método CML-IA baseline V3.09 / EU25 ya que es uno de los métodos más ampliamente utilizados. Este método incluye las 11 categorías de impactos que se citan a continuación: Global Warming Potencial (GWP), Ozone Layer Depletion Power, Fresh Water Aquatic Ecotoxicity, Terrestrial Ecotoxicity, Human Toxicity, Abiotic Depletion, Abiotic Depletion (fossil fuels), Marine Aquatic Ecotoxicity, Acidification, Eutrophication, y Photochemical Oxidation.

La unidad funcional seleccionada es la producción de 1kg de hidrógeno gaseoso de pureza mínima 97% con una presión de 200 bar, y la captura y transporte a 110 bar del CO<sub>2</sub> emitido durante el proceso de SMR con una eficiencia de 90% [2].

### 4. Resultados

El resultado es un listado exhaustivo de las salidas y entradas de cada subproceso, así como la evaluación de los impactos correspondientes. Las principales conclusiones de la evaluación de impactos centrándose en cambio climático son las siguientes:

- Durante la fase de digestión anaerobia de los purines, se generan 0,472 kg CO<sub>2eq</sub> por Nm<sup>3</sup> de biogás. Las emisiones al aire son las principales responsables, con el 86% atribuido a las emisiones de metano que proceden del almacenamiento del sustrato y del digestato. Cuando las emisiones de esta etapa se refieren a la unidad funcional elegida (kg H<sub>2</sub> producido), y considerando que se necesitan 9,78 Nm<sup>3</sup> de biogás para producir 1 kg de H<sub>2</sub>, las emisiones de esta etapa ascienden a 4,61 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. En el análisis realizado no se han tenido en cuenta las emisiones evitadas cuando el purín no se trata por digestión anaerobia y se deja varios días en una balsa abierta al ambiente. Dichas emisiones serían de, como mínimo, los 4,61 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> determinados.
- La etapa de enriquecimiento del biogás en biometano resalta por su impacto débil, con solo 0,133 kg CO<sub>2eq</sub> emitidos por cada Nm<sup>3</sup> de biometano obtenido por up-grading. De nuevo, las emisiones al aire del proceso representan la mayor contribución al impacto ambiental (el 93,2% del total para cambio climático). Dentro de las emisiones al aire se encuentran las emisiones fugitivas de metano. Según el análisis de inventario, se emiten 0,00442 kg de metano, lo cual corresponde a 0,124 de los 0,133 kg de CO<sub>2</sub> equivalente. Considerando que se necesitan 5,06 Nm<sup>3</sup> de biometano para producir 1 kg de H<sub>2</sub>, las emisiones de esta etapa ascienden a 0,671 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>.
- Al calcular el impacto del conjunto SMR+CCS, se obtiene, como era de esperar, un impacto negativo en calentamiento global debido a la retirada de CO<sub>2</sub> de la atmósfera. Destaca el consumo de electricidad de la red como el mayor contribuidor, con el -4,11% del impacto total de - 8,41 kg CO<sub>2eq</sub> por kilogramo de hidrógeno, es decir una aportación de +0,35 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. Con contribuciones menos relevantes aparecen también por orden de importancia la construcción de las plantas de fabricación de los químicos, el transporte del CO<sub>2</sub> hasta su sitio de almacenamiento y la producción de MEA. Las emisiones al aire solo son significativas para el impacto positivo, ya que se traducen por emisiones de CO<sub>2</sub> de -8,89 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>, lo que corresponde a la cantidad de CO<sub>2</sub> capturada.

A la hora de restituir el proceso completo, se suma también una etapa de transporte del biometano de la planta de digestión a la planta SMR, que tiene un impacto débil en el total (0,02 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>). La combinación de todas las fases del proceso resulta en unas emisiones de -3,10 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. La Ilustración 2 sintetiza los resultados detallados anteriormente.

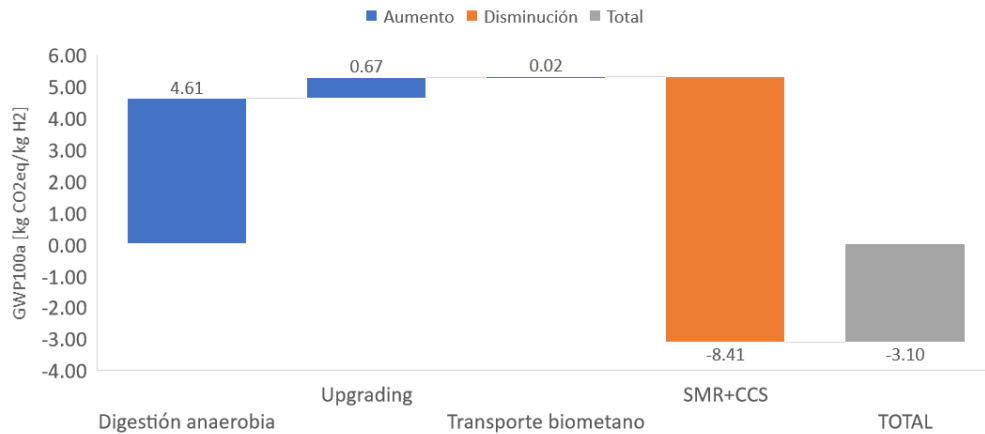


Ilustración 2 - Desglose por fases para el impacto de calentamiento global

## 5. Conclusiones

Se ha realizado un análisis de ciclo de vida completo de la producción de 1 kg de H<sub>2</sub> dicho “dorado”, producido mediante SMR de biometano procedente del enriquecimiento de biogás obtenido por digestión anaerobia de purines, con captura del carbono en la salida del proceso de SMR. El resultado obtenido en cuanto al potencial de calentamiento global es una contribución negativa de - 3,10 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>: se consigue retirar CO<sub>2</sub> de la atmósfera, aunque en cantidades menores a las esperadas debido principalmente a las emisiones de CH<sub>4</sub> que ocurren a lo largo del proceso. Sin embargo, es importante resaltar también que no se han descontado las emisiones evitadas por el hecho de gestionar los purines de manera adecuada, ni las emisiones evitadas correspondiente a la producción convencional de 1kg de H<sub>2</sub>. En efecto, hoy en día, las necesidades en H<sub>2</sub> están cubiertas en su gran mayoría por hidrógeno gris; por lo tanto, sustituir este modo de producción por el analizado en el marco de este trabajo permitiría evitar las emisiones correspondientes. En cualquier caso, se ha demostrado que el balance total de emisiones de la producción de hidrógeno es negativo; lo que convierte este gas renovable en un combustible estratégico imprescindible en nuestro camino hacia la neutralidad carbono y una economía más sostenible.

## 6. Referencias

- [1] ISO 14040:2006. (s.d.). *Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework*.

[2] IEA. (2022). *Low-Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap*.

# **LIFE CYCLE ASSESSMENT OF GOLDEN HYDROGEN**

**Author: Boutin, Léonie.**

Supervisor: Linares Hurtado, José Ignacio.

Supervisor: Santos Montes, Ana María

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

In this project, the environmental impacts, especially the impact on climate change, of producing hydrogen from biogas obtained by anaerobic digestion of swine manure have been evaluated using life cycle analysis (LCA). During the transformation process, the (already neutral) emitted CO<sub>2</sub> is captured, resulting in negative total emissions.

**Keywords:** LCA, Biogas, Anaerobic Digestion, Upgrading, SMR, CCS, Hydrogen

## **1. Introduction**

Hydrogen is a fuel that, depending on its source, can be considered "clean". If it is produced with renewable energy sources, it is called "green" hydrogen. Similarly, if it is produced from natural gas and the released CO<sub>2</sub> is captured, it is classified as "blue" hydrogen; finally, if natural gas is replaced by (green) biomethane and emissions are captured, as these are biogenic (neutral), negative emissions are generated, qualifying this hydrogen as "golden". Biomethane can come from municipal solid waste, agricultural waste, swine manure, or any other organic residue. This alternative allows tackling energy production and waste management challenges simultaneously, with a circular economy approach. Its production potential from renewable resources (wind, solar, biomethane) gives hydrogen a strong potential as a decarbonization vector to meet the European Union's goals of achieving Net Zero by 2050.

## **2. Project Definition**

In this Master's Thesis, the environmental impacts are evaluated through life cycle analysis (LCA) of biohydrogen production by steam reforming of biomethane, capturing CO<sub>2</sub> emissions (golden hydrogen). The analysis is divided into five parts: biogas production from swine manure by anaerobic digestion, biogas upgrading to biomethane via membrane separation, the use of biomethane to produce hydrogen via a steam methane reforming (SMR) process, the capture and transportation of the CO<sub>2</sub> emitted during the SMR process, and finally, the combination of all these subprocesses to obtain an overall result. A set of environmental impacts is evaluated, but greater importance is given to the impact on climate change, which is measured in kilograms of CO<sub>2</sub> equivalents.

## **3. Description of the Model/System/Tool**

LCA is an environmental management tool governed by international standards [1] aimed at extensively evaluating the potential environmental impacts associated with a process, product, or activity during its life cycle by compiling related inputs and outputs.

The phases to follow for conducting an LCA, which form the working model of this project, are as follows: definition of the goal and scope, inventory analysis, and impact assessment. Figure 1 provides a visual representation of this work scheme.

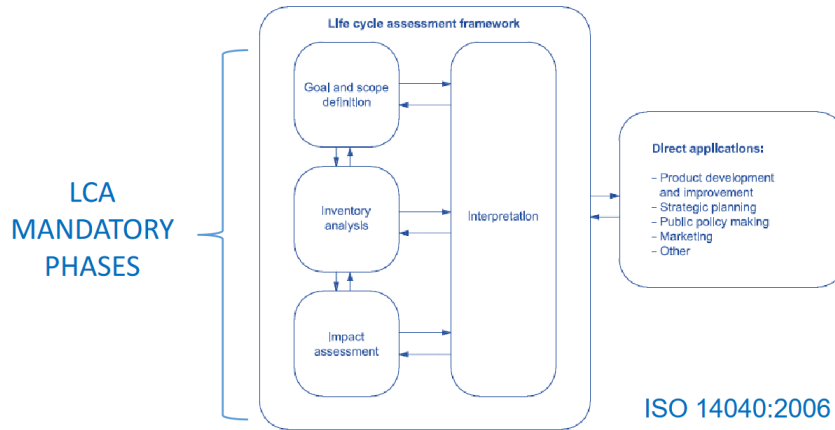


Figure 1: Phases to follow for conducting a LCA [1]

To perform the environmental assessment of this project, the Simapro 9.4.0.2 software tool and the Ecoinvent database (3.8) were used. The CML-IA baseline V3.09 / EU25 method was employed as the impact assessment method because it is one of the most widely used methods. This method includes the following 11 impact categories: Global Warming Potential (GWP), Ozone Layer Depletion, Fresh Water Aquatic Ecotoxicity, Terrestrial Ecotoxicity, Human Toxicity, Abiotic Depletion, Abiotic Depletion (fossil fuels), Marine Aquatic Ecotoxicity, Acidification, Eutrophication, and Photochemical Oxidation. The selected functional unit is the production of 1 kg of gaseous hydrogen with a minimum purity of 97% at a pressure of 200 bar, and the capture and transportation at 110 bar of the CO<sub>2</sub> emitted during the SMR process with an efficiency of 90% [2].

#### 4. Results

The result is an exhaustive list of the outputs and inputs of each subprocess, as well as the corresponding impact assessment. The main conclusions of the impact assessment, focusing on climate change, are as follows:

- During the anaerobic digestion phase of manure, 0.472 kg CO<sub>2eq</sub> is generated per Nm<sup>3</sup> of biogas. Emissions to the air are the main contributors, with 86% attributed to methane emissions that come from the storage of the substrate and digestate. When the emissions from this stage are related to the chosen functional unit (kg H<sub>2</sub> produced), and considering that 9.78 Nm<sup>3</sup> of biogas are needed to produce 1 kg of H<sub>2</sub>, the emissions from this stage amount to 4.61 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. The analysis conducted did not take into account the avoided emissions when the manure is not treated by anaerobic digestion and is left for several days in an open pond exposed to the environment. These emissions would be at least the 4.61 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> determined.
- The biogas upgrading stage to biomethane stands out for its low impact, with only 0.133 kg CO<sub>2eq</sub> emitted per Nm<sup>3</sup> of biomethane obtained by upgrading. Again, air emissions from the process represent the largest contribution to the environmental impact (93.2% of the total for climate change). Among the air emissions are fugitive methane emissions. According to the inventory analysis, 0.00442 kg of methane is emitted, corresponding to 0.124 of the 0.133 kg CO<sub>2</sub> equivalent. Considering that 5.06 Nm<sup>3</sup> of biomethane are needed to produce 1 kg of H<sub>2</sub>, the emissions from this stage amount to 0.671 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>.
- Calculating the impact of the SMR+CCS set yields, as expected, a negative global warming impact due to the removal of CO<sub>2</sub> from the atmosphere. Network electricity consumption stands out as the major contributor, with -4.11% of the total impact of -8.41 kg CO<sub>2eq</sub> per kilogram of hydrogen, which means a contribution of +0.35 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. With less significant contributions, can be found in order of importance: the construction of chemical manufacturing plants, CO<sub>2</sub> transport to its storage site, and MEA production. Air emissions are only significant for the positive impact since they translate into CO<sub>2</sub> emissions of -8.89 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>, which corresponds to the amount of CO<sub>2</sub> captured.

When restituting the complete process, a stage of transporting biomethane from the digestion plant to the SMR plant is also added, which has a low impact on the total (0.02 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>). The combination of all process phases results in emissions of -3.10 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. Figure 2 synthesizes the results detailed above.

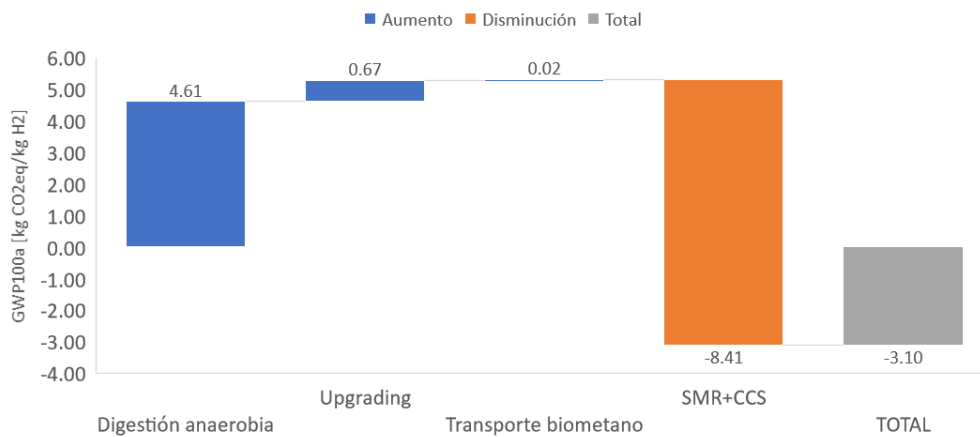


Figure 2: Breakdown by phases for the global warming impact

## 5. Conclusions

A complete life cycle analysis of the production of 1 kg of so-called "golden" H<sub>2</sub>, produced by SMR of biomethane obtained from the upgrading of biogas derived from the anaerobic digestion of swine manure, with carbon capture at the output of the SMR process, has been conducted. The result obtained regarding the global warming impact is a negative contribution of -3.10 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>: CO<sub>2</sub> is removed from the atmosphere, although in smaller amounts than expected mainly due to CH<sub>4</sub> emissions occurring throughout the process. However, it is also important to note that avoided emissions from proper management of the swine manure and conventional production of 1 kg of H<sub>2</sub> were not discounted. Indeed, today, most H<sub>2</sub> needs are met by gray hydrogen; therefore, replacing this production mode with the one analyzed in this work would avoid the corresponding emissions. In any case, it has been demonstrated that the total emission balance of hydrogen production is negative, making this renewable gas a strategic fuel essential on our path to carbon neutrality and a more sustainable economy.

## 6. References

- [1] ISO 14040:2006. (s.d.). *Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework*.
- [2] IEA. (2022). *Low-Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap*.



## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>7</b>
1.1 Motivación del proyecto.....	7
1.2 Objetivos .....	9
1.3 Alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) .....	10
<b>Capítulo 2. Marco teórico.....</b>	<b>13</b>
2.1 Producción de biogás.....	13
2.1.1 Digestión anaerobia .....	13
2.1.2 Parámetros del proceso.....	14
2.1.3 Productos obtenidos .....	15
2.1.4 Pretratamientos .....	16
2.2 Enriquecimiento del biogás en biometano .....	17
2.2.1 Separación por membrana .....	17
2.2.2 Lavado con agua .....	17
2.2.3 Absorción química.....	18
2.2.4 Pressure Swing Adsorption (PSA).....	18
2.3 Producción de hidrógeno a partir de gas natural .....	18
2.3.1 Steam Methane Reforming – SMR (Reformado de metano con vapor).....	18
2.3.2 Partial Oxidation – POX (oxidación parcial) .....	20
2.3.3 Auto Thermal Reforming – ATR (Reformado autotérmico) .....	21
2.4 Captura y transporte del CO <sub>2</sub> .....	22
2.4.1 “Shifted gas” (en salida del reactor shift) .....	24
2.4.2 “Tail gas” (en salida de la unidad PSA).....	24
2.4.3 “Flue gas” (gases de escape de la unidad SMR) .....	24
<b>Capítulo 3. Estado de la Cuestión .....</b>	<b>26</b>
<b>Capítulo 4. Metodología .....</b>	<b>29</b>
4.1 Herramientas utilizadas .....	29
4.2 Definición del objetivo y del alcance .....	31
4.3 Análisis de inventario.....	32
4.3.1 Digestión anaerobia.....	32

4.3.2	Enriquecimiento del biogás en biometano .....	44
4.3.3	Producción de hidrógeno mediante reformado de metano con vapor (SMR) con captura y transporte del CO <sub>2</sub> .....	46
4.3.4	Combinación de los subprocesos para referirse a la unidad funcional.....	52
4.4	Evaluación de impactos.....	54
<b>Capítulo 5. Análisis de Resultados.....</b>		<b>56</b>
5.1	Análisis de inventario.....	56
5.1.1	Producción de biogás.....	56
5.1.2	Enriquecimiento del biogás en biometano .....	59
5.1.3	SMR y CCS .....	60
5.1.4	Assembly final.....	63
5.2	Evaluación de impactos.....	64
5.2.1	Digestión anaerobia.....	64
5.2.2	Up-grading .....	65
5.2.3	SMR+CCS.....	67
5.3	Análisis de resultados.....	70
<b>Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....</b>		<b>75</b>
<b>Capítulo 7. Bibliografía.....</b>		<b>77</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Reparto de los potenciales de producción en España (Sedigas, 2023) .....	9
Figura 2: ODS (Fuente : www.un.org) .....	10
Figura 3: Proceso SMR (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021)) .....	20
Figura 4: Proceso POX (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021)) .....	21
Figura 5: Proceso ATR (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021)) .....	22
Figura 6: Sitios posibles de captura del CO2 (fuente: (IEA, 2017)) .....	24
Figura 7: Emisiones de gases de efecto invernadero de distintas tecnologías de producción de H2 (fuente: (Noureddine Hajjaji, 2016)) .....	27
Figura 8: Fases a seguir para la realización de un ACV (ISO 14040:2006) .....	30
Figura 9: Alcance del ACV (Fuente: Elaboración propia) .....	31
Figura 10: Comparación: Ecoinvent Dataset Description - IEAGHG Technical Report 2022-07 .....	47
Figura 11: Análisis de inventario de la producción de metanol con captura de carbono (Fuente: (Ravikumar, Keoleian, & Miller, 2020)) .....	49
Figura 12: Comparación entre el proceso de producción de biometano con o sin autoconsumo mediante el uso de un motor .....	57
Figura 13: Caracterización de los impactos de la producción de 1 Nm3 de biogás mediante digestión anaerobia .....	65
Figura 14: Caracterización de los impactos de la producción de 1 m3 de biometano mediante enriquecimiento de biogás .....	67
Figura 15: Caracterización de los impactos de la producción de 1 kg de hidrógeno mediante SMR con captura y transporte de carbono .....	69
Figura 16: Representación de los sub-procesos con impacto en calentamiento global superior al 4% de impacto total .....	69
Figura 17: Desglose por fases para el impacto de calentamiento global .....	72
Figura 18: Repartición del impacto entre los subprocesos .....	72

Figura 19: Caracterización de los impactos del proceso entero ..... 73

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Emisiones totales de los distintos procesos de producción de H <sub>2</sub> a partir de gas natural (Fuente: (IEA, 2022)) .....	27
Tabla 2: Ecuaciones para el aprovechamiento de metano para diferentes tipos de purines (Fuente: (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023) ).....	33
Tabla 3: Aprovechamiento de metano según el tipo de residuo.....	34
Tabla 4: Propiedades de los distintos componentes de la biomasa (Fuente: (Chen & Yan, 2016)) .....	36
Tabla 5: Resumen de los valores seleccionados. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Chen & Yan, 2016)).....	36
Tabla 6: Características de motores (Fuente (National Renewable Energy Laboratory, 2003)) .....	39
Tabla 7: Precio del digestato (Fuente: (Jurgutis, Šlepetiene, Šlepetys, & Ceseviciene, 2021)) .....	41
Tabla 8: Comparación de los dos escenarios de gestión del digestato .....	42
Tabla 9: Reseña de las características de las principales tecnologías de up-grading .....	45
Tabla 10: Datos de SMR+CCS (IEA, 2022) .....	50
Tabla 11: Comparación entre los impactos del proceso SMR sin CCS y con CCS .....	52
Tabla 12: Resumen de los valores de autoconsumo según el pretratamiento considerado .	56
Tabla 13: Salidas del proceso de digestión anaerobia .....	58
Tabla 14: Entradas del proceso de digestión anaerobia.....	58
Tabla 15: Emisiones al aire del proceso de digestión anaerobia .....	59
Tabla 16: Outputs del proceso de up-grading.....	59
Tabla 17: Inputs del proceso de up-grading .....	59
Tabla 18: Emisiones al aire del proceso de up-grading.....	60
Tabla 19: Outputs del proceso de SMR+CCS .....	60
Tabla 20: Inputs del proceso de SMR+CCS.....	61

Tabla 21: Emisiones al aire del proceso de SMR+CCS .....	62
Tabla 22: Combinación de los procesos para referirse a la unidad funcional .....	63
Tabla 23: Evaluación de los impactos de la producción de 1 Nm <sup>3</sup> de biogás mediante digestión anaerobia .....	64
Tabla 24: Evaluación de los impactos de la producción de 1 m <sup>3</sup> de biometano mediante enriquecimiento de biogás .....	66
Tabla 25: Evaluación de los impactos de la producción de 1 kg de hidrógeno mediante SMR con captura y transporte de carbono .....	68
Tabla 26: Evaluación final de impactos .....	71

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El crecimiento demográfico y el aumento global del nivel de vida, entre otros, han causado dos efectos claros: por una parte, un aumento considerable de consumo energético; y, por otra parte, un incremento en la cantidad de residuos producidos. En el año 2022 la demanda mundial de electricidad aumentó un 2,1%, y en los países con fuerte crecimiento demográfico sus cifras fueron aún mayores: por ejemplo, India tuvo un crecimiento de consumo energético del 7,3% en 2022 (Enerdata, 2023). En cuanto a los residuos, se generan en el mundo 2,010 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos y se espera un aumento de hasta un 70% en 2050 (Roa, 2022).

Esta situación va acompañada de fuertes preocupaciones con respecto al cuidado del medioambiente, y al establecimiento de un mundo más sostenible. Se necesitan soluciones económicamente viables, socialmente aceptables y respetuosas con el medioambiente para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad sin agotar los recursos y para gestionar la cantidad creciente de residuos.

El hidrógeno es un combustible que, según su origen, se puede considerar como “limpio”. Si se produce con fuentes de energía renovables, entonces se trata de hidrógeno “verde”. Asimismo, si se produce a partir de gas natural y se captura el CO<sub>2</sub> liberado se califica como hidrógeno “azul”; finalmente, si el gas natural es reemplazado por biometano (verde) y si se capturan las emisiones, al ser éstas biogénicas (neutras), se originan emisiones negativas, calificándose dicho hidrógeno como “dorado”, que es el objetivo de este proyecto. El biometano puede provenir de residuos sólidos urbanos, de residuos agrícolas, de purines o de cualquier otro resto orgánico. Esta alternativa permite enfrentarse a la vez a los retos de producción de energía y de gestión de los residuos, con un enfoque de economía circular. Sus posibilidades de producción a partir de recursos renovables (eólica, solar, biometano) proporcionan al hidrógeno un fuerte potencial como vector de descarbonización para cumplir

con los objetivos de la Unión Europea de conseguir el Net Zero en 2050. En efecto, siguen existiendo sectores en los que la electrificación es difícil, y para los cuales una descarbonización del sector gasista es imprescindible.

Por ejemplo, en la industria de la construcción, específicamente en la fabricación de cemento, se requiere combustible para calentar los hornos a altas temperaturas. La fabricación de cementos representa el 27% de las emisiones industriales de gases de efecto invernadero, siendo estas emisiones particularmente difíciles de reducir. El uso de hidrógeno dorado en las fábricas de cemento podría reducir de manera significativa estas emisiones: para una planta en la que se emiten 591 kg CO<sub>2</sub>/t de cemento, se podrían reducir las emisiones a sólo 362 kg CO<sub>2</sub>/t de cemento, es decir, casi un 60% (Linares Hurtado, Santos Montes, & Lefranc, 2023). Por esas razones, la Unión Europea apuesta por los gases renovables: el plan REPowerEU prevé un objetivo de consumo de biometano de hasta 35 bcm anuales para el año 2030. España puede desempeñar un papel muy relevante para afrontar este reto, dado que dispone de un enorme potencial para aumentar su producción de biometano. En efecto, el potencial total accesible en España según un estudio de Sedigas (Sedigas, 2023) es de 163 TWh/año ( $\approx 15$  bcm), de los cuales se pueden destacar 25,48 TWh procedentes de residuos ganaderos, 7,92 TWh de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), 8,81 TWh procedentes de vertederos y 2,99 TWh de lodos de depuradoras (Figura 1). Estos recursos están todavía muy poco aprovechados, y suelen considerarse más como residuos a gestionar que como posible fuente de energía.



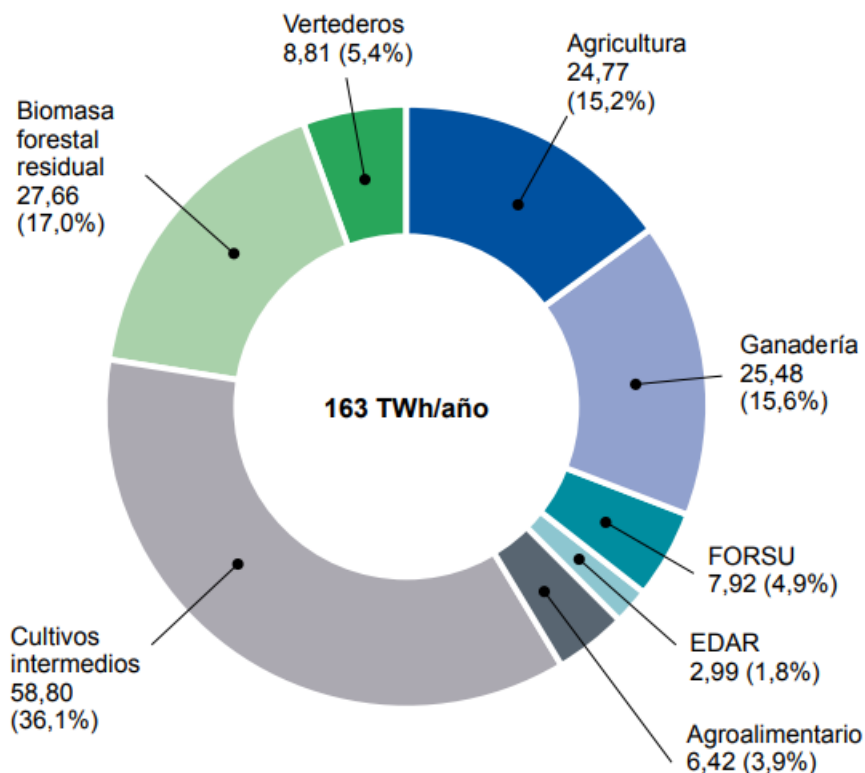


Figura 1: Reparto de los potenciales de producción en España (Sedigas, 2023)

## 1.2 OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es evaluar los impactos medioambientales mediante el análisis de ciclo de vida de la producción de biohidrógeno por reformado con vapor de biometano, capturando las emisiones de CO<sub>2</sub> (hidrógeno dorado). Se considera el hidrógeno dorado como un combustible con emisiones negativas, y se trata en este proyecto de evaluar de manera cuantitativa dichas emisiones desde un enfoque de todo el ciclo de vida. Es preciso tener en cuenta la totalidad del proceso, desde la producción de biogás mediante digestión anaerobia hasta el transporte del CO<sub>2</sub> capturado hacia su sitio de almacenamiento pasando por la fase de up-grading del biogás en biometano y el uso del biometano para producir hidrógeno mediante un proceso SMR.

### ***1.3 ALINEAMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)***

Este trabajo tiene interés en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030, presentados en la Figura 2 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**



Figura 2: ODS (Fuente : [www.un.org](http://www.un.org))

A continuación, se detallan los objetivos del proyecto, destacando su relevancia y la fuerte interdependencia que existe entre ellos.

#### **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante**

La producción de hidrógeno a partir de residuos es autóctona, asequible (Yagüe, Linares, Arenas, & Romero, 2024) y de suministro seguro, cerca de los núcleos urbanos. Por otra

parte, se trata de energía renovable e incluso de emisiones negativas así que claramente se está estudiando energía no contaminante.

### **Objetivo 9: Industria, Innovación e Infraestructura**

La producción de hidrógeno dorado puede permitir revitalizar la industria española, fomentando el desarrollo de nuevas plantas de biometano y de hidrógeno. El biometano es un gas que puede ser transportado en la red de gas existente sin necesidad de adaptarla, y el hidrógeno puede ser transportado en las infraestructuras existentes en cierta proporción. La producción de gases renovables permite así de reutilizar las redes de gas existentes. En cuanto al transporte del CO<sub>2</sub>, la construcción de nuevas infraestructuras de transporte puede también servir para almacenar carbono de distintos procesos y distintas tecnologías; con el desarrollo de la CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) estas infraestructuras van a ser necesarias, y recíprocamente la existencia de una infraestructura representa un incentivo al desarrollo de proyectos de CCUS. Por último, el concepto de producir un vector energético con un balance de emisiones negativo es una verdadera innovación, y es muy alentador de cara al futuro.

### **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

La utilización de residuos urbanos para producir energía permite implementar una economía circular muy beneficiosa para las ciudades: resuelve a la vez el problema de tratamiento de los residuos y el problema de suministro energético, optimizando los recursos disponibles y aprovechando las características de los núcleos urbanos (una fuerte densidad de población conlleva una gran cantidad de residuos). Por otro lado, en el caso de usar como materia prima residuos agrícolas, puede permitir fijar empleos en las comunidades rurales y dinamizar estas zonas creando nuevas oportunidades.

### **Objetivo 13: Acción por el clima**

El uso de tecnologías de captura de carbono y el aprovechamiento del biogás de residuos orgánicos contribuyen a limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. Durante la vida útil de la biomasa, el carbono extraído de la atmósfera se utiliza para producir

hidrógeno. Posteriormente, este carbono se captura al final del proceso y se retira del ambiente.

## Capítulo 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

El biogás es un gas constituido principalmente por metano y dióxido de carbono obtenido mediante un proceso de digestión anaerobia (en ausencia de oxígeno) de materiales orgánicos biodegradables. Estos materiales pueden ser de distintos tipos, y su composición inicial influye sobre la composición final y la cantidad de biogás obtenido: la humedad, la proporción de carbohidratos, de azúcares, de grasas, ... Los posibles sustratos son todos los recursos que se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica como pueden ser los residuos agrícolas, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), lodos de depuradora, purines, restos de biomasa forestal o residuos agroindustriales, por ejemplo.

#### 2.1.1 DIGESTIÓN ANAEROBIA

La digestión anaerobia consiste en un conjunto de reacciones microbiológicas que permiten la descomposición de la materia orgánica biodegradable. Las distintas fases del proceso son las siguientes (Naturgy, 2019):

- **Desintegración:** las partículas complejas se desintegran en carbohidratos, proteínas y lípidos.
- **Hidrólisis:** Las macromoléculas obtenidas en el paso precedente se descomponen en su vez en monosacáridos, aminoácidos y ácidos grasos de cadena larga. Esta fase permite romper los largos polímeros en moléculas de menor tamaño, que van a poder ser digeridas por una mayor variedad de microorganismos.
- **Acidogénesis:** Los monosacáridos, aminoácidos y ácidos grasos de cadena larga se descomponen en ácidos grasos volátiles (AGV), hidrógeno, ion amonio, agua y CO<sub>2</sub>.
- **Acetogénesis:** Los AGV se descomponen en hidrógeno y ácido acético.
- **Metanogénesis:** El ácido acético y el hidrógeno se convierten en metano por la acción combinada de dos tipos de bacterias: las que realizan la metanogénesis

acetoclástica a partir de ácido acético, y las que realizan la metanogénesis hidrogenotrófica a partir de hidrógeno.

El proceso tiene que ser equilibrado y controlado porque el correcto funcionamiento y el rendimiento son muy sensibles a las condiciones de realización: tiempo de retención de sólidos, temperatura, pH, humedad y equilibrio entre los microorganismos que catalizan las diferentes reacciones. La reacción que determina la velocidad del proceso depende de la forma bajo la cual se suministra el sustrato: para materia orgánica en forma de partículas, es la fase de desintegración e hidrólisis, ya que comparativamente con las otras fases se trata de la parte más lenta. En cambio, si el sustrato es bajo forma soluble, la reacción de metanogénesis será la que marca la velocidad del proceso.

### **2.1.2 PARÁMETROS DEL PROCESO**

Dentro de los parámetros esenciales se encuentra la temperatura del proceso: se distinguen varios tipos de digestión anaerobia según la temperatura a la que ocurren las reacciones, siendo el objetivo estar en un óptimo de máxima actividad de las bacterias. Los rangos posibles son el psicrófilico, que corresponde a la temperatura ambiente (10 – 20 °C), el mesófilico que está en torno a los 37 °C (20 – 45 °C) y el termófilico, que corresponde a aproximadamente 55 °C (50 – 65 °C) (Naturgy, 2019), (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023)). Las tasas de crecimiento de los microorganismos y las tasas de destrucción de patógenos aumentan con la temperatura, pero la sensibilidad a los inhibidores y el consumo de calor necesario también por lo que se elige el régimen de operación teniendo en cuenta los factores precedentes.

Otro parámetro relevante es el tiempo de retención hidráulico, HRT por sus siglas en inglés, que corresponde al tiempo que pasa la materia orgánica en el reactor. Después de demasiado tiempo (suele ser a partir de 40 días), el proceso deja de ser viable económicamente; pero con duración demasiado corta, van acumulándose los AGV lo que provoca una disminución del pH del medio y puede desembocar en una inhibición de las reacciones biológicas.

La ratio de humedad del sustrato tratado tiene un impacto en el tipo de digestión realizada: cuando la concentración de sólidos totales es inferior a 15%, se habla de digestión “húmeda”.

En cambio, cuando esta concentración es superior al 20%, la digestión se califica como “seca”. Los sustratos con valores intermedios pueden destinarse a uno u otro tipo de reactor según sus características. La digestión anaerobia por vía seca ha demostrado mejores resultados en términos de impacto ambiental (Xiao, et al., 2022) y es una opción más atractiva, robusta y flexible con menores necesidades de calor y un digestato más fácil de gestionar porque presenta un mayor contenido en materia sólida. Sin embargo, la mayoría de los estudios que analizan el proceso de digestión anaerobia con el enfoque de análisis de ciclo de vida han elegido la vía húmeda como objeto de estudio, por lo que se carece de datos disponibles en la literatura en cuanto a la digestión por vía seca.

Por último, la tasa de carga orgánica (OLR para Organic Loading Rate) es la masa de materia orgánica introducida en el reactor por unidad de volumen y de tiempo en un proceso continuo. De nuevo, si es demasiado alto, puede llevar a una inhibición debida a la presencia de ácidos grasos.

### **2.1.3 PRODUCTOS OBTENIDOS**

El biogás producido mediante el proceso tiene como composición típica mayoritariamente metano (50% - 80%) y dióxido de carbono (20 - 50%). Compuestos adicionales que suelen encontrarse son sulfuro de hidrógeno (0 - 3%), hidrógeno (0 - 1%), oxígeno (0 - 2%), amonio (0 - 3%) y rastros de siloxanos. El poder calorífico inferior (PCI) suele estar comprendido entre 17 y 34 MJ/Nm<sup>3</sup>, en función del contenido en metano.

Además, el proceso de digestión anaerobia produce digestato, que es la materia orgánica no descompuesta durante la fermentación. Este digestato es rico en materia orgánica y nutrientes como nitrógeno, fósforo y potasio, y su composición varía según el sustrato y las condiciones del proceso. Originalmente se consideraba que era un residuo, sin embargo, ahora se le considera como un coproducto valioso, que tras separarse en una fracción sólida y otra líquida y someterse a diversos tratamientos, se puede utilizar como enmienda del suelo o fertilizante, cerrando así el ciclo de la economía circular (Guan, et al., 2024).

La digestión anaerobia mejora la calidad fertilizante de los residuos por la estabilización de la materia orgánica, la menor demanda química de oxígeno y la reducción del tamaño de

partícula y viscosidad que facilita la penetración en el suelo. Durante su almacenamiento, el digestato sigue emitiendo metano por lo cual se suele almacenar en depósitos cerrados para poder recuperar el biogás y evitar al máximo emisiones a la atmósfera.

### **2.1.4 PRETRATAMIENTOS**

La cantidad de metano que se puede conseguir recuperar a lo largo del proceso depende también del tipo de pretratamiento que se aplica o no al sustrato antes de introducirlo en el digestor. Permiten acelerar el proceso rompiendo previamente algunas fibras, y aprovechar mejor la biomasa usada como sustrato, lo que es de especial interés a la hora de contemplar escenarios futuros en los cuales se prevé un fuerte aumento de las plantas de biometano, y una posible escasez progresiva de materia prima por mayor uso.

Los posibles pretratamientos se separan en tres categorías: pretratamientos físicos, químicos y biológicos.

Dentro de los pretratamientos más utilizados, se encuentran (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023):

- Pretratamientos mecánicos: mediante una maceración previa se puede conseguir una producción adicional de metano de 11,76%
- Pretratamientos térmicos: consisten en incrementar la temperatura. Llegando hasta los 170 °C, se consigue un incremento de producción de 28,22%
- Pretratamientos termoquímicos: el incremento de temperatura es menor, y se introducen compuestos químicos que permiten degradar la materia orgánica como puede ser la sosa (NaOH). Las estimaciones de mejora en el rendimiento llegan hasta un 166,3%
- Pretratamientos físicoquímicos: por ejemplo, mediante explosión de CO<sub>2</sub>. Se consigue un rendimiento aumentado del 27,22%



## **2.2 ENRIQUECIMIENTO DEL BIOGÁS EN BIOMETANO**

El biogás es un gas con relativamente alto contenido en metano, pero que contiene también dióxido de carbono así que otros gases en pequeñas proporciones como hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y ácido sulfhídrico. El proceso que consiste en “limpiar” el biogás para obtener un gas casi exclusivamente compuesto de metano se llama el *upgrading* o *enriquecimiento*. El gas producido tiene una composición similar a la del gas natural, y puede ser inyectado en la red o utilizado en equipos que consumen gas sin necesidad de adaptación particular.

Existen distintas tecnologías para enriquecer el biogás en biometano. A continuación, se van a explicar más en detalle las más extendidas, que representan un 85% del mercado (Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021).

### **2.2.1 SEPARACIÓN POR MEMBRANA**

El enriquecimiento por separación por membrana consiste en “filtrar” el biogás a través de una membrana en fibras de materiales poliméricos como la polisulfona, la poliimida o el polidimetilsiloxano. Estos materiales tienen una fuerte selectividad en la separación entre metano y dióxido de carbono: son permeables al CO<sub>2</sub>, al H<sub>2</sub>O y al NH<sub>3</sub>, menos permeables al O<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S y muy poco permeables al CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>. El gas rico en metano se queda así retenido por la membrana, mientras que los otros gases la atraviesan. Para mantener una buena eficiencia de separación, se suele limpiar y secar el gas antes de pasarlo por la membrana con el fin de eliminar el agua y el sulfuro de hidrógeno, que podrían impactar negativamente en la eficiencia. Se recircula internamente el gas para conseguir un alto porcentaje de eliminación, con un bajo porcentaje de pérdidas en metano.

### **2.2.2 LAVADO CON AGUA**

La técnica de lavado con agua se basa en la diferencia de solubilidad en el agua que existe entre el CO<sub>2</sub> y el CH<sub>4</sub>. Según la ley de Henry, a 25 °C el CO<sub>2</sub> tiene una solubilidad en el agua 26 veces mayor que el CH<sub>4</sub>. Este método funciona mejor a bajas temperaturas y altas presiones. En este caso también es deseable realizar un pretratamiento del biogás para

eliminar el sulfuro de hidrógeno. También será necesaria una fase de secado en salida del proceso, así como una fase de refinado con un filtro de carbón activo para eliminar las trazas de compuestos orgánicos volátiles (COVs). Este método tiene la desventaja de que parte del metano se disuelve en el agua: por esa razón, se suele introducir el agua de lavado en una columna flash en la que una caída de presión permite separar y recircular el metano.

### **2.2.3 ABSORCIÓN QUÍMICA**

La absorción química con solventes amínicos es similar al lavado con agua, pero con solventes amínicos como la monoetanolamina (MEA), la dietanolamina (DEA), la metildietanolamina (MDEA) y la diglicolamina (DGA). El interés de estos solventes es que son más selectivos que el agua en cuanto a la absorción de CO<sub>2</sub>, lo que les permite eliminar más cantidad de éste por unidad de volumen y así poder tener unidades de menor tamaño. Adicionalmente, son eficientes a presión atmosférica con lo cual el consumo en electricidad es bajo. En cambio, la regeneración de las aminas exige el aporte de calor.

### **2.2.4 PRESSURE SWING ADSORPTION (PSA)**

El método de PSA se basa en la capacidad de medios adsorbentes porosos para adsorber ciertas moléculas de una mezcla de gas, y liberarlas después según se les va aplicando presión. En el caso del enriquecimiento del biogás en metano, se aprovecha la diferencia de dimensiones entre el CO<sub>2</sub> (0,34 nm) y el CH<sub>4</sub> (0,38 nm). La utilización de un material adsorbente con poros de 0,37 nm permite capturar el CO<sub>2</sub> sin retener al CH<sub>4</sub>. Los materiales más utilizados son las zeolitas y carbonos activos, por su alta eficiencia.

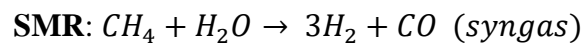
## **2.3 *PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE GAS NATURAL***

### **2.3.1 STEAM METHANE REFORMING – SMR (REFORMADO DE METANO CON VAPOR)**

La metodología más utilizada para obtener hidrógeno en el mundo es el reformado de metano con vapor o Steam Methane Reforming (SMR), con aproximadamente el 60% del total del hidrógeno producido (Ecoinvent, 2022). Se trata de la tecnología más madura a nivel

industrial y la de menor coste, pero también la que más emisiones de CO<sub>2</sub> provoca (Khojasteh Salkuyeh, A. Saville, & L. MacLean, 2017). La materia prima más generalizada es el gas natural, pero al igual que para cada uno de los procesos descritos en este capítulo el funcionamiento es el mismo si se usa biometano como materia prima.

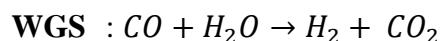
En el caso del reformado por vapor, el gas natural es tratado con vapor para formar CO (monóxido de carbono) y H<sub>2</sub>. La reacción es la siguiente:



Esta reacción es endotérmica, es decir que requiere calor. Este calor se aporta quemando combustible: en la mayoría de los casos usando el mismo gas natural que se emplea como materia prima de la reacción. Se aporta aire para la combustión, pero este aire no está en contacto con la materia prima destinada a formar hidrógeno porque no se introduce dentro de los tubos de reformado.

Cuando la materia prima es gas natural y no biometano, se suele añadir una etapa previa de desulfurización y un pretratamiento con vapor para romper los hidrocarburos de masa molar elevadas en moléculas de metano.

En una segunda etapa, se incrementa la producción de H<sub>2</sub> por otra reacción, el WGS (Water Gas Shift), durante la cual el CO presente en el syngas reacciona con agua para formar CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>. La reacción es la siguiente:



La Figura 3 ilustra el proceso.

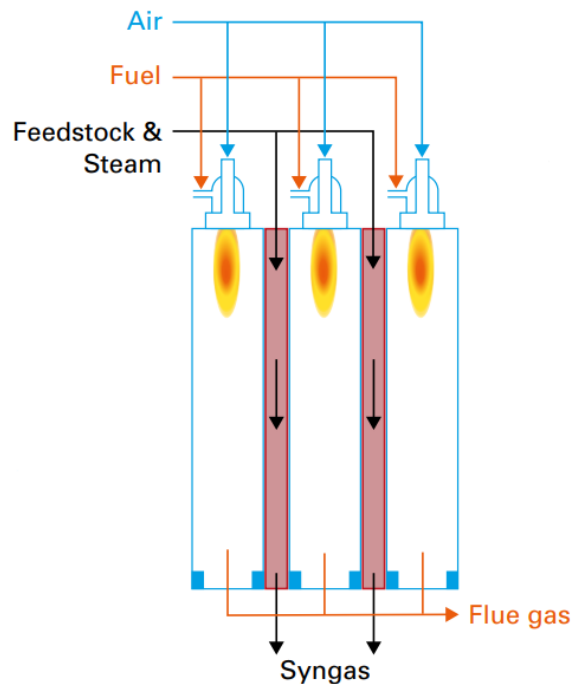
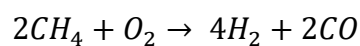


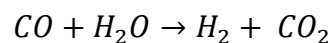
Figura 3: Proceso SMR (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021))

### 2.3.2 PARTIAL OXIDATION – POX (OXIDACIÓN PARCIAL)

La tecnología de Partial Oxidation (POX) usa oxígeno puro, sin vapor. El gas natural es introducido en un reactor en el cual reacciona con el oxígeno en una reacción exotérmica:



Para que no se forme  $CO_2$ , el oxígeno se introduce en una cantidad menor a la estequiométrica (Global Syngas Technologies Council, s.d.). Al igual que para el proceso de SMR, se completa el proceso por una reacción de WGS, que ocurre en otro reactor:



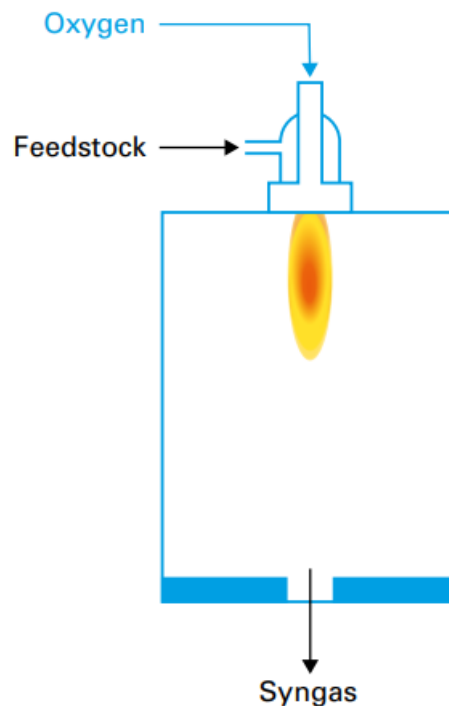
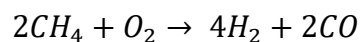
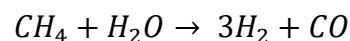


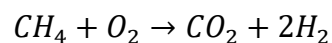
Figura 4: Proceso POX (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021))

### 2.3.3 AUTO THERMAL REFORMING – ATR (REFORMADO AUTOTÉRMICO)

La tecnología de Auto Thermal Reforming (ATR) usa vapor y oxígeno de alta pureza para oxidar de manera parcial el metano. Las reacciones son las siguientes:



El oxígeno se introduce en estequiometría controlada, para limitar la formación de CO<sub>2</sub>. La temperatura de reformado es mayor para ATR que para SMR, lo que permite mejorar la conversión del metano. Junto con las reacciones de reformado, ocurre una combustión de parte del gas natural dentro de los tubos de reformado (gracias a la presencia del oxígeno), que permite cubrir la demanda energética de las reacciones. La reacción es la siguiente:



La Figura 5 ilustra el proceso. Una de las ventajas de esta tecnología es que los gases de escape no contienen nitrógeno y que la captura del CO<sub>2</sub> es más fácil, pero el coste de producción del hidrógeno es mayor comparado con el SMR debido al coste de producción del oxígeno (Khojasteh Salkuyeh, A. Saville, & L. MacLean, 2017).

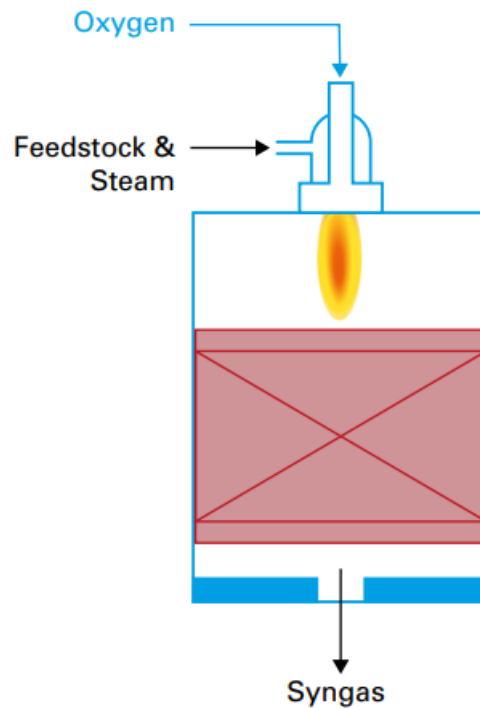


Figura 5: Proceso ATR (Fuente: (Sbh4 Consulting, 2021))

## 2.4 CAPTURA Y TRANSPORTE DEL CO<sub>2</sub>

Existen tres opciones para la captura de CO<sub>2</sub> en procesos industriales:

- **La postcombustión:** El CO<sub>2</sub> presente en los gases de escape de las calderas es separado mediante técnicas de lavado de gases, principalmente absorción y adsorción. La ventaja de esta tecnología es que puede ser aplicada a instalaciones existentes sin necesidad de modificar el diseño de los procesos. La dificultad es adecuar la capacidad de captura al volumen de gases a tratar, que suele ser importante

debido a la presencia de nitrógeno, al tamaño habitual de las instalaciones y al hecho de que los gases están a presión atmosférica.

- **La precombustión:** Se puede aplicar al gas procedente de un proceso de reformado de gas natural, o tras la gasificación de un combustible sólido. Las ventajas de esta opción frente a las tecnologías de postcombustión es que el CO<sub>2</sub> todavía no está diluido en el aire de combustión, y que la corriente de gas suele estar en condiciones de alta presión lo que permite una mayor eficiencia de los procesos de separación en los que la diferencia de presiones actúa como fuerza impulsora.
- **La oxicombustión:** Se emplea como comburente oxígeno de elevada pureza en vez de aire para obtener una corriente de gases de escape constituida exclusivamente por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O en salida de la combustión. El agua se elimina por condensación, lo que permite una separación fácil del CO<sub>2</sub>. Para poder controlar la temperatura del hogar, se recircula parte de los gases de salida reintroduciéndolos en la caldera con el CO<sub>2</sub> entrante. Esta tecnología puede ser aplicada a instalaciones nuevas pero también a instalaciones existentes.

Este apartado enfoca la captura postcombustión del CO<sub>2</sub> para la tecnología SMR. Existen tres opciones de captura: captura a partir del “shifted syngas” (gas obtenido en salida del reactor “shift”), captura en salida de la unidad de PSA (Pressure Swing Absorption) o captura a partir de los gases de escape de la unidad de SMR (“flue gas”). Las posibilidades están resumidas en la Figura 6.

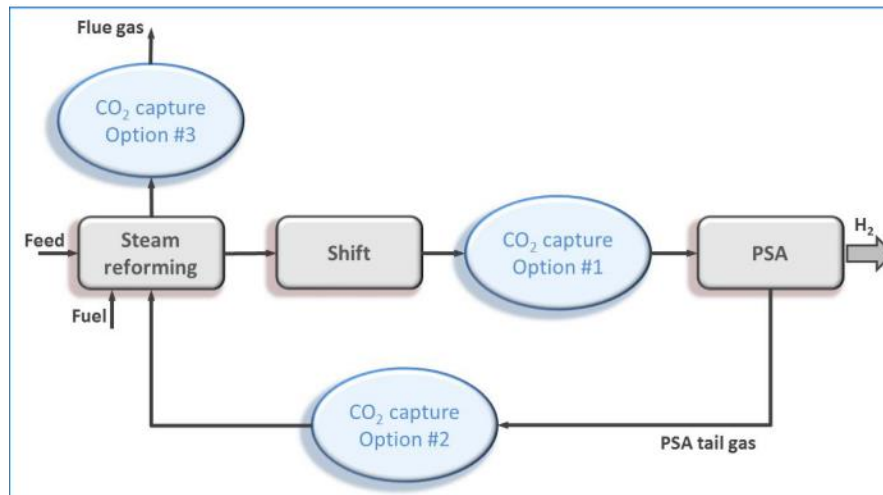


Figura 6: Sitios posibles de captura del CO<sub>2</sub> (fuente: (IEA, 2017))

#### 2.4.1 “SHIFTED GAS” (EN SALIDA DEL REACTOR SHIFT)

La captura de CO<sub>2</sub> a partir del “shifted gas” se suele realizar usando MDEA (metildietanolamina). La elección del solvente se basa en su alta capacidad de absorción, su alta reactividad con CO<sub>2</sub>, sus bajos costes de producción y de regeneración, su estabilidad térmica y su baja degradación (IEA, 2022). Con MDEA se puede conseguir tasas de captura superiores al 90%. El proceso es cíclico, dado que el solvente tiene que ser regenerado: se incrementa la temperatura o se reduce la presión para romper los enlaces químicos entre las moléculas del solvente y las moléculas de CO<sub>2</sub>.

#### 2.4.2 “TAIL GAS” (EN SALIDA DE LA UNIDAD PSA)

La captura de CO<sub>2</sub> a partir del “tail gas” se puede realizar usando MDEA o bien mediante técnicas de separación por membranas a baja temperatura. El proceso con MDEA es el mismo que el proceso descrito en el párrafo anterior, y la separación por membranas funciona de manera similar al proceso descrito en el apartado 2.2.1.

#### 2.4.3 “FLUE GAS” (GASES DE ESCAPE DE LA UNIDAD SMR)

La captura de CO<sub>2</sub> a partir del “flue gas” se puede también realizar usando MDEA u otro solvente con propiedades similares, al igual que en los dos casos anteriores. Dado que la



presión parcial del CO<sub>2</sub> no es la misma en todos los sitios de captura, es posible que el solvente el más adaptado no sea exactamente el mismo.

## **Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

Una gran parte de este trabajo ha consistido en documentarse sobre los estudios existentes, para cruzar las referencias y obtener datos lo más confiables posible. Existen estudios medioambientales de producción de biometano a partir de diferentes tipos de residuos, entre los cuales se encuentra la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) o residuos agrícolas, y estudios de producción de hidrógeno por proceso SMR incluyendo varios de ellos la captura de CO<sub>2</sub>; pero no se ha encontrado un estudio que analice conjuntamente los dos procesos.

A continuación, se presentan algunos ejemplos de estudios medioambientales de partes del proceso:

- Análisis de ciclo de vida de la producción de hidrógeno a partir de reformado de biogás por (Noureddine Hajjaji, 2016): se obtiene un total de 5,59 kg CO<sub>2eq</sub> por kg de H<sub>2</sub> producido, lo que representa casi la mitad de las emisiones de proceso de producción de hidrógeno a partir de reformado de gas natural como se puede ver en la Figura 7, en la que los autores comparan las emisiones de distintas tecnologías. La tecnología correspondiente al reformado de biogás es la primera, en rojo en la Figura 7 (BG-to-H<sub>2</sub>). En este trabajo, el biogás se obtiene por digestión anaerobia de residuos agrícolas. Lo que no incluye es la parte de captura de carbono en salida del proceso de reformado.

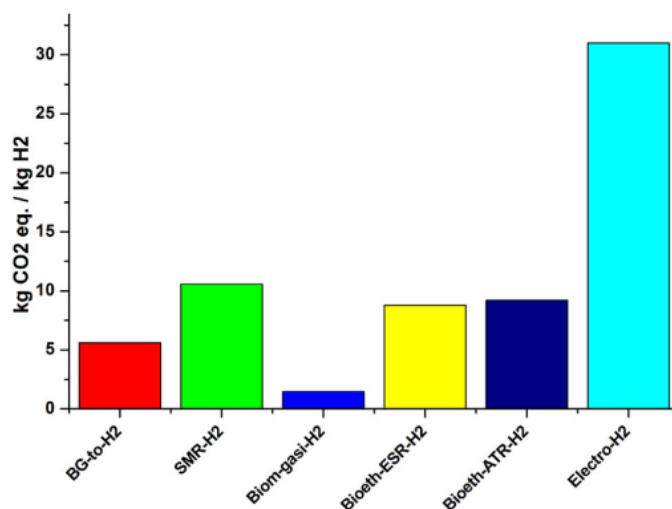


Figura 7: Emisiones de gases de efecto invernadero de distintas tecnologías de producción de H<sub>2</sub> (fuente: (Noureddine Hajjaji, 2016))

- Análisis de ciclo de vida de la producción de hidrógeno a partir de distintas tecnologías con o sin captura de carbono, usando como combustible gas natural por (IEA, 2022): se obtiene un total para la tecnología de SMR con CCS de 2,78 kg CO<sub>2eq</sub> por kg de H<sub>2</sub> producido. La Tabla 1 recopila los resultados del estudio. Destaca la diferencia enorme que existe entre el proceso de SMR con captura y sin captura: se consigue reducir las emisiones un 73%.

Tabla 1: Emisiones totales de los distintos procesos de producción de H<sub>2</sub> a partir de gas natural (Fuente: (IEA, 2022))

**Table 53 – Base analysis (Section 5.3.2). Carbon footprint (kg CO<sub>2</sub> eq./kg H<sub>2</sub>) of each hydrogen production scenario.**

	Benchmark (SMR, no CCS) TRL 9	SMR + CCS TRL 9	ATR+GHR + CCS TRL 7-9	e-SMR + CCS TRL 4	POX + CCS TRL 7-9
<b>Natural gas</b>	1.12	1.24	1.10	0.92	1.03
<b>Electricity from grid</b>	-	0.50	1.52	4.68	1.36
<b>Transport &amp; Storage CO<sub>2</sub></b>	-	0.05	0.05	0.04	0.04
<b>Direct CO<sub>2</sub> emissions</b>	9.00	0.99	0.57	0.10	-
of which: Generated CO <sub>2</sub>	(9.00)	(9.88)	(8.85)	(7.33)	(7.27)
of which: Stored CO <sub>2</sub>	(-)	(-8.89)	(-8.28)	(-7.23)	(-7.27)
<b>Other</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	10.13	2.78	3.23	5.74	2.43

A título indicativo, combinando los resultados de ambos estudios, se puede hacer una estimación aproximada de las emisiones resultantes de la producción de 1 kg de H<sub>2</sub> por reformado de biogás con captura de carbono. Considerando la totalidad de las emisiones reportadas en (Noureddine Hajjaji, 2016) y deduciendo las emisiones negativas obtenidas en el trabajo de (IEA, 2022) si no fuese gas natural, obtenemos lo siguiente:

1 kg de H<sub>2</sub> equivale a

$$5,59 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} + 2,78 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} - 9,88 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} - 1,24 \text{ kg CO}_{2\text{eq}} = - 2,75 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$$

Los términos positivos de la ecuación son los resultados respectivos de los dos estudios tomados como ejemplos. Los términos negativos corresponden a las emisiones directas de CO<sub>2</sub>, ya que en el caso de usar biogás como combustible se trata de CO<sub>2</sub> neutro, y a las emisiones correspondientes a la obtención del gas natural lo que en nuestro caso no aplica tampoco (Tabla 1).

## **Capítulo 4. METODOLOGÍA**

### **4.1 HERRAMIENTAS UTILIZADAS**

Un método habitual para el cálculo de los impactos medioambientales de un proceso es el análisis de ciclo de vida (ACV). Se trata de un análisis cuantitativo, que se fundamenta en la ciencia. El ACV es una herramienta de gestión medioambiental que se rige por normas internacionales (ISO 14040:2006) y cuyo objetivo es la evaluación extensa de los potenciales impactos ambientales asociados a un proceso, producto o actividad durante su ciclo de vida mediante la compilación de los inputs y outputs relacionados. Si en el análisis se tienen en cuenta todas las etapas, desde la adquisición de materias primas hasta el reciclaje y disposición final, el ACV se denomina “cradle to grave” (de la cuna a la tumba). En cambio, si se excluyen las etapas de uso y disposición final porque no son necesarias para sacar conclusiones como puede ser el caso para comparaciones de los impactos de la obtención de un producto vía métodos distintos será un ACV “cradle to gate” (de la cuna a la puerta”). Un ACV consta de cuatro fases: definición del objetivo y del alcance, análisis de inventario, evaluación de impactos e interpretación.

La definición del objetivo y del alcance permite establecer el marco del estudio, lo que se quiere calcular y por qué (evaluación de un proceso con la idea de mejorarlo, comparación entre dos productos, ...). En esta etapa se definirá la unidad funcional, de manera que todas las entradas y salidas del proceso van referidas a ellas así que los límites del sistema, especificando cuáles de las etapas del ciclo de vida se van a incluir y qué impactos medioambientales se van a tener en cuenta. En el análisis del inventario se definen todos los procesos implicados y se recopilan y cuantifican los datos relativos a los inputs y outputs de cada etapa del ciclo de vida: consumo de materias primas, consumo de energía, producción de residuos y emisiones de contaminantes. Estos datos permiten evaluar los impactos potenciales asociados a cada etapa, convirtiendo los datos de inventario en indicadores medioambientales científicos como pueden ser emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) o agotamiento de recursos. Por último, la interpretación de los resultados

permite identificar puntos clave y tomar decisiones fundadas. La Figura 8 presenta un resumen de estas fases.

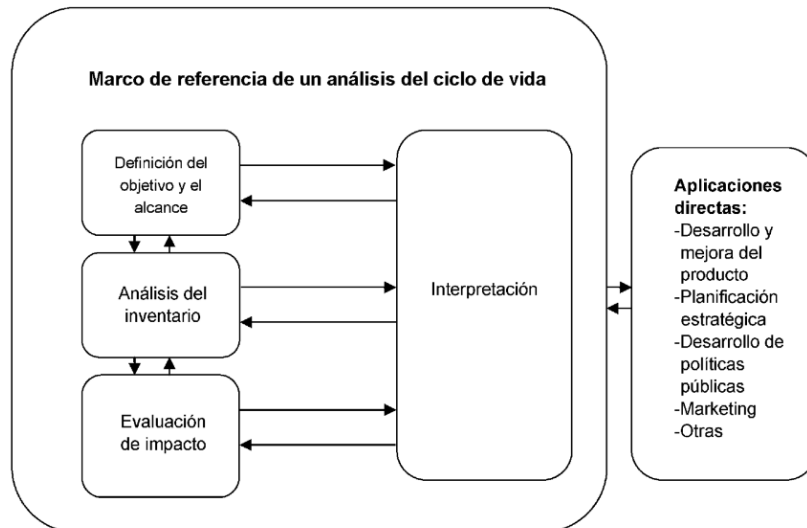


Figura 8: Fases a seguir para la realización de un ACV (ISO 14040:2006)

Actualmente, el ACV se ha convertido en la herramienta más completa y empleada para determinar la sostenibilidad medioambiental de un producto ya que se puede aplicar a cualquier proceso incluso los más complejos, desglosándolos en procesos elementales. Proporciona información útil para la toma de decisiones orientadas hacia la sostenibilidad y la comparación entre productos que cumplen la misma función. Dada la complejidad de los cálculos, se suele utilizar un software que permita seguir los pasos del ACV, así que bases de datos existentes para los procesos elementales.

Para realizar la evaluación medioambiental de este proyecto se ha utilizado la herramienta de software Simapro 9.4.0.2 (Simapro, 2024) y la base de datos Ecoinvent (3.8) (Ecoinvent, 2024). Como método de evaluación de impactos se emplea el método CML-IA baseline V3.09 / EU25 ya que es uno de los métodos más ampliamente utilizados. Este método incluye las 11 categorías de impactos que se citan a continuación: Global Warming Potencial (GWP), Ozone Layer Depletion Power, Fresh Water Aquatic Ecotoxicity, Terrestrial Ecotoxicity, Human Toxicity, Abiotic Depletion, Abiotic Depletion (fossil fuels), Marine Aquatic Ecotoxicity, Acidification, Eutrophication, y Photochemical Oxidation.

## 4.2 DEFINICIÓN DEL OBJETIVO Y DEL ALCANCE

El objetivo del trabajo es evaluar los impactos medioambientales mediante el análisis de ciclo de vida de un proceso de producción de biohidrógeno por reformado con vapor (SMR) de biometano con captura de CO<sub>2</sub> biogénico para averiguar hasta qué punto se puede considerar que las emisiones totales son negativas. El biometano se obtiene mediante digestión anaerobia de sustratos, purines en el marco de este trabajo, y enriquecimiento del biogás obtenido. Se ha decidido enfocar el trabajo en la producción de hidrógeno por SMR, ya que se trata de la tecnología más madura y común a nivel industrial. La unidad funcional seleccionada es la producción de 1kg de hidrógeno gaseoso de pureza mínima 97% con una presión de 200 bar, y la captura y transporte a 110 bar del CO<sub>2</sub> emitido durante el proceso de SMR con una eficiencia de 90% (IEA, 2022).

Los límites del estudio abarcan desde la digestión anaeróbica de los purines, el proceso de upgrading del biogás obtenido en biometano, el proceso de SMR y de captura del carbono y finalmente la compresión y el transporte del dióxido de carbono hasta su sitio de almacenamiento, pero sin incluir su inyección y almacenamiento en el terreno.

Los límites principales considerados están resumidos en la Figura 9.

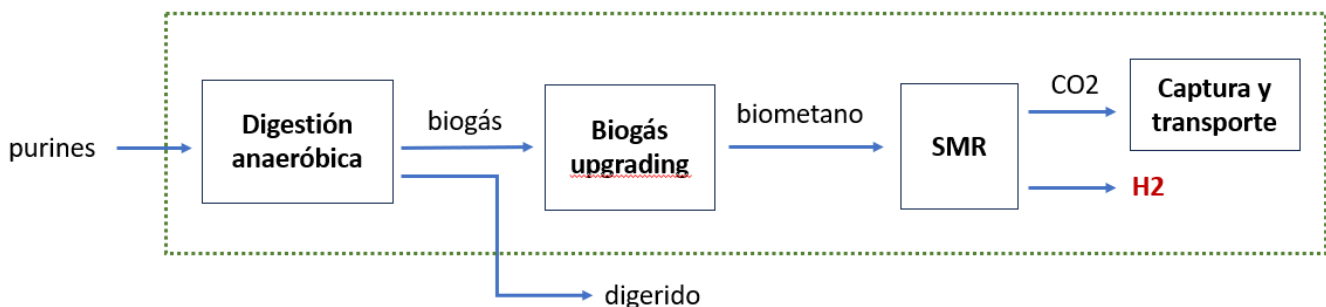


Figura 9: Alcance del ACV (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que el transporte de los purines hasta la planta de digestión anaerobia no se incluye en la evaluación. Generalmente, las plantas de tratamiento se sitúan lo más cerca posible de los lugares donde se genera la materia prima, que en este caso son entornos rurales. Sin embargo, las distancias a recorrer pueden variar considerablemente dependiendo de los casos.

La unidad de up-grading se ha considerado situada junto a la planta de digestión anaerobia, con lo cual no existe proceso de transporte entre ambas unidades. En cambio, el estudio abarca el transporte del biometano hasta la planta SMR mediante inyección en la red de gas, así como la compresión y el transporte del CO<sub>2</sub> hasta su sitio de almacenamiento. La gestión del digestato queda fuera del estudio, contemplándose un escenario en el que se vende a un tercero bajo su forma líquida sin tratamientos adicionales para ser usado como fertilizante.

### **4.3 ANÁLISIS DE INVENTARIO**

El análisis de inventario se hace en base a estudios científicos existentes y a la base de datos de Ecoinvent. Se han recopilados datos de distintas fuentes de información, en la mayoría estudios de ACV, para reconstituir el proceso completo. Se han utilizado en la medida de lo posible los procesos ya registrados por Ecoinvent, realizando modificaciones cuando ha sido necesario y además se ha prestado mayor atención a los detalles de los procesos más relevantes. A continuación, se detallan los cálculos efectuados y las fuentes de datos utilizadas.

#### **4.3.1 DIGESTIÓN ANAEROBIA**

Se considera un biogás producido mediante digestión anaerobia por vía húmeda de distintos tipos de residuos. De acuerdo con el método de cálculo detallado por (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023), se determina el consumo de recursos, de calor y de electricidad necesario a la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás a lo largo de las etapas del proceso. La relación con la unidad funcional seleccionada, que es la producción de 1 kg de H<sub>2</sub>, se



hace a posteriori en el momento de integrar todos los subprocesos (ver 4.3.4). Como punto de partida, se ha utilizado el proceso de Ecoinvent ‘*Biogas {CH<sub>4</sub>}| anaerobic digestion of manure / Cut-off, U*’. Los datos extraídos de este proceso (que no se han modificado) son los de construcción de la planta de digestión anaerobia, las emisiones al aire así como la cantidad de digestato producido como co-producto.

#### **4.3.1.1 Cálculo de la producción de metano**

La capacidad de producción de metano del proceso depende principalmente de la composición del residuo digerido, pero influyen también otros parámetros como pueden ser la temperatura, el tiempo de retención hidráulico (HRT) y la tasa de carga orgánica (OLR).

En este caso se ha estimado el potencial de producción de metano para una temperatura de 35 °C, la temperatura óptima para el rango mesofílico, un HRT de 25 días y un OLR de 3,5 kgVS/m<sup>3</sup>-d (según los datos de (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023)). La influencia de la composición de la materia prima se plasma en el uso de distintas ecuaciones según el tipo de residuo. Las ecuaciones para residuos de tipo purines y frutas están recogidas en la Tabla 2.

*Tabla 2: Ecuaciones para el aprovechamiento de metano para diferentes tipos de purines (Fuente: (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023) )*

Purines de vaca	$M_y = \frac{360,68 * HRT}{HRT + b}$	$b = 10,04 * \frac{44}{GR}$
Purines de cerdo	$M_y = \frac{636,43 * HRT}{HRT + b}$	$b = 7,29 * \frac{44}{GR}$
Purines de ave	$M_y = \frac{566,67 * HRT}{HRT + b}$	$b = 8,67 * \frac{44}{GR}$

En las ecuaciones recogidas en la Tabla 1 el parámetro GR, (tasa de crecimiento), se refiere al porcentaje de crecimiento relativo de las bacterias metanogénicas. Para un régimen mesofílico, se calcula con la ecuación (1) tomada de (J. Fernandes, F. Ferreira, & C. Fernandes, 2023) y conservando sólo los términos más significativos:

$$(1) \quad GR = -0,38131 + 0,73645 * T - 0,17480 * T^2$$

Se obtiene un aprovechamiento de metano (My) en Ndm<sup>3</sup>/kgVS. La Tabla 3 presenta un resumen de los distintos valores obtenidos. El mayor valor se alcanza para purines de cerdo, que será el sustrato escogido para el proyecto.

*Tabla 3: Aprovechamiento de metano según el tipo de residuo*

<b>Tipo de sustrato</b>	Purines de vaca	Purines de cerdo	Purines de ave
<b>My</b> <b>[Ndm<sup>3</sup>/kgVS]</b>	250,67	482,63	410,93

La producción diaria de biogás depende del volumen de trabajo del digestor. Se ha seleccionado el valor de 3000 m<sup>3</sup>, que corresponde a la capacidad de los digestores utilizados en el parque tecnológico de Valdemingómez (Madrid) (Dirección General del Parque Tecnológico de Valdemingómez, 2022). Conociendo el HRT (25 días), se puede deducir que el flujo de sustrato es de 120 Nm<sup>3</sup>/h. Aunque este valor depende del digestor considerado, sólo se trata de una herramienta de cálculo: el resultado final quedará referido a la unidad de producto, la energía y las materias primas necesarias a la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás, no dependiendo de este resultado intermedio.

### **4.3.1.2 Pretratamientos**

Los pretratamientos potenciales considerados son un pretratamiento mecánico, uno térmico, uno termoquímico y otro fisicoquímico. Cada uno conlleva un consumo adicional de energía y/o de materia prima (productos químicos como NaOH por ejemplo) y permite aumentar el rendimiento en metano del proceso. A continuación, se calculan las necesidades energéticas correspondientes a cada uno para discriminar cuál es la combinación que permite obtener el mejor resultado en términos de emisiones relativas a la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás, tomando en cuenta no sólo el consumo de electricidad, de calor y de productos químicos sino también el incremento de producción conseguido. Los resultados se presentan en la sección 5.1.

#### **4.3.1.2.1 Pretratamiento mecánico**

El pretratamiento mecánico consiste en una maceración de los purines: se añade agua hasta reducir el porcentaje de Sólidos Totales (TS) por debajo del 20%, y se considera un consumo de electricidad de 45 kJ/m<sup>3</sup> lo que corresponde al consumo (7,5 kW) de un macerador de capacidad 600 m<sup>3</sup>/h (Vogelsang, 2020). El incremento de rendimiento de la producción de metano permitido por esta operación es del 11,76%.

#### **4.3.1.2.2 Pretratamiento térmico**

El pretratamiento térmico es un aumento de la temperatura a presión constante hasta alcanzar 170 °C. Se calcula el calor necesario de la siguiente manera:

$$\dot{Q} = \dot{m} * c_p * \Delta T$$

Donde las variables son:

- $\dot{m}$  el flujo másico de sustrato, en este caso 1,545 kg/s
- $c_p$  el calor específico de la biomasa
- $\Delta T$  la diferencia de temperatura

Se ha estimado una variación de temperatura de 145 °C, lo que corresponde a una temperatura inicial de los residuos de 25 °C. En cuanto al calor específico, se calcula un valor según el tipo de residuo y su composición. La Tabla 4 proporciona los calores

específicos de los distintos componentes de la materia prima en función de la temperatura (Chen & Yan, 2016). Para los rangos de temperatura considerados, la influencia de la temperatura es despreciable. La Tabla 5 presenta un resumen de los valores utilizados. Este pretratamiento permite aumentar el rendimiento en metano un 28,22%.

Tabla 4: Propiedades de los distintos componentes de la biomasa (Fuente: (Chen & Yan, 2016))

Table 1: The mathematical equations for Choi-Okos model

Thermophysical property	Composition	Mathematical equations
Thermal Conductivity W/(m·K)	Protein	$k = 1.7881 \times 10^{-1} + 1.1958 \times 10^{-3}t - 2.7178 \times 10^{-6}t^2$
	Fat	$k = 1.8071 \times 10^{-1} - 2.07604 \times 10^{-3}t - 1.7749 \times 10^{-6}t^2$
	Fiber	$k = 1.8331 \times 10^{-1} + 1.2497 \times 10^{-3}t - 3.1683 \times 10^{-6}t^2$
	Carbohydrate	$k = 2.0141 \times 10^{-1} + 1.3874 \times 10^{-3}t - 4.3312 \times 10^{-6}t^2$
	Water	$k = 5.7109 \times 10^{-1} + 1.7625 \times 10^{-3}t - 6.7036 \times 10^{-6}t^2$
	Ice	$k = 2.2196 - 6.2489 \times 10^{-3}t + 1.0154 \times 10^{-4}t^2$
Thermal Diffusivity m <sup>2</sup> /s	Protein	$\alpha = 6.8714 \times 10^{-8} + 4.7578 \times 10^{-10}t - 1.4646 \times 10^{-12}t^2$
	Fat	$\alpha = 9.8777 \times 10^{-8} - 1.2569 \times 10^{-10}t - 3.8286 \times 10^{-12}t^2$
	Fiber	$\alpha = 7.3976 \times 10^{-8} + 5.1902 \times 10^{-10}t - 2.2202 \times 10^{-12}t^2$
	Carbohydrate	$\alpha = 8.0842 \times 10^{-8} + 5.3052 \times 10^{-10}t - 2.3218 \times 10^{-12}t^2$
	Water	$\alpha = 1.3168 \times 10^{-7} + 6.2477 \times 10^{-10}t - 2.4022 \times 10^{-12}t^2$
	Ice	$\alpha = 1.1756 \times 10^{-6} - 6.0833 \times 10^{-9}t + 9.5037 \times 10^{-11}t^2$
Density kg/m <sup>3</sup>	Protein	$\rho = 1.3299 \times 10^3 - 5.1840 \times 10^{-1}t$
	Fat	$\rho = 9.2559 \times 10^2 - 4.1757 \times 10^{-1}t$
	Fiber	$\rho = 1.3115 \times 10^3 - 3.6589 \times 10^{-1}t$
	Carbohydrate	$\rho = 1.5991 \times 10^3 - 3.1046 \times 10^{-1}t$
	Water	$\rho = 9.9718 \times 10^2 + 3.1439 \times 10^{-3}t - 3.7574 \times 10^{-3}t^2$
	Ice	$\rho = 9.1689 \times 10^2 - 1.3071 \times 10^{-1}t$
Specific heat J/(kg·K)	Protein	$c_p = 2.0082 \times 10^3 + 1.2089t - 1.3129 \times 10^{-3}t^2$
	Fat	$c_p = 1.9842 \times 10^3 + 1.4733t - 4.8008 \times 10^{-3}t^2$
	Fiber	$c_p = 1.8459 \times 10^3 + 1.8306t - 4.6509 \times 10^{-3}t^2$
	Carbohydrate	$c_p = 1.5488 \times 10^3 + 1.9625t - 5.9399 \times 10^{-3}t^2$
	Water	$c_p = 4.0817 \times 10^3 - 5.3062 \times 10t + 9.9516 \times 10^{-1}t^2$ (-40°C to 0°C) $c_p = 4.1762 \times 10^3 - 9.0864 \times 10^{-2}t + 5.4731 \times 10^{-3}t^2$ (0°C to 150°C)
	Ice	$c_p = 2.0623 \times 10^3 + 6.0769t$

Tabla 5: Resumen de los valores seleccionados. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (Chen & Yan, 2016))

	<b>Densidad [kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>Calor Específico [kJ/kg K]</b>
Agua	997,18	4,1762
Carbohidratos	1599,1	1,5488
Lípidos	925,59	1,9842
Proteínas	1329,9	2,0082

#### **4.3.1.2.3 Pretratamiento termoquímico**

El pretratamiento termoquímico consiste en exponer el substrato a altas temperaturas, 150 °C en este caso y se acompaña del uso de una solución de NaOH. El calor necesario se calcula de la misma manera que para el pretratamiento térmico. Este pretratamiento permite aumentar el rendimiento en metano un 166,3%

#### **4.3.1.2.4 Pretratamiento fisicoquímico**

Se considera el proceso de explosión de CO<sub>2</sub> a 100 °C y con una presión variable que alcanza los 200 bar. Mediante un análisis exergético se puede determinar el mínimo consumo de electricidad del proceso (286 kJ/Nm<sup>3</sup> biogás), así como el calor a disipar (352 kJ/Nm<sup>3</sup> biogás). Este pretratamiento aumenta el rendimiento de un 27,22%.

#### **4.3.1.3 Digestión anaerobia**

El proceso de digestión anaerobia necesita un aporte de energía para compensar las pérdidas de calor y mantener el reactor a una temperatura constante de 35 °C, temperatura óptima para las condiciones mesofílicas. Se ha estimado el consumo de calor correspondiente a 0,3601 kWh/Nm<sup>3</sup> biogás, basado en (Aguiriano Guerra, 2023).

#### **4.3.1.4 Postratamientos**

Los postratamientos consisten en una etapa de secado y una etapa de desulfuración. Para eliminar el ácido sulfhídrico, se implementa un proceso de lavado con una solución de NaOH al 50% y una solución de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> al 35%. Sin embargo, en la base de datos de Ecoinvent sólo se pueden encontrar soluciones al 50%; por tanto, se utilizaron los procesos siguientes:

- *Hydrogen peroxide, without water, in 50% solution state {RER}| market for hydrogen peroxide, without water, in 50% solution state | Cut-off, U*
- *Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state {GLO}| market for sodium hydroxide, without water, in 50% solution state | Cut-off, U*

El consumo de electricidad es de 770 kJ/kg de H<sub>2</sub>S eliminado. Tomando como ejemplo el tratamiento de los purines de cerdo, la composición molar en H<sub>2</sub>S del biogás es de 0,02% con lo cual se puede calcular la producción diaria de H<sub>2</sub>S una vez conocida la producción de biogás al día (teniendo en cuenta la mejora del rendimiento conseguida mediante la adición de los pretratamientos seleccionados al proceso). La eficiencia del proceso de lavado es de 97%. El cálculo de la masa de productos químicos necesario se ha hecho considerando necesidades de 4,8 mol H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>/mol H<sub>2</sub>S y 6 mol NaOH /mol H<sub>2</sub>S (Krischan, Makaruk, & Harasek, 2012).

En cuanto al proceso de secado, se ha considerado un consumo de electricidad correspondiente a una potencia de 150 kJ/Nm<sup>3</sup>, lo que corresponde a una potencia de 5 kW aplicada a un flujo de biogás de 120 Nm<sup>3</sup>. Este valor se ha elegido intencionalmente alto para incluir otros procesos auxiliares que no se describieron detalladamente, así como para considerar la menor eficiencia del proceso real en comparación con las estimaciones teóricas.

#### ***4.3.1.5 Autoconsumo de biogás***

De las etapas anteriores se halla el consumo total necesario en calor y en electricidad de la producción de biogás. Dado que el biogás tiene un poder calorífico interesante gracias a su alto contenido en metano, tiene sentido contemplar su autoconsumo para consumir menos energía de la red.

El autoconsumo se puede enfocar de dos maneras. Una es la combustión “directa” del biogás para producir calor, la otra es la combustión del biogás en un motor. La segunda opción permite producir no sólo calor sino también electricidad, que se puede aprovechar para cubrir las necesidades en electricidad de este proceso y tener electricidad excedentaria, que puede contribuir a reducir el consumo de electricidad de otras partes de la instalación. Para obtener los datos de producción de calor y electricidad en función del consumo de biogás que se pueden alcanzar con motores, se ha llevado a cabo una regresión lineal con los datos de la Tabla 6.

Tabla 6: Características de motores (Fuente (National Renewable Energy Laboratory, 2003))

**Table 2. Reciprocating Engine Systems – Typical Performance Parameters (2003)**

Cost and Performance Characteristics <sup>8</sup>	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5
Nominal Capacity (kW)	100	300	1,000	3,000	5,000
<b>Engine Characteristics</b>					
Engine Combustion	Rich	Lean	Lean	Lean	Lean
Electrical Efficiency (%), LHV	33	34	38	39	41
Electric Heat Rate (Btu/kWh), HHV <sup>9</sup>	11,500	10,967	10,035	9,700	9,213
Electrical Efficiency (%), HHV	30	31	34	35	37
Fuel Input (MMBtu/hr)	1.15	3.29	10.05	29.1	46.1
Engine Speed (rpm)	1,800	1,800	1,200	900	720
Installed Cost – Power Only (2003 \$/kW)	1,030	790	720	710	695
Installed Cost – CHP (2003 \$/kW) <sup>10</sup>	1,350	1,160	945	935	890
O&M Costs, (2003 \$/kWh)	0.018	0.013	0.009	0.009	0.008
Required Fuel Gas Pressure (psig)	<3	18	3-43	43	65
<b>CHP Characteristics</b>					
Exhaust Flow (1,000 lb/hr)	1.0	3.5	12.4	48.4	75.6
Exhaust Temperature (°F)	1,060	1,057	914	707	745
Heat Available - Exhaust (MMBtu/hr) <sup>11</sup>	0.29	0.89	2.11	5.48	9.63
Heat Available – High Temp Cooling (MMBtu/hr) <sup>12</sup>	0.27	0.63	1.59	4.37	7.04
Heat Available – Low Temp Cooling (MMBtu/hr) <sup>13</sup>	0	0.12	0.85	1.22	1.38
Total Heat Recovered (MMBtu/hr) <sup>14</sup>	0.56	1.52	3.70	9.84	16.66
Total Heat Recovered (kW equivalent)	164	445	1,084	2,884	4,883
Form of Recovered Heat	Hot H <sub>2</sub> O	Hot H <sub>2</sub> O	Hot H <sub>2</sub> O	Hot H <sub>2</sub> O	Hot H <sub>2</sub> O
Total CHP Efficiency (%) <sup>15</sup>	78	77	71	69	73
Heat/Fuel Ratio <sup>16</sup>	0.49	0.46	0.37	0.34	0.36
Power/Heat Ratio <sup>17</sup>	0.61	0.67	0.92	1.04	1.02
Net Heat Rate (Btu/kWh) <sup>18</sup>	4,500	4,641	5,422	5,599	5,049

Source: EEA estimates of characteristics for "typical" commercially available natural gas engine gensets.

Las emisiones al aire provenientes de la combustión son principalmente emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico, con un impacto en calentamiento global nulo (se trata de CO<sub>2</sub> neutro en carbono). Por lo tanto, no se tienen en cuenta en el modelado del proceso.

#### 4.3.1.6 Generación de un coproducto: el digestato

Se ha incorporado una segunda salida al proceso, para considerar la producción de digestato adicional a la generación de biogás. Cuando un proceso genera múltiples productos, existen distintos métodos para distribuir las cargas y las emisiones que corresponden a cada uno de ellos (UNE14044). El proceso se puede dividir en dos o más subprocesos y se recopilan los datos de entrada y salida para cada uno de ellos. Otra alternativa es ampliar el sistema para incluir los coproductos. Y finalmente está el método de asignación, que es el que se ha seguido en este proyecto. La asignación puede ser:

- Asignación en masa: se asignan los impactos de manera proporcional a la masa de cada output partido por la masa total (suma de las masas de todos los outputs). Por ejemplo, en un caso de producción de semillas de trigo y paja, si la paja representa 80% de la masa total se le asigna el 80% de los impactos.
- Asignación económica: se asignan los impactos de manera proporcional al valor económico del output. Por ejemplo, la paja tiene un valor económico menor que las semillas de trigo: si el 60% del beneficio de venta viene de las semillas, se les asigna el 60% de los impactos.

Dependiendo del caso, puede ser más apropiada una u otra opción. En el proceso de digestión anaerobia, el digestato representa la mayor parte de la masa de los productos, ya que el biogás pesa muy poco. Sin embargo, su valor económico es muy bajo. Dado que el producto realmente interesante aquí es el biogás, se ha realizado una asignación económica para tener un reparto de los impactos más coherente.

El dato de masa de digestato obtenida en la salida del proceso se ha tomado del proceso original de Ecoinvent, en el que el digestato venía incluido, pero como input negativo del proceso (“*digester sludge, Recycled Content cut-off GLO*”) y no como output. Se especifica en el apartado de emisiones al aire del proceso de Ecoinvent ‘*Biogas {CH}/ anaerobic digestion of manure | Cut-off, U*’ que se supone que la fracción sólida del digestato representa el 5% de su masa. El precio de venta del digestato depende de si es sólido o líquido, así como de los nutrientes que contiene y que, según su cantidad, proporcionan más o menos valor al digestato para su uso como fertilizante. Se ha utilizado el precio medio calculado por (Jurgutis, Šlepetiene, Šlepetys, & Ceseviciene, 2021) en base a los precios de fertilizantes comerciales (Tabla 7).



Tabla 7: Precio del digestato (Fuente: (Jurgutis, Šlepetiene, Šlepetys, & Ceseviciene, 2021))

Table 6. The value of the digestate fractions from 8 biogas plants.

Element	Price for 1 kg Component *	Liquid Digestate, EUR t <sup>-1</sup>			Solid Digestate, EUR t <sup>-1</sup>		
		Average	Min	Max	Average	Min	Max
N	0.58	2.14	1.46	4.22	3.02	2.45	3.75
P	0.87	0.49	0.30	0.69	2.86	1.81	3.68
K	0.50	0.98	0.64	1.64	1.04	0.70	1.66
OC	0.02	0.30	0.17	0.63	3.27	2.35	3.81
Cu	1.00	0.01	0.004	0.01	0.01	0.004	0.01
Zn	4.40	0.15	0.06	0.23	0.15	0.06	0.23
Fe	3.26	0.35	0.24	0.46	0.35	0.24	0.46
Mg	12.40	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
<b>Total value</b>		<b>4.42</b>	<b>2.88</b>	<b>7.89</b>	<b>10.70</b>	<b>7.62</b>	<b>13.61</b>

\* Calculated according to the market prices of commercial fertilizers.

Se han considerado dos escenarios posibles:

- Escenario 1: Vender el digestato sin transformarlo, en estado líquido.
- Escenario 2: Incluir la separación sólido/líquido del digestato en el alcance del estudio. El precio total de venta es ligeramente mayor, porque la fracción sólida se vende a mayor precio: esto desemboca en un porcentaje de asignación económica un poco mayor para el digestato. Con un reparto en masa de 5% para la fracción sólida, se obtiene un precio de 4,734€/t. El consumo de electricidad necesario para la separación de la fracción sólida y líquida del digestato por decantador centrífugo (método de separación ampliamente utilizado en la industria) es de 4 kWh/m<sup>3</sup> (Duan, Khoshnevisan, Lin, Liu, & Liu, 2020). Este consumo se tiene que incluir para poder vender la fracción sólida del digestato a mayor precio. Para una estimación de la densidad del digestato, se ha utilizado el valor medio de 1030 kg/m<sup>3</sup> acorde a los datos de (Gerber & Schneider, 2015).

En cuanto al precio del biogás, se ha calculado suponiendo un precio de 70€/MWh<sub>PCI</sub>. Con un PCI de 9,52 kWh/Nm<sup>3</sup> para el biometano y una composición en biometano del biogás de 65,95%, se obtiene un PCI de 6,28 kWh/Nm<sup>3</sup> para el biogás (el resto de los componentes es mayoritariamente CO<sub>2</sub> y no afecta al PCI).

La asignación económica resultante para cada escenario es la siguiente:

- Escenario 1: 73% biogás – 27% digestato
- Escenario 2: 72% biogás – 28% digestato

Se observa que la diferencia es mínima porque, aunque la fracción sólida del digestato se vende a un precio más de dos veces mayor, representa muy poca cantidad (el 5% de la masa).

Se ha realizado una simulación mediante Simapro de los dos escenarios para averiguar cuál de los dos tiene menor impacto en términos de emisiones, considerando tanto la asignación económica como el consumo de energía adicional para separar ambas fases. El resultado obtenido para la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás se presenta en la Tabla 8.

*Tabla 8: Comparación de los dos escenarios de gestión del digestato*

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	5,64 E-15	1,06 E-14
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	5,82 E-15	1,69 E-14
Potencial de calentamiento global (GWP100) [kg CO <sub>2eq</sub> ]	9,39 E-14	9,81 E-14
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	1,43 E-17	2,04 E-17
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	9,89 E-15	1,56 E-14
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	6,92 E-14	1,31 E-13
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	4,53 E-13	8,02 E-13
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	2,29 E-14	2,69 E-14

Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	1,12 E-14	1,17 E-14
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	7,57 E-14	7,96 E-14
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	4,02 E-14	4,22 E-14

Para la mayoría de las categorías de impactos, entre las que se encuentra el potencial de calentamiento global, los resultados son ligeramente mejores en el escenario 1, es decir sin separar las fracciones sólida y líquida del digestato. Por lo tanto, se va a enfocar el análisis en el escenario 1.

#### ***4.3.1.7 Emisiones al aire***

A lo largo del proceso, se emiten varias sustancias a la atmósfera: NH<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub> biogénico, N<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S y CH<sub>4</sub>. Los datos correspondientes son los que vienen dados en el proceso Ecoinvent excepto para H<sub>2</sub>S porque el dato inicial no tiene en cuenta la fase de desulfurización. Los valores de emisiones incluyen el almacenamiento del substrato antes de su digestión así como el almacenamiento del digestato después de la digestión, hasta su venta como fertilizante. Se supone que se almacena el substrato en la planta el 10% de su tiempo total de almacenamiento, previo a su digestión. El 90% del tiempo restante corresponde al almacenamiento por el productor de los purines, que queda fuera del alcance del estudio. En cuanto a las emisiones de H<sub>2</sub>S, no se calculan en el estudio en el que se basan los datos de Ecoinvent por falta de datos pertinentes (Dauriat, et al., 2011) así que no se ha podido adaptar los valores. Se ha decidido considerar el valor, calculado para la fase de desulfurización, de H<sub>2</sub>S restante en el biogás después del postratamiento.

### **4.3.2 ENRIQUECIMIENTO DEL BIOGÁS EN BIOMETANO**

Como se ha detallado en la sección 2.2, existen diversas técnicas para enriquecer el biogás producido en la digestión anaerobia, para convertirlo en biometano con propiedades similares a las del gas natural, para su posterior transformación en hidrógeno.

Se han comparado los datos de distintas fuentes para cada una de las tecnologías más utilizadas a nivel industrial con el fin de enfocarse en la más interesante en términos de eficiencia (pureza en metano obtenida) y uso de recursos (energía, agua y químicos).

La

Tabla 9: Reseña de las características de las principales tecnologías de up-grading

Tabla 9 presenta el resumen del análisis efectuado. Las cruces significan que se menciona un uso del recurso correspondiente, pero que no se indican las cantidades necesarias.

Tabla 9: Reseña de las características de las principales tecnologías de up-grading

Método	Fuente	Calor [kWh/Nm <sup>3</sup> biogás]	Electricidad [kWh/Nm <sup>3</sup> biogás]	Carbón activo [g/Nm <sup>3</sup> biogás]	Agua [kg/Nm <sup>3</sup> biogás]	Zeolite [g/Nm <sup>3</sup> biogás]	Aminas [g/Nm <sup>3</sup> biogás]	Remoción de CO <sub>2</sub> [%]	Fugas de CH <sub>4</sub> [%]
Absorción química	(Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021)	0,55	0,1	0,08	0,03		0,03	99,5	0,10
Absorción química	(Naturgy, 2019)	0,4-0,8	0,05-0,17		X		X	>99	< 0.1
Lavado con agua	(Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021)		0,25	0,08	0,05			98,5	1,5
Lavado con aminas	(Ecoinvent, 2022)	1,07	0,116		7,58E-05		0,123	>96	
Separación por membranas	(Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021)		0,29	0,08				98	0,69
Separación por membranas	(Naturgy, 2019)		0,18-0,20					95-99	1-15
Separación por membranas	(Ecoinvent, 2022)		0,5745	2,14				>96	
PSA	(Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021)		0,25	0,89		11,9		98,5	1,80
PSA	(Naturgy, 2019)		0,23-0,35					95-99	< 4
PSA	(Ecoinvent, 2022)		0,1856					>96	

En general, los valores son bastante similares de un estudio al otro. Los datos de (Ecoinvent, 2022) son menos detallados: por ejemplo, no se indica el porcentaje de fugas de metano, mientras que en los datos de (Naturgy, 2019) no siempre incluyen químicos. Destaca (Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021) como la fuente más completa. El mejor compromiso según este último estudio, después de haber realizado un análisis medioambiental y económico, es la separación por membranas. En efecto, tiene un consumo energético razonable, un porcentaje de pérdidas de CH<sub>4</sub> relativamente bajo y no implica el uso de químicos otros que un poco de carbón activo. Como consecuencia, se ha cogido el proceso '*Biomethane, high pressure {CH}*| *biogas purification to biomethane by membrane technique / Cut-off, U*' de Ecoinvent, y se ha modificado conforme a los datos más precisos de (Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021).

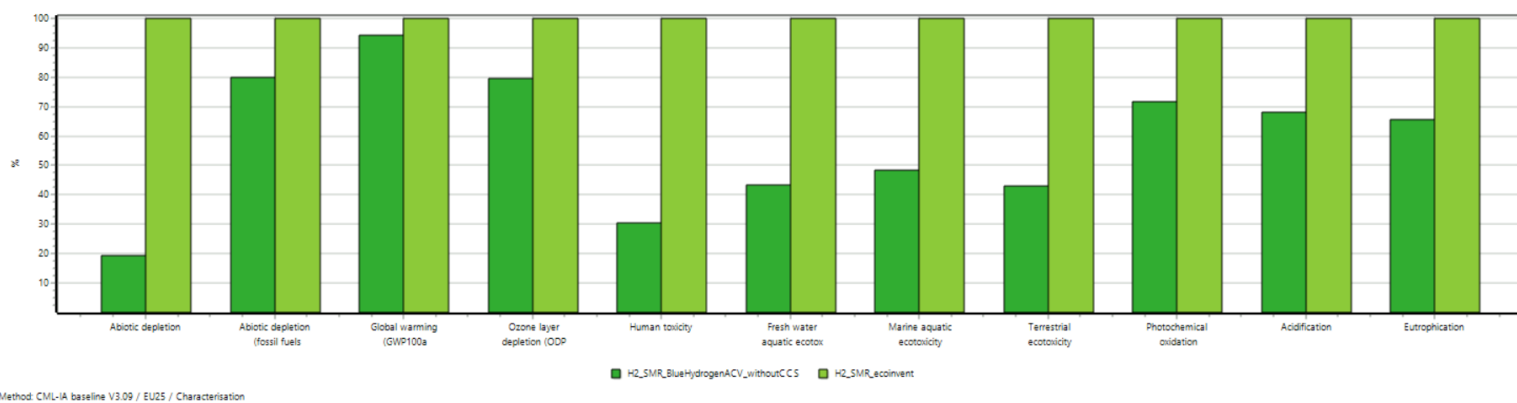
En lo concerniente a las emisiones al aire del proceso, se han conservado los valores de la base de datos ya que las hipótesis de cálculo son parecidas a las condiciones consideradas: un biogás con 63% de contenido en metano (65,95% en el marco de este estudio). La única modificación es el cambio de CO<sub>2</sub> fósil a CO<sub>2</sub> biogénico.

### **4.3.3 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE REFORMADO DE METANO CON VAPOR (SMR) CON CAPTURA Y TRANSPORTE DEL CO<sub>2</sub>**

#### **4.3.3.1 Proceso SMR**

Para la modelización del proceso SMR, se han utilizado los datos de análisis existentes para la producción de hidrógeno a partir de gas natural. Las propiedades del gas natural son muy parecidas a las del biometano, con lo cual se trata de una aproximación razonable. Dos fuentes de datos han sido estudiadas: la propia base de datos Ecoinvent, que incluye un proceso de producción de hidrógeno mediante SMR ("*hydrogen production, steam reforming – GLO*") (Ecoinvent, 2022), y un estudio de la International Energy Agency sobre el hidrógeno azul que incluye también datos sobre la captura del CO<sub>2</sub> (IEA, 2022).

Para empezar, se ha modelizado la etapa de SMR sin incluir la fase de captura y transporte del CO<sub>2</sub>. Se ha realizado una comparación entre el proceso Ecoinvent y el proceso de SMR sin captura con los datos de la IEA. El resultado aparece en la Figura 10.



*Figura 10: Comparación: Ecoinvent Dataset Description - IEAGHG Technical Report 2022-07*

El combustible utilizado es gas natural obtenido del mercado español. Todas las necesidades de calor y electricidad se cubren mediante autoconsumo; es decir, al calcular los insumos del proceso, se incluye no solo el gas natural requerido para la producción de hidrógeno, sino también la cantidad necesaria para satisfacer las demandas energéticas del proceso. Esta forma de proceder es común a ambas fuentes (Ecoinvent como la IEA). Se incluyen en las emisiones al aire las emisiones debidas a la combustión del gas en la caldera para producir calor en forma de vapor a alta presión. Las necesidades en electricidad provienen de la compresión del hidrógeno obtenido a 200 bares, de acuerdo con la unidad funcional establecida.

Cabe resaltar que el proceso de Ecoinvent obtiene “peores” resultados en la totalidad de los indicadores de impacto. Esto se debe principalmente a un mayor nivel de detalle en el uso de recursos distintos a la energía y el agua. El estudio de la IEA se enfoca en las necesidades energéticas y en agua del proceso: el impacto medioambiental proviene casi en totalidad de la extracción del gas natural, así como de las emisiones de CO<sub>2</sub> debidas a la propia reacción química en el caso del impacto de potencial de calentamiento global. En cambio, el proceso de Ecoinvent incluye todos los materiales que se suelen utilizar en el proceso como pueden

ser catalizadores (ZnO, así como un catalizador a base de Nickel para el reformado) o lechos de Fe-Cr y Cu-Zn para la reacción de Water Gas Shift, por ejemplo. De la misma manera, las emisiones al aire son mucho más completas: no se reporta sólo el dióxido de carbono, sino que se calculan valores para los otros contaminantes atmosféricos emitidos durante el proceso (mayoritariamente durante la combustión).

Los consumos energéticos son parecidos en ambos estudios. En total, para producir 1 kg de H<sub>2</sub>, son necesarios 4,56 Nm<sup>3</sup> de gas natural según Ecoinvent (para la reacción química + el suministro de calor mediante combustión) cuando en el estudio de la IEA se consume 4,61 Nm<sup>3</sup> de gas natural (valor calculado considerando un PCI de 9,52 kWh/Nm<sup>3</sup>). Esta pequeña diferencia se puede explicar por la mayor atención prestada por la IEA al consumo de energía, que ha permitido afinar los valores.

Se ha decidido basarse en el proceso de Ecoinvent para tener un inventario más exhaustivo de los materiales requeridos y las emisiones asociadas al proceso. Sin embargo, se han ajustado los valores de consumo de gas natural acorde con los datos de la IEA para aprovechar el análisis más detallado efectuado en el marco de ese estudio.

#### ***4.3.3.2 Captura y transporte del CO<sub>2</sub>***

Se ha seleccionado el método de captura postcombustión por absorción usando monoethanolamine (MEA), por las razones siguientes:

- Se trata de la tecnología la más madura a nivel comercial
- Tiene una eficiencia de captura de carbono alta ( $\geq 90\%$ )
- Es capaz de capturar CO<sub>2</sub> aunque sean concentraciones diluidas
- Se puede incorporar a las plantas existentes sin representar inversiones enormes

Se ha decidido modificar el proceso de SMR construido en la fase precedente para incorporar los materiales, consumos energéticos y emisiones adicionales vinculadas con la captura del CO<sub>2</sub>. Los datos propios a la captura mediante absorción con MEA se han obtenido del trabajo de (Ravikumar, Keoleian, & Miller, 2020) que es una recopilación de datos de 21 estudios. La Figura 11 resume los resultados del análisis de inventario de dicho artículo.



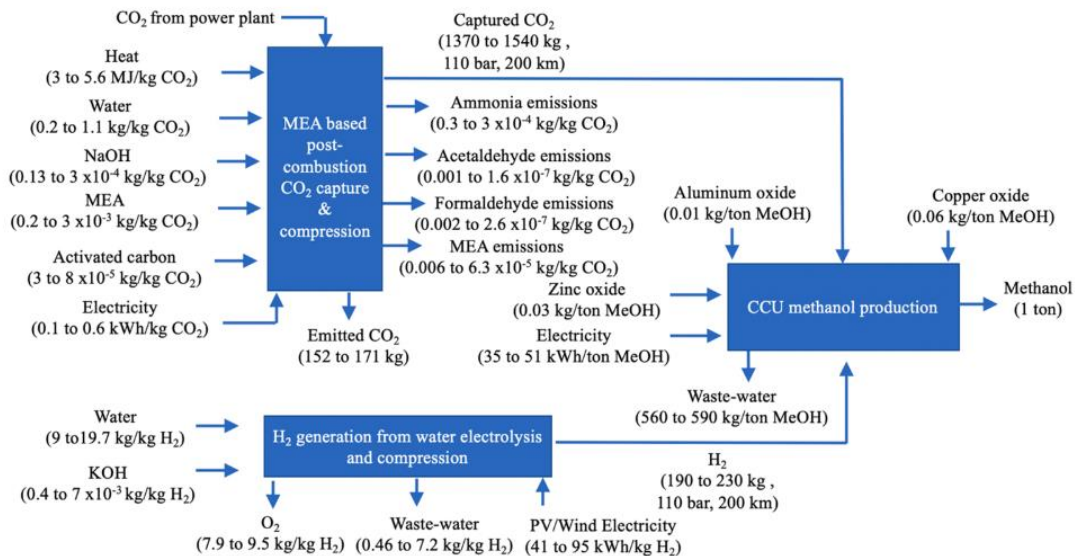


Fig. 1. Inventory requirement for CCU methanol production. Further details in sections S2 to S8 in the SI.

Figura 11: Análisis de inventario de la producción de metanol con captura de carbono (Fuente: (Ravikumar, Keoleian, & Miller, 2020))

En vista del amplio rango de valores obtenidos de varios estudios, se ha decidido conservar el valor medio indicado en el anexo del artículo para tener un valor único que sea lo más representativo posible.

En lo que respecta a los insumos de calor y electricidad para la captura, estos no se han incluido según lo descrito en el artículo de referencia, sino que se han considerado como un aumento en el autoconsumo de gas natural, de acuerdo con las indicaciones de la IEA (IEA, 2022).

Se considera una eficiencia de captura del 90%, lo que significa que se capturan 8,89 kg de CO<sub>2</sub> y que se siguen emitiendo 0,99 kg de CO<sub>2</sub> (Tabla 10), fósil para la primera aproximación con gas natural y que pasará a ser biogénico en el momento de combinar los distintos subprocesos y de usar como materia prima y combustible el biometano.

Tabla 10: Datos de SMR+CCS (IEA, 2022)

<b>Inputs</b>		
Feedstock	kWh <sub>th</sub> /kg	37.67
Fuel	kWh <sub>th</sub> /kg	10.55
Raw Water	kg/kgH <sub>2</sub>	4.68
Cooling Water	kg/kgH <sub>2</sub>	1,205
<b>Energy</b>		
Process Power Requirement	kWh <sub>e</sub> /kg	1.25
System Power Generation	kWh <sub>e</sub> /kg	1.30
Power Export Capacity	kWh <sub>e</sub> /kg	0.05
Compression Power Requirement	kWh <sub>e</sub> /kg	1.10
<b>Emissions</b>		
CO <sub>2</sub>	kg/kgH <sub>2</sub>	0.99
<b>Products</b>		
Hydrogen	kg/kgH <sub>2</sub>	1.00
CO <sub>2</sub> Export	kg/kgH <sub>2</sub>	8.89
<b>Process</b>		
Purity of Hydrogen	%	99.99%
Hydrogen Export Pressure	bar	200
CO <sub>2</sub> Export Pressure	bar	110.00
CO <sub>2</sub> Capture Rate	%	90.00%

El CO<sub>2</sub> capturado tiene que ser comprimido y transportado hasta su sitio de almacenamiento. La compresión del CO<sub>2</sub> a 110 bares genera necesidades adicionales de electricidad, para las cuales se consume electricidad de la red. Con respecto al transporte, se ha hecho la suposición de que el CO<sub>2</sub> es enviado hasta un sitio de almacenamiento a 300 km de distancia de la planta SMR mediante tubería. El proceso de Simapro utilizado para el modelo es ‘*Transport, pipeline, long distance, natural gas {RER w/o}*’. Como se trata de un proceso relativo al transporte de gas natural, se han hecho unos ajustes para adaptarlo al transporte de dióxido de carbono:

- Solo se requiere el 41% de los materiales en comparación con una tubería de transporte de gas natural, debido a las diferencias en el diámetro y el grosor de las tuberías necesarias. Por tanto, se ha aplicado un factor de 0,41.

- Las emisiones fugitivas son emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico, no tienen impacto de calentamiento global así que se han quitado todas las emisiones fugitivas del proceso.
- El proceso original abarca la producción del gas natural transportado, con lo cual se han quitado los inputs correspondientes.
- Se ha modificado el consumo de electricidad necesario para mantener el gas bajo presión mediante compresores a lo largo de la tubería de acuerdo con los datos de (IEA, 2022): 0,18 kWh/t CO<sub>2</sub>-km.

Por último, para dar cuenta del CO<sub>2</sub> retirado de la atmósfera mediante este proceso de captura, se ha incluido en las emisiones al aire un valor negativo de emisiones de CO<sub>2</sub> correspondiente a la cantidad de CO<sub>2</sub> capturada, es decir -8,89 kg.

La comparación del proceso de SMR sin CCS y con CCS usando gas natural como combustible de aprovisionamiento da los resultados de la Tabla 11. El impacto de añadir la captura al proceso SMR básico es negativo para todas las categorías de impacto evaluadas, excepto para el poder de calentamiento global para el cual el impacto se reduce de 12,4 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> a -4 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>.

Tabla 11: Comparación entre los impactos del proceso SMR sin CCS y con CCS

<i>Categoría de impacto</i>	<i>SMR con CCS</i>	<i>SMR sin CCS</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	1,85 E-5	1,78 E-5
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	2,12 E2	1,91 E2
Potencial de calentamiento global (GWP100)[kg CO <sub>2</sub> eq]	-4,00	12,4
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	5,40 E-7	3,48 E-7
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	2,93	1,89
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	1,22	1,13
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	1,81 E3	1,67 E3
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	2,27 E-2	2,12 E-2
Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	8,93 E-4	8,01 E-4
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	1,36 E-2	1,02 E-2
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	3,08 E-3	2,24 E-3

#### **4.3.4 COMBINACIÓN DE LOS SUBPROCESOS PARA REFERIRSE A LA UNIDAD FUNCIONAL**

A la hora de establecer el modelo del proceso de manera completa, hace falta combinar los distintos procesos analizados por separado en un único proceso referido a la unidad funcional: la producción de 1 kg de hidrógeno gaseoso de pureza mínima 97% con una

presión de 200 bares, y la captura y transporte a 110 bares del CO<sub>2</sub> emitido durante el proceso de SMR con una eficiencia de 90%. Para esto, se ha creado en Simapro una “Assembly” con las distintas entradas necesarias: la digestión anaerobia, el enriquecimiento, y el proceso SMR con captura y transporte.

Se han calculado las cantidades de cada subproceso necesarias para la realización de la unidad funcional remontando las etapas, empezando por el final hasta llegar a la digestión anaerobia. La salida del proceso de SMR con captura es directamente la producción de 1 kg de hidrógeno. La entrada original de este proceso era 5,065 Nm<sup>3</sup> de gas natural: se coge en la “Assembly” 5,065 unidades del proceso de enriquecimiento (cuya salida es 1 Nm<sup>3</sup> de biometano). El valor de eficiencia de recuperación de biometano para la tecnología de enriquecimiento de separación por membrana y un biogás con un contenido en metano de 65,95% es de 0,518 Nm<sup>3</sup> biometano/Nm<sup>3</sup> biogás (Ardolino, Gardamone, Parrillo, & Arena, 2021), lo que permite calcular el volumen de biogás referido a la unidad funcional: 9,778 Nm<sup>3</sup> de biogás por kg de H<sub>2</sub>.

Se ha añadido una fase de transporte del biometano desde la unidad de enriquecimiento hasta la planta de SMR por la red de gas. El proceso de Ecoinvent utilizado como base es ‘*transport, pipeline, onshore, long distance, natural gas DE*’. No existe el proceso para España, así que se han tomado los datos de un país europeo bastante cercano (Alemania). Se han eliminado los inputs de producción onshore y offshore del gas natural transportado, así como las emisiones al aire de compuestos como metano y CO<sub>2</sub>, que se ha pasado a biogénico. Se asume que la distancia recorrida es del orden de 250 km. La densidad del gas transportado según la descripción del proceso es de 0,760 kg/Nm<sup>3</sup>, con lo cual se ha calculado el valor en t CH<sub>4</sub>-km necesario para transportar los 5,065 Nm<sup>3</sup> de biometano de la unidad funcional hasta la planta. En cuanto al transporte del substrato hasta la planta de digestión anaerobia, queda fuera del alcance del estudio; y no se considera el transporte del biogás de la unidad de digestión anaerobia hasta la unidad de enriquecimiento porque se supone que están ubicadas en el mismo emplazamiento.

## **4.4 EVALUACIÓN DE IMPACTOS**

La siguiente etapa consiste en asignar los datos del inventario a categorías de impacto de especial relevancia, y aplicar factores de caracterización para convertirlos en potenciales impactos medioambientales. El método de evaluación de impactos escogido es el CML-IA baseline V3.09 / EU25. Las categorías para las cuales Simapro permite calcular un impacto con este método son las siguientes:

- Potencial de Agotamiento abiótico (ADP), expresado en kg Sb (antimonio) mide el agotamiento de recursos no biológicos como minerales, metales, etc.
- Potencial de Agotamiento abiótico (recursos fósiles) (ADP), en MJ: mide la capacidad a agotar los recursos terrestres inanimados fósiles.
- Potencial de calentamiento global (GWP100a), en kg de CO<sub>2</sub> equivalentes: mide las contribuciones al cambio climático, con efecto durante un periodo de 100 años.
- Reducción de la capa de ozono (ODP), en kg CFC-11 equivalentes: cuantifica el adelgazamiento de la capa de ozono debido a la emisión de algunos contaminantes.
- Toxicidad Humana (HTP), en kg 1,4-dichlorobenzene equivalentes: cuantifica los efectos sobre la salud humana de las sustancias tóxicas emitidas al ambiente.
- Ecotoxicidad en aguas dulces (ETP): en kg 1,4-dichlorobenzene equivalentes: expresa los potenciales efectos dañinos para los ecosistemas de agua dulce.
- Ecotoxicidad en aguas marinas (ETP): en kg 1,4-dichlorobenzene equivalentes: expresa los potenciales efectos dañinos para los ecosistemas marinos.
- Ecotoxicidad terrestre (ETP): en kg 1,4-dichlorobenzene equivalentes: expresa los potenciales efectos dañinos para los ecosistemas terrestres.
- Oxidación fotoquímica (POCP), en kg de C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> equivalentes: evalúa la contribución a la formación de ozono a nivel del suelo.
- Acidificación (AP), en kg de SO<sub>2</sub> equivalentes: valora el potencial de sustancias acidificantes para impactar los ecosistemas terrestres y acuáticos.
- Eutrofización (EP), en kg PO<sub>4</sub><sup>3-</sup> equivalentes: estima el enriquecimiento en nutrientes de los ecosistemas acuáticos, que puede desembocar en un crecimiento excesivo de plantas y algas.

Aunque se calculan los impactos de cada una de las categorías precedentes, en el momento de analizar los resultados este trabajo se enfoca sobre todo en la categoría de Potencial de calentamiento global (GWP100a).

## Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1 ANÁLISIS DE INVENTARIO

#### 5.1.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

##### 5.1.1.1 Selección de los pretratamientos y tipo de autoconsumo

Después de un análisis previo, se descartó el pretratamiento térmico por disparar excesivamente el consumo de calor a cambio de un porcentaje de incremento de producción de metano bajo. Para todas las otras combinaciones de pretratamientos y tipo de autoconsumo, se han calculado las necesidades en calor y en electricidad resultantes, así como el porcentaje de biogás autoconsumido. Los resultados están en la Tabla 12.

*Tabla 12: Resumen de los valores de autoconsumo según el pretratamiento considerado*

Escenarios según tipo de pretratamiento	Electricidad consumida al día [kWh]	Calor necesario al día [kWh]	Autoconsumo de biogás [%]
mecánico sin motor	126,98	3894,8	6,29%
mecánico con motor	-1218,3	3894,8	13%
mecánico + termoquímico sin motor	127,78	19340	11,73%
mecánico + termoquímico con motor	-17504	19340	32%
mecánico + fisicoquímico sin motor	1075,3	12905	16,39%
mecánico + fisicoquímico con motor	-9770,7	12905	43%

Cabe resaltar que el autoconsumo de biogás se ha medido a partir de la hipótesis de trabajo de producción diaria de biogás: se ha incluido el incremento de producción debido al pretratamiento, pero no se ha considerado una producción adicional de biogás por el hecho de producir electricidad o de aprovechar el calor ya que estos efectos se tienen en cuenta a la hora de realizar el balance energético total de las operaciones. Al comparar los porcentajes de autoconsumo, destaca el pretratamiento únicamente mecánico como la mejor opción. En



efecto, es el único que no añade consumo de calor; por lo tanto, el calor necesario proviene principalmente de las pérdidas térmicas del reactor. Para determinar la viabilidad del autoconsumo usando un motor o mediante la combustión directa del biogás generado, se han simulado ambas opciones en SimaPro. Esto permite evaluar simultáneamente la cantidad de biogás consumido en autoconsumo, que es mayor cuando se emplea un motor, así como la producción o necesidad adicional de electricidad dependiendo del caso, y por fin el uso de un equipo adicional: el motor, modelizado en Simapro como ‘Gas motor, mini CHP plant’. Para referirse a la unidad funcional intermedia de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás, se ha considerado necesario 1,22 E-7 unidades de este motor: corresponde a una vida útil de 20 años, con un consumo de biogás de 46,88 Nm<sup>3</sup>/h (valor calculado para suministrar las necesidades diarias en calor del proceso de producción de biogás aplicando como único pretratamiento el mecánico).

Para cubrir el déficit de electricidad, se ha utilizado el proceso de Ecoinvent ‘Electricity, low voltage {ES}| market for electricity, low voltaje | Cut-off, U’. En el escenario sin motor, cada etapa de la producción de hidrógeno consume electricidad. Por otro lado, en el escenario con motor, la electricidad generada a partir del biogás necesario para producir 1 kg de H<sub>2</sub> es suficiente no solo para satisfacer las demandas del proceso de producción de biogás, sino también para su enriquecimiento en biometano y una mínima parte del proceso de SMR. A continuación (Figura 12), se presentan los resultados en términos de impactos medioambientales de los dos procesos de producción de biometano con y sin uso de un motor de autoconsumo durante la etapa de producción del biogás.

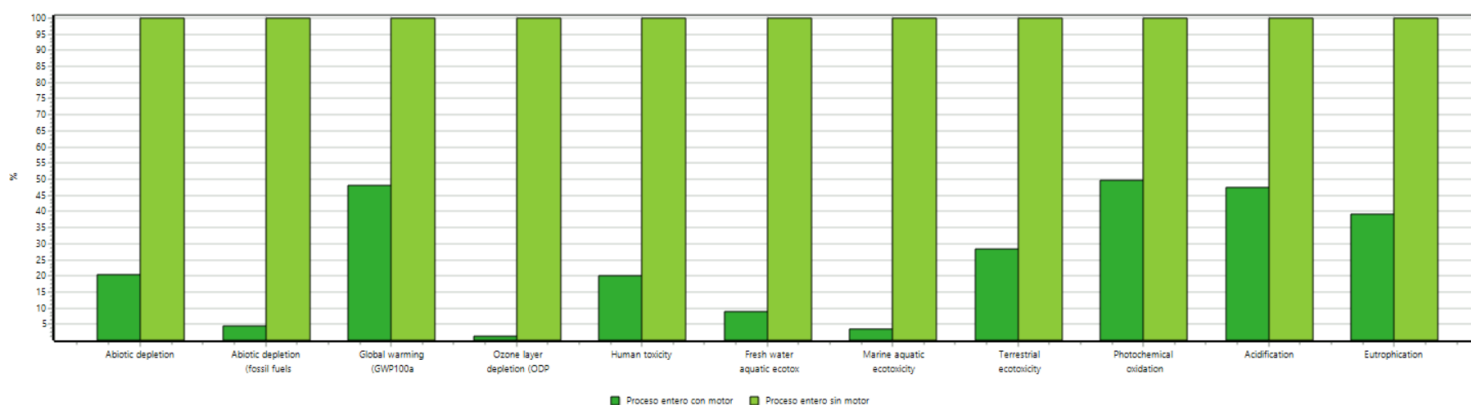


Figura 12: Comparación entre el proceso de producción de biometano con o sin autoconsumo mediante el uso de un motor

Se puede observar que el impacto medioambiental cuando se quema el biogás en un motor para producir simultáneamente calor y electricidad es menor para todas las categorías de impacto evaluadas. En particular, fijándose en el Potencial de calentamiento global, el impacto generado con el uso de un motor representa menos de la mitad del impacto del proceso sin motor. Esta diferencia se debe fundamentalmente al consumo o no de electricidad de la red. Como conclusión de este análisis, destaca el uso de un motor como la mejor opción de autoconsumo: se toma el escenario “mecánico con motor” para el resto del análisis.

### 5.1.1.2 Resumen de los datos utilizados

El análisis de inventario del proceso de producción de biogás ha dado lugar a las siguientes entradas y salidas:

*Tabla 13: Salidas del proceso de digestión anaerobia*

Salidas	Cantidad	Unidad	Asignación [%]
Biogás	1,0	Nm <sup>3</sup>	73
Digestato	36,18	kg	27

*Tabla 14: Entradas del proceso de digestión anaerobia*

Entradas	Cantidad	Unidad
Anaerobic digestion plant, agriculture, with methane recovery {CH}	2,86 E-7	p
Hydrogen peroxide, without water, in 50% solution state {RER}	1,26 E-3	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state {GLO}	1,86 E-3	kg
Gas motor, mini CHP plant {CH}	1,22 E-7	p

La unidad “p” se refiere a una unidad de producto, es decir un motor en el caso del motor de gas, o una planta de digestión para “Anaerobic digestion plant”.

*Tabla 15: Emisiones al aire del proceso de digestión anaerobia*

<b>Emisiones al aire</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Ammonia	1,75 E-3	kg
Carbon dioxide, biogenic	7,09 E-2	kg
Dinitrogen monoxide	2,49 E-4	kg
Hydrogen sulfide	8,16 E-6	kg
Methane, fossil	1,98 E-2	kg

### 5.1.2 ENRIQUECIMIENTO DEL BIOGÁS EN BIOMETANO

Los resultados del análisis de inventario son los siguientes. Cabe mencionar que el consumo de electricidad no se indica por quedar cubierto por el excedente de electricidad generada en la fase anterior.

*Tabla 16: Outputs del proceso de up-grading*

<b>Salidas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Asignación [%]</b>
Biometano	1,0	Nm <sup>3</sup>	100

*Tabla 17: Inputs del proceso de up-grading*

<b>Entradas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Activated carbon, granular {GLO}	8,00 E-5	kg

Chemical factory, organics {GLO}	5,40 E-11	p
Lubricating oil {RER}	1,14 E-4	kg
Steel, chromium steel 18/8 {GLO}	1,01 E-4	kg

*Tabla 18: Emisiones al aire del proceso de up-grading*

<b>Emisiones al aire</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Heat, waste	1,28	MJ
Carbon dioxide, biogenic	9,89 E-1	kg
Nitrogen, atmospheric	5,16 E-2	kg
Hydrogen sulfide	9,80 E-6	kg
Methane, fossil	4,42 E-3	kg
Sulfur dioxide	6,60 E-6	kg

### 5.1.3 SMR Y CCS

Los inputs, outputs y emisiones al medio resultantes del análisis de inventario para la fase de SMR con captura y transporte de carbono son los siguientes:

*Tabla 19: Outputs del proceso de SMR+CCS*

<b>Salidas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Asignación [%]</b>
Hidrógeno	1,0	kg	100

*Tabla 20: Inputs del proceso de SMR+CCS*

<b>Entradas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Water, cooling, unspecified natural origin, RER	3,80 E-1	m <sup>3</sup>
Aluminium oxide, metallurgical {IAI Area, EU27 & EFTA}	5,33 E-4	kg
Chemical factory, organics {RER}	5,35 E-10	p
Chromium oxide, flakes {RER}	3,60 E-5	kg
Copper oxide {RER}	3,62 E-4	kg
Liquid storage tank, chemicals, organics {RoW}	2,55 E-9	p
Magnesium oxide {RER}	2,80 E-5	kg
Molybdenum trioxide {GLO}	1,67 E-5	kg
Nickel, class 1 {GLO}	2,03 E-4	kg
Portafer {RER}	3,12 E-4	kg
Quicklime, milled, packed {RoW}	4,80 E-5	kg
Silica sand {RoW}	1,16 E-5	kg
Water, deionised {Europe without Switzerland}	4,43	kg
Zeolite, powder {RER}	8,83 E-4	kg
Zinc oxide {RER}	3,71 E-4	kg
Monoethanolamine {RER}	1,47 E-2	kg
Water, deionised {Europe without Switzerland}	5,79	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state {GLO}	1,39 E-3	kg

Activated carbon, granular {GLO}	4,90 E-4	kg
Transport CO2, pipeline, onshore (elaboración propia)	1,09	t-km
Electricity, low voltage {ES}	3,78	MJ

*Tabla 21: Emisiones al aire del proceso de SMR+CCS*

<b>Emisiones al aire</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Acetaldehyde	2,09 E-8	kg
Acetic acid	3,14 E-6	kg
Benzene	8,37 E-6	kg
Benzo(a)pyrene	2,09 E-10	kg
Butane	1,46 E-5	kg
Carbon dioxide, biogenic	9,90 E-1	kg
Carbon monoxide, fossil	4,39 E-5	kg
Dinitrogen monoxide	2,09 E-6	kg
Formaldehyde	2,09 E-6	kg
Mercury (II)	6,28 E-10	kg
Methane, fossil	4,18 E-5	kg
Nitrogen oxides	3,74 E-4	kg
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	2,09 E-7	kg
Particulates, < 2.5um	4,18 E-6	kg

Pentane	2,51 E-5	kg
Propane	4,18 E-6	kg
Propionic acid	4,18 E-7	kg
Sulfur dioxide, RER	1,15 E-5	kg
Toluene	4,18 E-6	kg
Ammonia	1,47 E-3	kg
Acetaldehyde	7,12 E-7	kg
Formaldehyde	1,16 E-6	kg
Monoethanolamine	0,28 E-3	kg
Carbon dioxide, fossil	-8,89	kg

#### 5.1.4 ASSEMBLY FINAL

La combinación de todos los procesos en un único proceso referido a la unidad funcional es la siguiente:

*Tabla 22: Combinación de los procesos para referirse a la unidad funcional*

<b>Procesos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Hidrógeno	1	kg
Biometano	5,06	Nm <sup>3</sup>
Biogás	9,78	Nm <sup>3</sup>
Transport biomethane, pipeline, onshore	0,83	t-km

## 5.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS

### 5.2.1 DIGESTIÓN ANAEROBIA

La evaluación de los impactos de la fase de digestión anaerobia da lugar a los resultados presentados en la Tabla 23.

*Tabla 23: Evaluación de los impactos de la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás mediante digestión anaerobia*

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Valor</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	4,78 E-7
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	1,83 E-1
Potencial de calentamiento global (GWP100) [kg CO <sub>2</sub> eq]	4,72 E-1
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	1,27 E-9
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	7,67 E-2
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	3,58 E-2
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	5,29 E1
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	1,11 E-3
Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	9,46 E-5
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	2,13 E-3
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	5,30 E-4



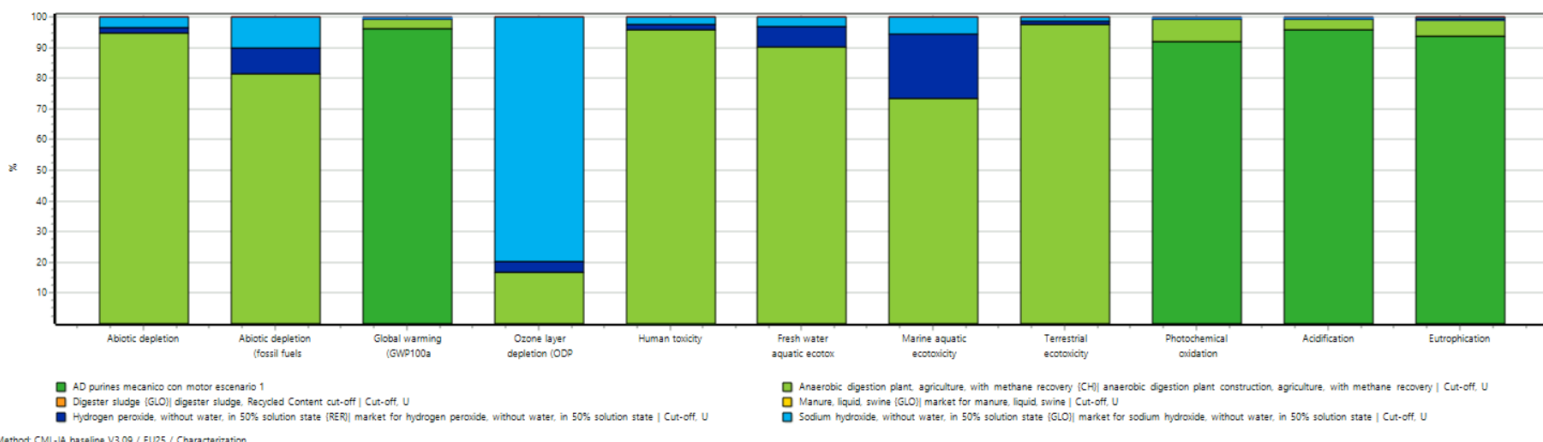


Figura 13: Caracterización de los impactos de la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás mediante digestión anaerobia

Como se puede observar en la Figura 13, excepto en la reducción de la capa de ozono que está afectada mayoritariamente por la producción de NaOH, para el resto de las categorías de impacto evaluadas destacan dos factores de impacto principales: las emisiones al aire del proceso (reportadas por Simapro bajo el nombre del propio proceso en la leyenda, en este caso “AD purines mecánico con motor escenario 1”), y la construcción de la planta de digestión anaerobia.

Centrándose en el Potencial calentamiento global, está claro que las emisiones al aire son las principales responsables de la mayor parte del impacto de 0,472 kg CO<sub>2eq</sub> que conlleva la producción de 1 Nm<sup>3</sup> de biogás. Las emisiones de metano, que surgen del almacenamiento del sustrato y del digestato, contribuyen significativamente al impacto ambiental. El metano, con un potencial de calentamiento global de 28 veces el del CO<sub>2eq</sub> a 100 años (28 CO<sub>2eq</sub>), es especialmente relevante. Durante la fase de análisis de inventario, se calculó que las emisiones de metano ascienden a 0,0198 kg por Nm<sup>3</sup> de biogás producido. Esto implica que el metano es responsable de 0,5544 kg de CO<sub>2</sub> equivalente por Nm<sup>3</sup> de biogás. Dado que se ha realizado una asignación económica del 73% al biogás, se obtiene un impacto de 0,405 kg CO<sub>2eq</sub> para el metano, es decir el 86% del potencial de calentamiento global del proceso.

## 5.2.2 UP-GRADING

Esta evaluación de impactos se ha realizado en base al análisis de inventario detallado anteriormente, es decir sin considerar las necesidades en electricidad del proceso porque

están cubiertas por la producción de electricidad adicional conseguida durante la fase de digestión anaerobia.

*Tabla 24: Evaluación de los impactos de la producción de 1 m<sup>3</sup> de biometano mediante enriquecimiento de biogás*

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Valor</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	1,07 E-6
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	9,75 E-2
Potencial de calentamiento global (GWP100) [kg CO <sub>2</sub> eq]	1,33 E-1
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	1,58 E-10
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	1,01 E-1
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	3,99 E-2
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	5,40 E1
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	1,12 E-3
Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	3,09 E-5
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	9,32 E-5
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	3,15 E-5

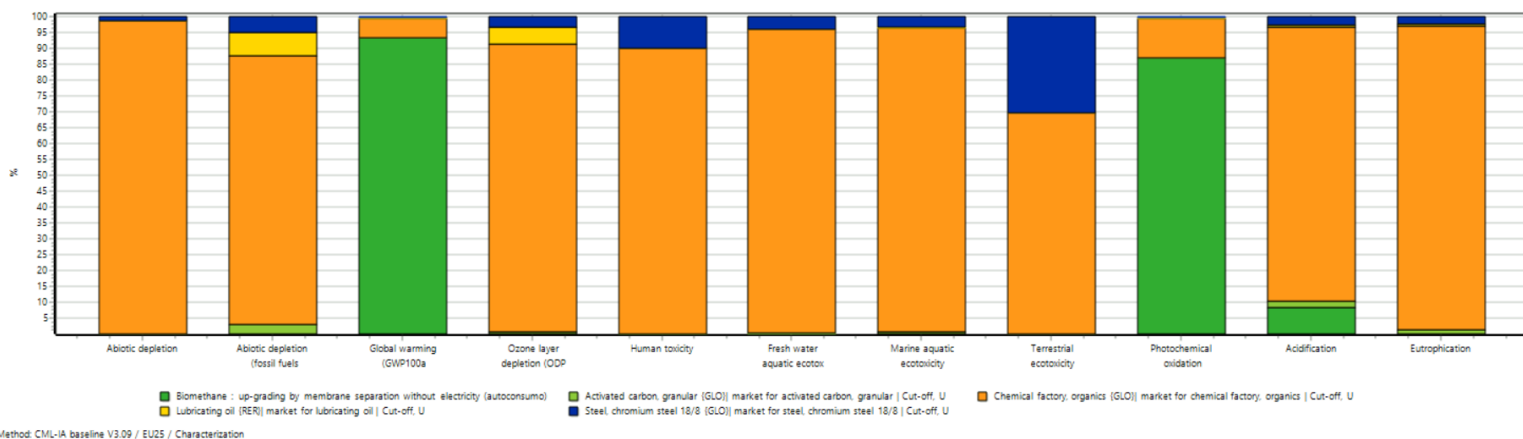


Figura 14: Caracterización de los impactos de la producción de 1 m<sup>3</sup> de biometano mediante enriquecimiento de biogás

Esta etapa resalta por su impacto débil en calentamiento global, con solo 0,133 kg CO<sub>2eq</sub> emitidos por cada Nm<sup>3</sup> de biometano obtenido por up-grading (Tabla 24). En cambio, en otras categorías de impacto como la ecotoxicidad marina y humana, los impactos son más relevantes. Como se observa en la Figura 14, en las categorías de potencial de calentamiento global y oxidación fotoquímica, las emisiones al aire del proceso representan la mayor contribución al impacto ambiental (el 93,2% del total para cambio climático). En contraste, para las demás categorías evaluadas, el impacto predominante proviene de la producción de los productos químicos necesarios para el proceso

Dentro de las emisiones al aire responsables del impacto en el calentamiento global se encuentran las emisiones fugitivas de metano. Según el análisis de inventario, se emiten 0,00442 kg de metano, lo cual corresponde a 0,124 de los 0,133 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, representando así el 93% del impacto total.

### 5.2.3 SMR+CCS

Al calcular el impacto del conjunto SMR+CCS, se obtiene, como era de esperar, un impacto negativo en calentamiento global debido a la retirada de CO<sub>2</sub> de la atmósfera (Tabla 25). En cuanto a las otras categorías de impacto, el uso de químicos y las emisiones al aire debidas

a la combustión del gas conllevan un impacto bastante importante para cada categoría como se evidencia en la Figura 15.

*Tabla 25: Evaluación de los impactos de la producción de 1 kg de hidrógeno mediante SMR con captura y transporte de carbono*

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Valor</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	1,91 E-5
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	6,22
Potencial de calentamiento global (GWP100) [kg CO <sub>2</sub> eq]	-8,41
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	1,35 E-8
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	2,69
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	9,44 E-1
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	1,22 E3
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	1,28 E-2
Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	1,72 E-4
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	5,78 E-3
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	1,47 E-3

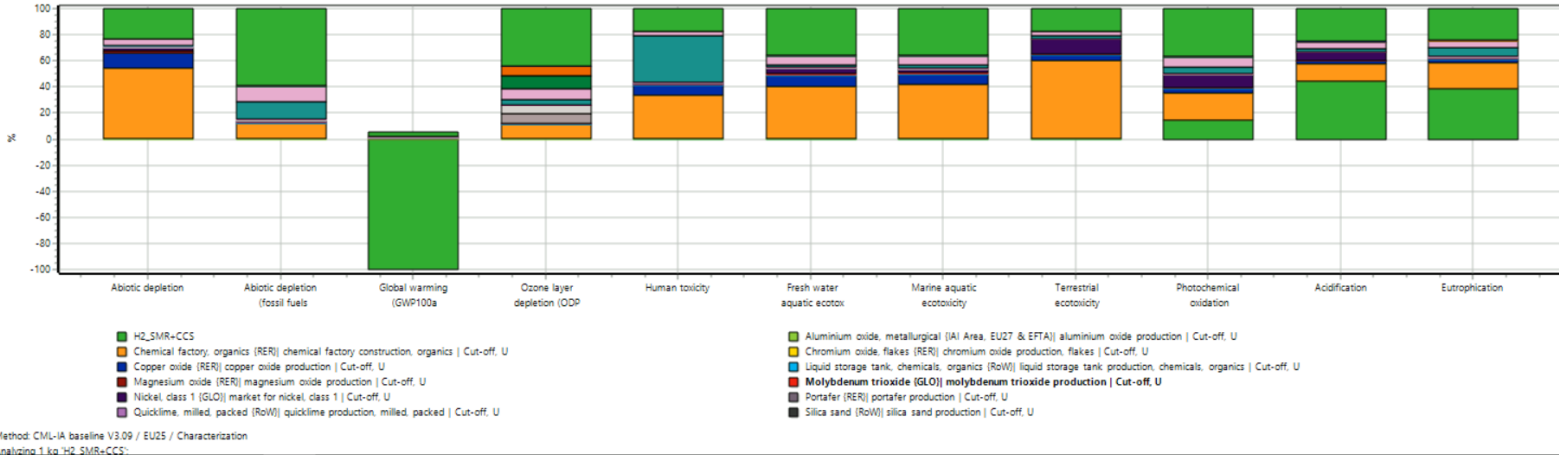


Figura 15: Caracterización de los impactos de la producción de 1 kg de hidrógeno mediante SMR con captura y transporte de carbono

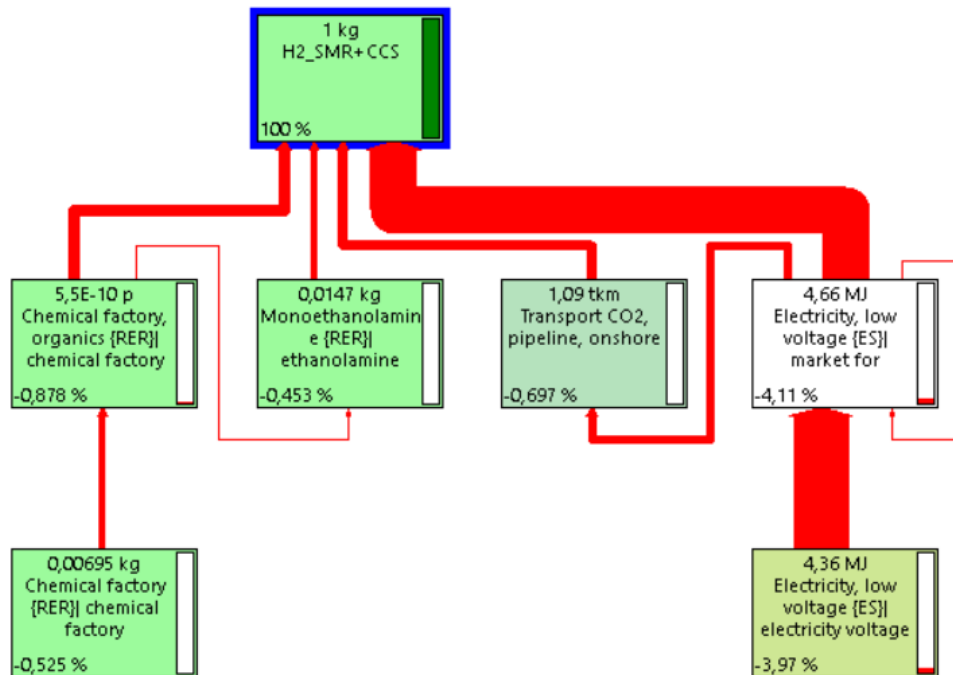


Figura 16: Representación de los sub-procesos con impacto en calentamiento global superior al 4% de impacto total

La Figura 16 representa los subprocesos con mayor impacto en el potencial de calentamiento global. Como no se incluyen las emisiones al aire en la representación, solo se tratan las principales contribuciones negativas aparte de las emisiones directas al aire. Destaca el consumo de electricidad de la red como el mayor contribuidor, con el -4,11% del impacto total de - 8,41 kg CO<sub>2eq</sub> es decir una aportación de +0,35 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>. Con contribuciones menos relevantes aparecen también por orden de importancia la construcción de las plantas de fabricación de los químicos, el transporte del CO<sub>2</sub> hasta su sitio de almacenamiento y la producción de MEA. Las emisiones al aire solo son significativas para el impacto positivo, ya que se traducen por emisiones de CO<sub>2</sub> de -8,89 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>, lo que corresponde a la cantidad de CO<sub>2</sub> capturada.

### **5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

A continuación, se presentan los resultados del proceso global de la obtención de 1 kg de H<sub>2</sub> a partir de la digestión anaerobia de purines con pretratamiento mecánico y motor (escenario 1) desglosadas por etapas una vez que se han combinados los distintos procesos entre ellos. Los datos vienen recopilados en la Tabla 26.

La Figura 17 muestra el desglose por etapas del potencial de calentamiento global.

Tabla 26: Evaluación final de impactos

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Total</i>	<i>SMR+CCS</i>	<i>Transporte biometano</i>	<i>Enriquecimiento</i>	<i>DA escenario 1</i>
Agotamiento abiótico [kg Sb eq]	2,91 E-5	1,91 E-5	1,03 E-8	5,39 E-6	4,68 E-6
Agotamiento abiótico (recursos fósiles) [MJ]	8,81	6,22	3,08 E-1	4,93 E-1	1,79
Potencial de calentamiento global (GWP100) [kg CO <sub>2</sub> eq]	-3,10	-8,41	2,39 E-2	6,72 E-1	4,61
Reducción de la capa de ozono (ODP) [kg CFC-11 eq]	2,72 E-8	1,35 E-8	5,4 E-10	7,97 E-10	1,25 E-8
Toxicidad humana [kg 1,4 -DB eq]	3,96	2,69	3,07 E-3	5,11 E-1	7,50 E-1
Ecotoxicidad en aguas dulces [kg 1,4 -DB eq]	1,5	9,44 E-1	4,28 E-3	2,02 E-1	3,50 E-1
Ecotoxicidad en aguas marinas [kg 1,4 -DB eq]	2,01 E3	1,22 E3	5,86	2,73 E2	5,17 E2
Toxicidad en el suelo [kg 1,4 -DB eq]	2,93 E-2	1,28 E-2	2,95 E-5	5,66 E-3	1,09 E-2
Oxidación fotoquímica [kg C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ]	1,26 E-3	1,72 E-4	2,48 E-6	1,56 E-4	9,25 E-4
Acidificación [kg SO <sub>2</sub> eq]	2,71 E-2	5,78 E-3	3,36 E-5	4,71 E-4	2,08 E-2
Eutrofización [kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> eq]	6,82 E-3	1,47 E-3	1,12 E-5	1,59 E-4	5,18 E-3

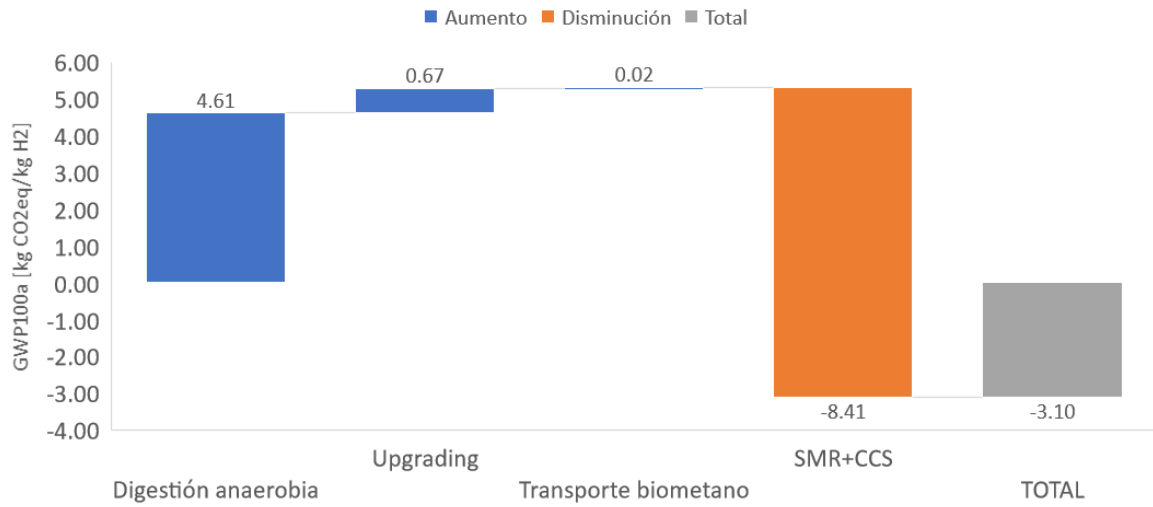


Figura 17: Desglose por fases para el impacto de calentamiento global

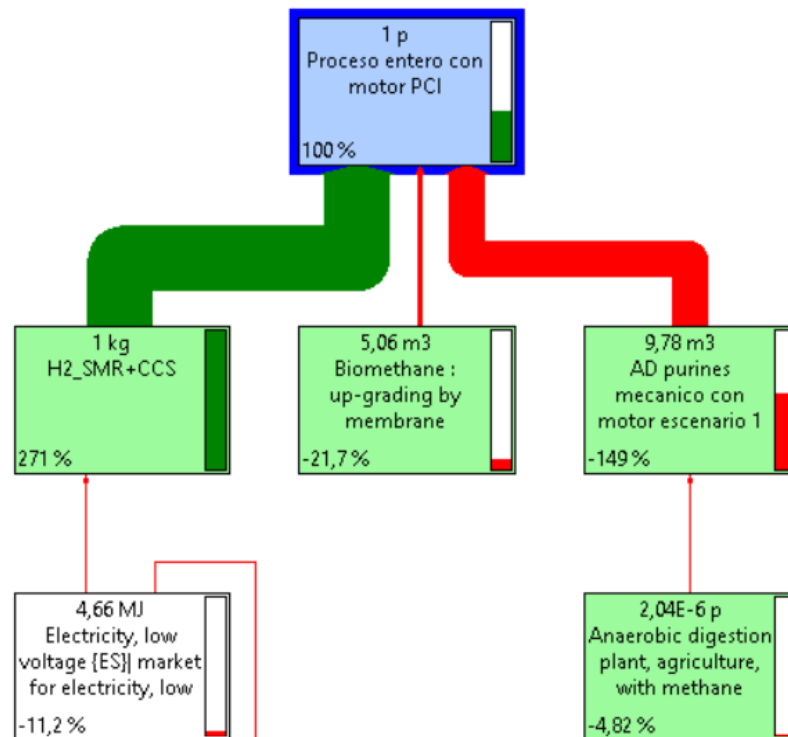


Figura 18: Repartición del impacto entre los subprocesos



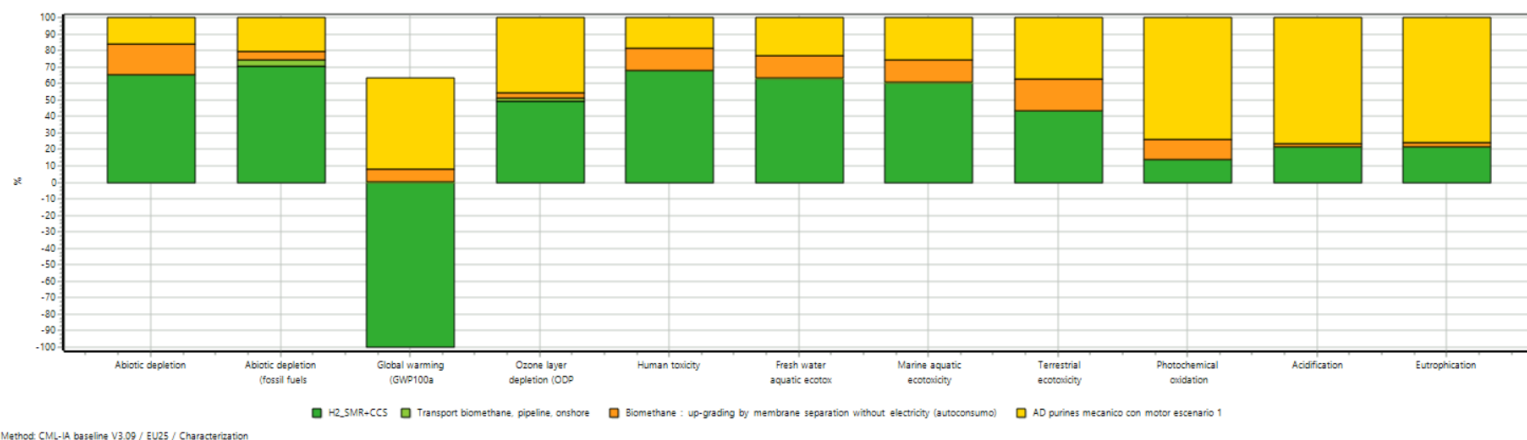


Figura 19: Caracterización de los impactos del proceso entero

El impacto positivo en de la captura de CO<sub>2</sub> en el calentamiento global se ve parcialmente neutralizado por los impactos negativos de otros procesos. Se ve claramente en la Figura 18 y en la Figura 19 que la etapa que más emite es la de digestión anaerobia: 4,61 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub> (Tabla 26). Sin embargo, aun así, se ha conseguido la producción de 1 kg de hidrógeno retirando un total de 3,1 kg de CO<sub>2eq</sub> de la atmósfera, el equivalente a un trayecto de 33 km en coche tomando el valor de 95 gCO<sub>2</sub>/km indicado en la normativa de emisiones de vehículos nuevos (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2019).

Es importante mencionar que la gestión de los residuos, en este caso los purines, siempre tiene un impacto medioambiental: las emisiones del proceso, en mayoría emisiones de metano como se ha visto, ocurren de todos modos y mayores cantidades son liberadas a la atmósfera si no se trata correctamente el residuo. De la misma manera, los impactos en la contaminación del aire, del suelo y del agua debidos a la producción de purines por la industria agropecuaria pueden ser parcialmente mitigados mediante una gestión adecuada, por ejemplo, la digestión anaerobia. El impacto en calentamiento global puede llegar a ser 46% menor en el caso de aplicar un tratamiento frente a no aplicarlo, y el impacto en acidificación de suelos 95% menor con tratamiento que sin él (Corbala-Robles, Sastafiana, Van linden, Volcke, & Schaubroeck, 2018). Este aspecto no se ha podido incluir en el estudio debido a la falta de datos y métodos para evaluar el impacto evitado, que depende de varios

factores, como el uso potencial de los residuos, la calidad de la gestión, entre otros. Sin embargo, al formular conclusiones, es útil considerar que hay impactos evitados adicionales que no han sido evaluados.

## **Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

Se ha realizado un análisis completo del ciclo de vida de la producción de 1 kg de hidrógeno "dorado", generado a través del reformado de biometano con vapor (SMR). Este biometano se obtiene mediante el enriquecimiento del biogás producido por digestión anaeróbica de purines, con captura de carbono en la salida del proceso de SMR. El resultado obtenido en cuanto al potencial de calentamiento global es una contribución negativa de -3,10 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>: se consigue retirar CO<sub>2</sub> de la atmósfera, aunque en cantidades menores a las esperadas debido principalmente a las emisiones de CH<sub>4</sub> que ocurren a lo largo del proceso. Sin embargo, es importante resaltar también que no se han descontado las emisiones evitadas por el hecho de gestionar los purines de manera adecuada (como se ha mencionado anteriormente), ni las emisiones evitadas correspondiente a la producción convencional de 1kg de H<sub>2</sub>. En efecto, hoy en día, las necesidades en H<sub>2</sub> están cubiertas en su gran mayoría por hidrógeno gris; por lo tanto, sustituir este modo de producción por el analizado en el marco de este trabajo permitiría evitar las emisiones correspondientes en adición de su potencial intrínseco para retirar CO<sub>2</sub> de la atmósfera.

Como elemento de comparación, el valor aproximado de emisiones del proceso calculado en el Capítulo 3. combinando los resultados de dos estudios era de -2,75 kg CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>: es decir, un valor bastante parecido al valor obtenido en el marco del presente trabajo.

En cuanto a los trabajos futuros, el próximo paso el más relevante sería un análisis de costes del ciclo de vida, con el fin de evaluar la viabilidad financiera del proceso. Otros estudios se interesaron en el análisis de costes, por ejemplo en el caso de la producción de 1 kg de H<sub>2</sub> dorado a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos: el estudio de (Soler, Linares, Arenas, & Romero, 2022) llega a un precio inferior a los 2€/kg H<sub>2</sub> cuando se tienen en cuenta los créditos de CO<sub>2</sub> y que se considera una zona con una población de al menos 300 000 habitantes, lo que representa un coste bastante interesante ya que el coste medio en España de los proyectos de hidrógeno verde derivados de las pujas en el Banco

Europeo del hidrógeno es de 5,8€/kg (García, 2024). El hidrógeno dorado podría, además de tener un impacto positivo en la lucha contra el cambio climático, convertirse en un vector energético altamente competitivo en términos de precios. Con más tiempo para profundizar este trabajo, se hubiera dado prioridad a la evaluación económica para tener más claros los potenciales retos y oportunidades.

Otra línea de investigación futura es el análisis de otras fuentes de obtención de biogás: como por ejemplo residuos sólidos urbanos, como se ha mencionado anteriormente, también a partir de lodos de depuradoras, de gases de vertederos o de otros tipos de residuos agrícolas o de la industria agroalimentaria. Tanto las características del biogás obtenido como el uso de los recursos necesarios para su obtención y transformación pueden cambiar, con lo cual los resultados serán distintos. Sería interesante construir un benchmark con las distintas posibilidades, sus respectivas emisiones evitadas y los costes correspondientes, aunque el mayor reto es indudablemente la obtención de suficientes datos fiables y seguros para la realización de tal estudio.

## Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

Aguiriano Guerra, I. (2023). *DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL DE GANADO VACUNO*.

Ardolino, F., Gardamone, G., Parrillo, F., & Arena, U. (2021). *Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective*.

Ardolino, F., Parrillo, F., & Arena, U. (2018). *Biowaste-to-biomethane or biowaste-to-energy? An LCA study on anaerobic digestion of organic waste*.

Chen, Y., & Yan, Z. (2016). *Internet of things based real time computation on the thermophysical properties of classical foods in Wuhan City using Choi-Okos Model*. Advance Journal of Food Science and Technology.

Corbala-Robles, L., Sastafiana, W., Van linden, V., Volcke, E., & Schaubroeck, T. (2018). *Life cycle assessment of biological pig manure treatment versus direct land application – a trade-off story*.

Dauriat, A., Gaillard, G., Alig, M., Deborah, S., Membrez, Y., Bachmann, N., . . . Sinaj, S. (2011). *Analyse de cycle de vie de la production centralisée et décentralisée de biogaz en exploitations agricoles - Rapport final*. CH-3003 Berne.

Dirección General del Parque Tecnológico de Valdemingómez. (2022). *Memoria de actividades de la Dirección General del Parque Tecnológico de Valdemingómez Año 2022*.

Duan, N., Khoshnevisan, B., Lin, C., Liu, Z., & Liu, H. (2020). *Life cycle assessment of anaerobic digestion of pig manure coupled with different digestate treatment technologies*.

Ecoinvent. (2022). *Ecoinvent 3.9 Dataset Documentation*.

- Ecoinvent. (2024). *Ecoinvent Database*. Recuperé sur <https://ecoinvent.org/database/>
- Enerdata. (2023). Recuperé sur <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>
- Fleury, A. (2024, Avril). *Que représente (réellement) une tonne d'équivalent CO2 ?* Recuperé sur Carbo Academy: <https://www.hellocarbo.com/blog/calculer/tonne-equivalent-co2/>
- García, P. (2024, junio 1). El éxito de España en la subasta europea de hidrógeno anticipa una guerra de subvenciones. *El Economista*.
- Gerber, M., & Schneider, N. (2015). *Density of biogas digestate depending on temperature and composition*. Bioresource Technology.
- Global Syngas Technologies Council. (s.d.). *Partial oxidation*. Recuperé sur Global syngas: <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-production/partial-oxidation/>
- Guan, D., Zhao, J., Wang, Y., Fu, Z., Zhang, D., Zhqng, H., . . . Wang, D. (2024). *A critical review on sustainable management and resource utilization of digestate*.
- IEA. (2022). *Low-Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap*.
- Imperial College London. (2012). *p-h Diagram for Solid, Liquid and Gaseous CO2*.
- ISO 14040:2006. (s.d.). *Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework*.
- J. Fernandes, D., F. Ferreira, A., & C. Fernandes, E. (2023). *Biogas and biomethane production potential via anaerobic digestion of manure: A case study of Portugal*. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Jurgutis, L., Šlepetiene, A., Šlepetys, J., & Ceseviciene, J. (2021). *Towards a Full Circular Economy in Biogas Plants: Sustainable Management of Digestate for Growing Biomass Feedstocks and Use as Biofertilizer*. Energies.

- Khojasteh Salkuyeh, Y., A. Saville, B., & L. MacLean, H. (2017). *Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies.*
- Krischan, J., Makaruk, A., & Harasek, M. (2012). *Design and scale-up of an oxidative scrubbing process for the selective removal of hydrogen sulfide from biogas.*
- Linares Hurtado, J. I., Santos Montes, A., & Lefranc, L. (2023, 07 07). *Qué es el hidrógeno dorado y cómo puede ayudarnos a reducir las emisiones del cement.* Récupéré sur RETEMA.
- National Renewable Energy Laboratory. (2003). *Gas-fired distributed energy resource technology characterizations.*
- Naturgy. (2019). *Los gases renovables - Un vector energético emergente.*
- Noureddine Hajjaji, S. M.-P. (2016). *Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming.*
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2019). *REGLAMENTO (UE) 2019/631.*
- Ravikumar, D., Keoleian, G., & Miller, S. (2020). *The environmental opportunity cost of using renewable energy for carbon capture and utilization for methanol production.*
- Roa, M. M. (2022, 05 29). *Statista.com.* Récupéré sur <https://es.statista.com/grafico/27140/desechos-solidos-municipales-generados-per-capita-al-ano/>
- Sbh4 Consulting. (2021). *SMR, ATR and POX processes for syngas production .*
- Sedigas. (2023). *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España.*
- Simapro. (2024). *LCA software for informed changemakers.* Récupéré sur SimaPro: <https://simapro.com/>

Soler, V., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2022). *Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions*.

Vogelsang. (2020). *Effective wet maceration*. Essen.

Xiao, H., Zhang, D., Tang, Z., Li, K., Guo, H., Niu, X., & Yi, L. (2022). *Comparative environmental and economic life cycle assessment of dry and wet anaerobic digestion for treating food waste and biogas digestate*.

Yagüe, L., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2024). *Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon Capture and Storage (Golden Hydrogen)—Application to Spain*. Energies.



