

## VALORACIÓN AMBIENTAL DE LA INSERCIÓN DE BIOGÁS EN REDES DE GAS NATURAL

José Valeriano Álvarez Cabal

Rocío Luiña Fernández

Irene Álvarez González

*Universidad de Oviedo*

Antonio Domínguez Padilla

*Grupo BFC*

### Abstract

The substitution of NG by a renewable equivalent is an interesting option to reduce the use of fossil fuels and the accompanying greenhouse gas emissions, as well as from the point of view of security of supply.

In the biomass alternative energies, one of the more promising is the biogas production. Biogas can be obtained from wood, waste, etc. Usually, biogas is burned to produce electricity and the results are quite good in the cogeneration ones. Another possibility is clean and upgrades the biogas in order to obtain synthetic natural gas (SNG). This route can be benefited from all the advantages of NG, like the existing dense infrastructure, trade and supply network, and NG applications. There are many technological options to upgrade the biogas but all of them imply energy consumption and losses of greenhouse gases.

The aim of this study is to analyze the environmental effects of producing biogas from anaerobic digestion of agro-industrial waste, clean and upgrade it using a very low temperatures separation method. A Life Cycles Assessment methodology was used to compare the effect of the production of SNG using this route and the imported NG.

**Keywords:** *Life Cycle Assessment; biogas; renewable energy; SNG*

### Resumen

La sustitución del gas natural (GN) por una fuente renovable es una opción muy interesante para reducir el uso de combustibles fósiles y, por tanto, la emisión de gases de efecto invernadero, así como desde el punto de vista de la seguridad en el suministro.

Dentro de las energías renovables de biomasa, una de las opciones más prometedoras es el aprovechamiento del biogás. El biogás se puede obtener a partir de madera, de ciertos residuos, etc. Normalmente, el biogás se quema para producir electricidad con buenos rendimientos en instalaciones de cogeneración. Otra posibilidad es limpiar y reformar el biogás para obtener gas natural sintético (GNS). Esta alternativa se beneficia de todas las ventajas del GN como la existencia de una densa red de suministro a industrias y viviendas. Hay varias opciones para el reformado de gas pero todas ellas implican un consumo energético y emisiones de gases de efecto invernadero.

El objetivo de este estudio es analizar los efectos medioambientales de producir biogás a partir de la digestión anaerobia de residuos agro-industriales, limpiarlo,

reformarlo utilizando una tecnología basada en la separación a bajas temperaturas. Se utiliza una metodología basada en el Análisis de Ciclo de Vida para comparar los efectos de la producción del GNS y del GN importado.

**Palabras clave:** *Análisis de Ciclo de vida, biogás, energías renovables*

## 1. Introducción

Las actividades humanas generan un impacto sobre el medio que, cada vez en mayor medida, genera un efecto irreversible. Este impacto está completamente internalizado por la Sociedad, que avanza hacia el concepto de sostenibilidad. No obstante, las medidas que se toman para conseguir dicha sostenibilidad son en gran medida discutibles si se estudian en detalle. Así, la introducción de nuevos materiales, la generación de energías alternativas, etc. pueden suponer más desventajas que beneficios si se considera el verdadero impacto que ocasionan a lo largo de todo su ciclo de vida como consecuencia de los costes de producción, transporte, etc.

Así ocurre con los biocombustibles, inicialmente primados pero actualmente en discusión como consecuencia de sus efectos sobre la biodiversidad, consumo necesario para el laboreo, etc. En el caso que nos ocupa, el biogás no precisa la plantación de grandes extensiones de oleaginosas, si no que se genera a partir de residuos orgánicos, bien sean forestales, industriales o domésticos. No obstante, su producción no se realiza, en general, en las zonas de mayor consumo, lo que provoca pérdidas de rendimiento en el transporte. Poder incorporar el gas generado al grid permitiría su uso en centrales de mayor rendimiento, más cercanos a su punto de consumo. No obstante la viabilidad de este proceso dependerá de su eficacia a lo largo de todo el ciclo de vida lo que, a petición de una empresa energética, es realizado en este estudio.

## 2. Objetivos y alcance

El objetivo de este estudio es valorar la viabilidad de introducir en la red de gas natural el biogás obtenido de residuos, filtrado y reformado hasta darle las características requeridas, considerando su ciclo de vida frente al gas natural actual obtenido en los yacimientos, tratado, transportado e inyectado en la red de baja presión y con las características de composición y poder calorífico indicadas en la legislación vigente en España.

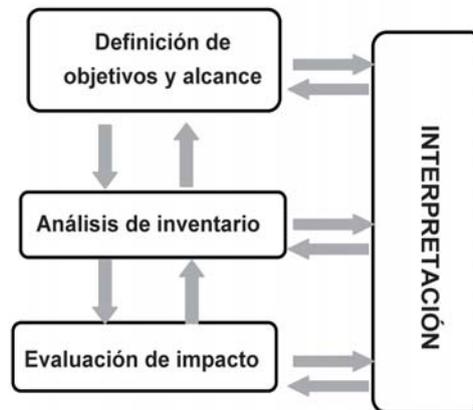
## 3. Metodología utilizada

Para realizar este estudio se va a utilizar la metodología del Análisis del Ciclo de Vida (ACV), que es definida por la norma UNE-EN ISO 14.040 como: “una técnica para evaluar los aspectos medioambientales y los potenciales impactos asociados con un producto proceso, o actividad mediante: la recolección de un inventario de las entradas y salidas relevantes de un sistema; la evaluación de los potenciales impactos medioambientales asociados con esas entradas y salidas; y la interpretación de los resultados de las fases de análisis y evaluación de impacto de acuerdo con los objetivos del estudio” (AENOR 2006).

Como se deduce de la definición utilizada, el ACV es una herramienta que se puede emplear para evaluar las cargas de tipo ambiental asociadas a un producto teniendo en cuenta su ciclo completo. En este caso permitirá realizar una comparativa entre dos formas de realizar un mismo suministro considerando todas las etapas implicadas en cada una de las opciones.

El ACV se compone de una serie de etapas interrelacionadas entre ellas, tal como se muestran en la figura siguiente:

**Figura 1: Etapas en la realización de un ACV**



Los datos para el Inventario del ciclo de vida (ICV) se extraen de bases de datos (principalmente, de Ecoinvent), de datos de la Comisión Nacional de la Energía y de los datos procedentes de instalaciones y de los prototipos existentes, siendo fundamental la aportación de información por parte de las empresas del sector.

La Evaluación del Impacto se realizó utilizando Eco-Indicador 99, método de valoración de puntos finales que permite agrupar en tres categorías de daño: daño a la salud humana medida en años de vida de incapacidad, daño a la Calidad del ecosistema expresados como el porcentaje de especies desaparecidas en un área concreta a causa de la carga medioambiental, y uso de recursos expresado como el incremento de energía necesario para compensar el incremento de dificultad en obtener los mismos recursos (Goedkoop, Effting, Collignon, 2009).

#### 4. Definición de la unidad funcional

La unidad funcional más utilizada en estudios de ciclo de vida relativos a energía son múltiplos del Julio, siendo la más habitual el Giga-Julio (Dinca, Rousseaux, Badea, 2007). No obstante, dadas las características de consumo, transporte y venta del gas, se utilizará como unidad funcional el suministro de 1 m<sup>3</sup> de gas natural en la red de media/baja presión de las compañías distribuidoras.

#### 5. Producción del Gas natural

El gas natural (GN) es una sustancia de origen fósil procedente de la descomposición de materia orgánica atrapada bajo la superficie terrestre en estratos que han impedido su liberación a la atmósfera. Está formado en su mayor parte por metano. En España, la proporción de metano del gas natural suministrado varía entre el 79% y el 97% con una proporción de etano y de propano que puede llegar hasta el 11,4% y el 3,7% respectivamente (CINITEC, 2007).

El mercado español se abasteció de un conjunto de diez países en el pasado ejercicio, destacando un año más Argelia, con una cuota del 35%. Nigeria (18,9%), los Países del Golfo (13,4%), Egipto (12,4%) y Trinidad y Tobago (10,9%) completan la mayoría de las entradas al sistema gasista español.

Respecto a la oferta, 99,7% procedente de importaciones, el 72,6% del gas natural llegó al sistema español transportado en buques metaneros y el restante 27,4% vía gaseoducto (Sedigas, 2008) (Naturgas Energía, 2008).

Las etapas del proceso productivo del gas natural son las siguientes:

#### 1. Exploración y prospección de yacimientos

De acuerdo con los estudios de Erdgas incluidos en la base de datos Ecoinvent, es necesario perforar entre 1,8 m y 7,0 m como promedio por cada 1Mm<sup>3</sup> producidos. Las prospecciones geofísicas no se incluyen por ser despreciables en relación a las emisiones totales y los recursos utilizados (Dones et al. 2005) (Faist-Emmenegger et al. 2007).

#### 2. Producción de gas natural

La extracción debe ser considerada de forma diferente teniendo en cuenta si es en tierra (onshore) o marina (offshore). Aparte de la construcción de las instalaciones, la producción precisa de insumos energéticos para la extracción en motores y turbinas, que usualmente consumen gas natural. Las pérdidas de metano en el proceso de extracción son variables en función de la tecnología utilizada, la edad de las explotaciones y el rigor de la legislación aplicable a cada caso. La energía utilizada en la producción oscila entre los 0,17 MJ/m<sup>3</sup>N y los 0,5MJ/m<sup>3</sup>N. (PRé Product Ecology Consultants, 2004) (Spath, Mann, 2000).

#### 3. Purificación

El gas natural se trata para eliminar el agua, el petróleo, los hidrocarburos de cadena larga y el azufre. Se tiene en cuenta la demanda de energía y sus emisiones, el proceso de las emisiones específicas (en las chimeneas) y la construcción de las instalaciones (incluyendo el uso del suelo). El gas dulce y el gas amargo deben considerarse por separado. El gas amargo tiene un contenido elevado de azufre (6% en volumen de H<sub>2</sub>S) y dióxido de carbono del que se elimina en la purificación hasta el 99% (Laclos, 2004).

#### 4. Transporte a larga distancia

Se debe considerar por separado el transporte por gaseoducto y el transporte de gas natural licuado (GNL) utilizando metaneros.

En los gaseoductos se valora su construcción, los consumos de energía de los compresores, considerados como un porcentaje del gas transportado y las pérdidas de gas. Las pérdidas en los oleoductos dependen de la tecnología empleada. En los países desarrollados se consideran pérdidas promedio del 0,026% por cada 1000 km. La energía consumida en los gasoductos se estima en un 1,8% del gas transportado por cada 1000 Km (Riva, D'Angelosante, Trebeschi, 2006).

En el caso del transporte en metanero, se consideran los consumos de licuefacción y regasificación y el transporte por barco. Se asumen pérdidas alrededor de 0,04% para el gas argelino y un coste energético promedio de 0,01 m<sup>3</sup>N por cada 1000 km.

#### 5. Distribución regional

La distribución regional incluye la construcción de gaseoductos de baja y media presión. La red de gas natural se alimenta de la red nacional a una presión de 80 a 140 bares.

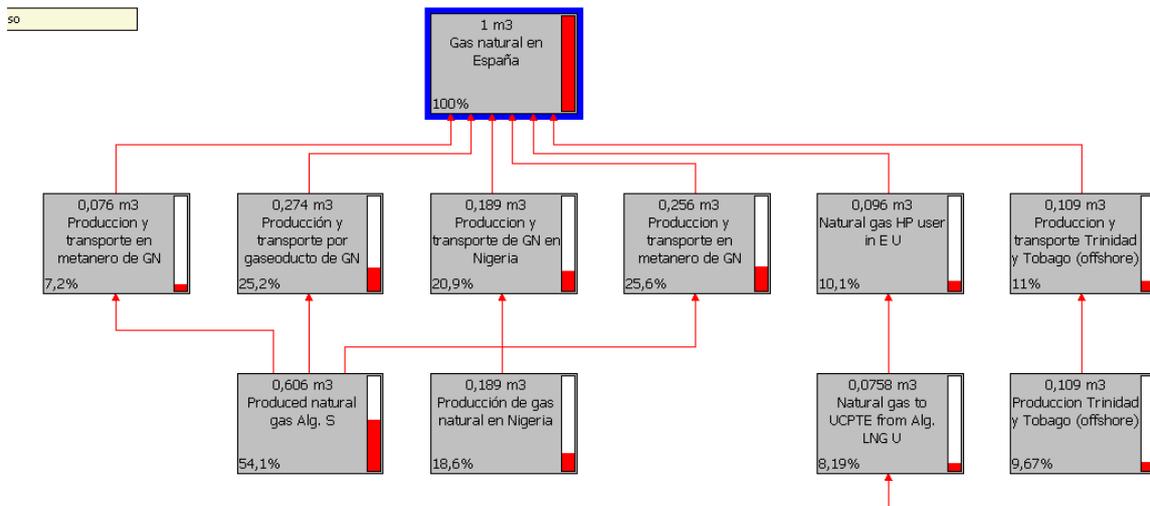
Se considera la excavación, la producción de tubería y su instalación. El sistema en un país desarrollado tiene unas pérdidas del 0,02% en la red de media presión, más el 0,72% en la distribución hasta el consumidor, que en este caso no se considerarán ya que no representaría diferencia en la comparación entre GN y GNS.

### 6. ACV del gas natural

A partir de los datos de procedencia del gas natural, tal como indica la Comisión Nacional de la Energía (2009), se compone el inventario ambiental del gas natural

situado en la red de alta presión a partir de las procedencias mostradas en la siguiente gráfica:

**Figura 2. Inventario ambiental GN-CNE**



- Gas natural procedente de Argelia y transportado por gaseoducto (Argelia-Gas) (27,4%): Se considera un transporte por gaseoducto de 1200 km.
- Gas natural procedente de Argelia y transportado por metanero (Argelia-Met) (7,6%). Se supone una distancia promedio de transporte de 2400 km en metanero, de 440 km de gaseoducto en Argelia y 320 km en España.
- Gas natural procedente de Nigeria transportado por metanero (Nig) (18,9%). Se toma un transporte por metanero promedio de 8000 km. Se produce simultáneamente gas natural y petróleo realizándose la asignación de impactos en función del poder calorífico del producto. Las instalaciones productivas son onshore en el delta del Níger con una pequeña proporción de instalaciones offshore.
- Gas natural procedente de Egipto y el Golfo Pérsico y transportado por metanero (25,6%). Se asemeja a las características de producción de Argelia y un transporte compuesto de gaseoducto (1300 km como valor promedio) y metanero (5000 km como valor promedio)
- Gas natural procedente de Trinidad y Tobago y transportado por metanero (10,9) y otros (9,6%). Producción offshore de carácter genérico con transporte medio de 8000 km en metanero.

## 7. Generación de Gas Natural a partir de biogás

### 7.1. Biogás

El biogás está compuesto principalmente de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), con pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y amoníaco (NH<sub>3</sub>). En ocasiones están presentes trazas de hidrógeno (H<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), hidratos de carbono saturados o halogenados y oxígeno (O<sub>2</sub>). Por lo general, la mezcla de gases está saturada con vapor de agua y puede contener partículas de polvo y siloxanos. Generalmente se obtiene por digestión anaerobia, que ha demostrado su capacidad para reciclar los desechos. Se ha aplicado con éxito en la industria de tratamiento de aguas residuales, la estabilización de lodos de aguas residuales, la gestión de los vertederos y el reciclado de los residuos biológicos y residuos agrícolas como fertilizantes orgánicos (Berglund, Börjesson, 2006).

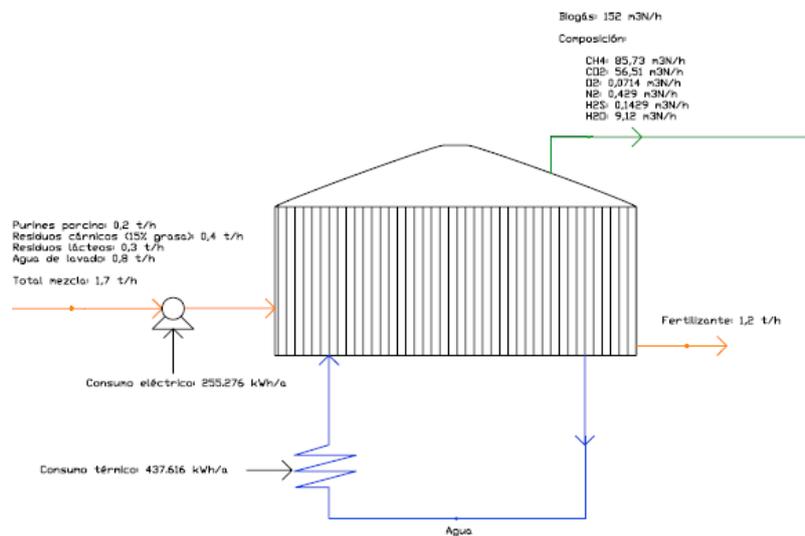
El tratamiento del biogás debe conseguir (Jungbluth, 2007) su desulfuración (la concentración máxima de H<sub>2</sub>S de trabajo es de 5 ppm), la eliminación de agua y la eliminación de CO<sub>2</sub>. Además del biogás, las salidas del proceso de fermentación son digeridos, producto neutro que no afecta a la evaluación y efluente de ensilado (líquidos junto con la mezcla sin digerir), que puede ser utilizado parcialmente como fertilizante orgánico en el campo. Las cargas medioambientales relacionadas con el almacenamiento de la masa para ensilado y odorización del biogás no están incluidas, dado que los impactos ambientales generados serán insignificantes en comparación con los flujos manipulados durante su vida útil (Jury et al., 2009).

Para la valoración se utilizará una planta de producción con capacidad de 1,3 Mm<sup>3</sup> que, partiendo de purines porcinos y residuos cárnicos y lácteos, obtiene biogás con una pureza del 56%, gestionando 12264 Tn de residuos.

**7.2. Descripción del proceso de producción de biogás**

El esquema de la planta propuesta es el contenido en la Figura 3.

**Figura 3. Balance Masa- Energía de la generación de biogás a partir de residuos**



La planta utiliza residuos por lo que se considera que su uso como entrada para producción de biogás es un impacto positivo. La fijación de CO<sub>2</sub> en los residuos biológicos se contabiliza como el consumo de CO<sub>2</sub> en los recursos. El valor real se basa en la suposición de la composición de los residuos biológicos:

- Purines porcinos que, de no tratarse en el digestor emitirían a la atmosfera 1,9648Kg CO<sub>2</sub> por cada m<sup>3</sup> de biogás producido (Edelmann et al., 2001).
- Residuos lácteos con un consumo equivalente de 0,104 kg CO<sub>2</sub> por cada kg de suero (Laclos, 2004). Los rendimientos estimados de 23kg de residuo procesado por cada m<sup>3</sup> de biogás producido, suponen 2,392 kgCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>biogás.
- Residuos cárnicos, asimilados a residuos orgánicos de carácter general, suponiendo una entrada de 3,27 Kg CO<sub>2</sub> por cada m<sup>3</sup> de biogás producido.

**Tabla 1. Proporción de generación de biogás por residuo**

	Cantidades (t/h)	Proporción	Kg CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>
<b>Purines porcino</b>	0,2	22,22%	1,96
<b>Residuos lácteos</b>	0,3	33,33%	2,39
<b>Residuos cárnicos</b>	0,4	44,44%	3,27

A partir de estos datos, se obtiene un valor promedio de 2,687 Kg CO<sub>2</sub> por cada m<sup>3</sup> de biogás producido.

En cuanto al transporte de los materiales, se presupone que las instalaciones que harán uso de la planta estarán uniformemente distribuidas en cuanto a distancia en un radio de 20 km alrededor de la planta, por lo que se asumirá un transporte promedio de 14 Km de los residuos (se trasladarán 5,7 Kg de residuo por cada m<sup>3</sup> de biogás producido, lo que supone 0,08 Tn Km por m<sup>3</sup>).

La planta debe tratar unas 8000 Tn de residuo. Para el inventario ambiental de la infraestructura se parte de los datos de una instalación de digestión que incluya infraestructura para el pre-tratamiento, digestores y tratamiento del material fermentado, para una capacidad similar (KOMPOGAS, 2005). Se supone una vida útil de la instalación de 25 años y de la maquinaria de 10 años. La maquinaria utilizada se aproxima a material hierro.

El suelo necesario es de 3000 m<sup>2</sup> de un área que se deberá catalogar como "edificación industrial" lo que supone una transformación adicional para considerar las infraestructuras y las vías de comunicación necesarias:

#### Recursos naturales

Ocupación de terreno, construcción de área industrial	75000	m2
Ocupación de terreno, preparación del terreno	3000	m2
Transformación en categoría IV	3000	m2
Construcción de la planta	3000	m2

#### Materiales(combustibles)

Hormigón, normal, en planta	1854,5	m3
Acero para construcción	120000	kg
Aluminio, valor medio, en planta	1000	kg
Poliestireno de alto impacto HIPS, en planta	3920	kg
PVC desde almacenamiento regional	3500	kg
Arena	106400	kg
Grava	1972500	kg
Asfalto	11150	kg
Hierro (Maquinaria)	188000	kg
Cobre	3000	kg
Transporte en camión	333590	tkm

#### Residuos que precisan tratamiento

Tratamiento de residuos de construcción, hormigón	4080000	kg
Tratamiento de residuos, Asfalto a vertedero	117550	kg
Tratamiento de residuos, poliestireno a incineradora municipal	3920	kg
Tratamiento de residuos, PVC a incineradora municipal	3500	kg

Durante la operación normal de la planta, se produce un consumo de energía eléctrica y de calor. De acuerdo con los datos suministrados, los consumos son los siguientes:

<u>Salida a la Tecnoesfera</u>	1	m3N
Fertilizante	1200	Kg
<u>Entradas de la tecnoesfera</u>		
Purines porcino	200	kg
Residuos cárnicos (15% de grasa)	400	kg
Agua de lavado	800	kg
Energía eléctrica para compresor	0,192	Kwh
Energía térmica (Kwh)	0,328	Kwh
(MJ)	1,183	MJ

Además, se debe tener en cuenta un consumo de diesel de 18 MJ/t de bioresiduo para el trabajo de la carretilla elevadora en el postcompostaje.

Las emisiones de metano CH<sub>4</sub> y de CO<sub>2</sub> se producen exclusivamente durante el post-tratamiento aeróbico de la materia digerida. Las emisiones debidas a fugas de las tuberías son muy pequeñas y su valor es desconocido, por lo que no se contabilizan.

Parte de la descomposición orgánica tiene lugar fuera del digestor. De los estudios se deduce que la descomposición orgánica es del 55% y que, como promedio, el 24% del Carbono se descompone durante el post-compostaje, emitiéndose un 30% como metano y el resto como CO<sub>2</sub>. Puesto que se generan 2,687 Kg CO<sub>2</sub> por cada m<sup>3</sup> de biogás producido, esto implica las siguientes emisiones (Schleiss, Edelmann, 2004).

CO <sub>2</sub>	0,25 Kg/m <sup>3</sup> de biogás
CH <sub>4</sub>	0,04 Kg/m <sup>3</sup> de biogás

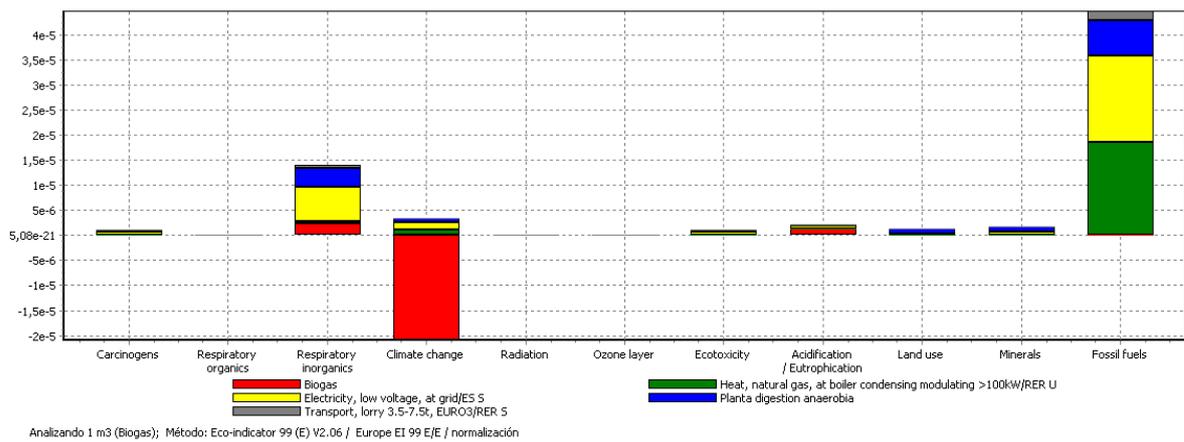
El 12% de la pérdida total de nitrógeno es en forma de amoníaco, que puede reducirse en un 95%, instalando un biofiltro (Gronauer, Helm, & Schön, 1997), pero con ello no desaparecen las emisiones de monóxido de nitrógeno e hidrógeno de sulfuro. También se incorporan las emisiones de amonio, que tienen lugar cuando el agua escurrida se extiende sobre tierras agrícolas. Se contabiliza en 0,625 kg/m<sup>3</sup> de agua

NO	0,00018202 Kg/m <sup>3</sup> de biogás
SH	0,00044683 Kg/m <sup>3</sup> de biogás
Amonio sobre tierra agrícola	0,00041673 Kg/m <sup>3</sup> de biogás

### 7.3. Valoración y caracterización de impactos

En este apartado se repasaron los resultados de la valoración de impactos. Se puede observar el efecto positivo que tiene la fijación de carbono ya que supone una reducción muy relevante del impacto. También se observa el fuerte impacto de la construcción de la planta de tratamiento y del consumo de combustibles fósiles, ya que tanto en producción como en construcción se ha supuesto valores promedio de distribución eléctrica en España.

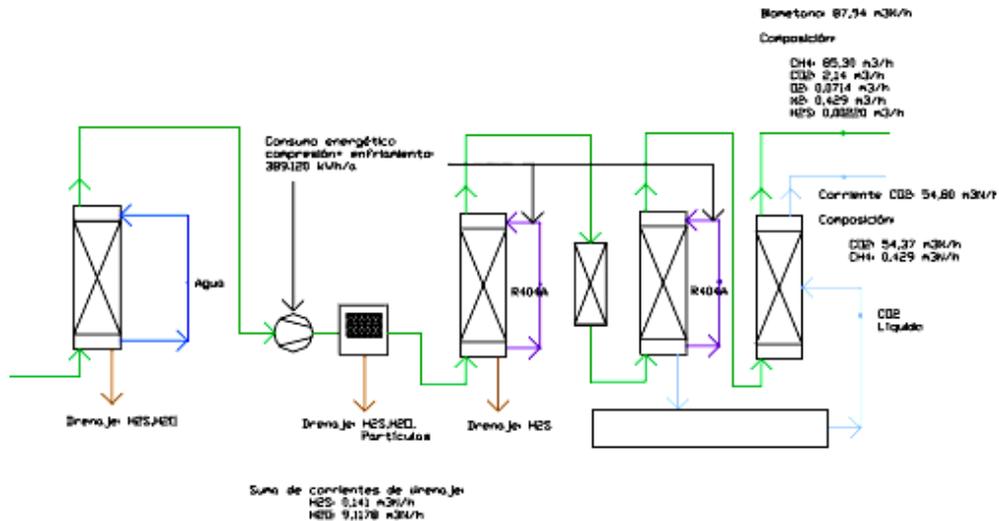
Figura 4. Valoración ponderada del impacto ambiental del biogás por Ecoindicadores 99



### 7.4. Análisis del ciclo de vida del reformado de biogás

El biogás es enriquecido hasta darle la calidad requerida en la inyección a red mediante un proceso de separación criogénica tras una separación previa del H<sub>2</sub>S por adsorción con carbón activado. En dicho proceso el gas se comprime a bajas temperatura y se expande para separar sus componentes, obteniéndose al final del proceso fracciones separadas de un gas con un 96% de metano, el gas natural sintético y CO<sub>2</sub> almacenado (Persson, Wellinger, Rebnlund, Rabm, 2006). El proceso está diseñado para tratar todo el biogás producido generando 0,77Mm<sup>3</sup> de GNS al año.

Figura 5. Balance masa y energía del reformado de biogás



La planta propuesta utiliza separación criogénica de gases que proporciona una gran calidad en la separación. Se basa en que el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y los demás contaminantes del gas licuan a diferentes combinaciones de presión y temperatura, lo que hace sencillo separarlos del metano. Su ventaja es que almacena todos los gases resultantes por lo que el CO<sub>2</sub> no se emite, y como principal desventaja se tiene un fuerte consumo de energía. La separación tiene lugar a temperaturas muy bajas, cercanas a -100°C y altas presiones, unos 40 bares.

El proceso tiene dos salidas principales: gas natural sintético y CO<sub>2</sub> a presión. El CO<sub>2</sub> es utilizado en procesos de síntesis orgánicas y en la industria alimentaria (por ejemplo, en bebidas refrescantes). No se ha realizado un estudio de la valoración económica de dicho producto por lo que se supondrá que no se obtiene ningún valor

del mismo, y que su uso es una forma de valorización sin coste. Por lo tanto en la asignación de los impactos ambientales la totalidad se asignarán a la producción de GNS, suponiendo que la producción de CO<sub>2</sub> es neutra en cuanto a impacto ambiental para el proceso.

**7.5. Inventario ambiental del reformado de biogás**

La planta debe tratar 823 Tn anuales de biogás (suponiendo una densidad de 0,6 Kg/m<sup>3</sup>) y tiene unas instalaciones complejas y exigentes. Se considera que la planta se situará en el mismo terreno habilitado para la instalación de biogás por lo que no se hace necesaria nueva ocupación de terreno.

La electricidad y el calor se consideran de fuentes promedio. Para los cálculos se supondrá una vida de la instalación de 15 años.

El enfriamiento se realizará mediante intercambio utilizando refrigerante R404A. Este refrigerante es de tipo HFC. Es un producto libre de cloro por lo que su ODP es cero, lo cual hace que sea no dañino para la capa de ozono. Por ello, al no tener efecto reseñable, no se incorporará dentro del inventario ambiental.

Los datos de consumo estimados serán:

Salida a la Tecnoesfera	1 m <sup>3</sup> N
CO <sub>2</sub> líquido	0,62315215
Entradas de la Tecnoesfera	
Biogás al 56%	1,73 m <sup>3</sup> N
Electricidad para compresor+enfriamiento	0,505 Kwh

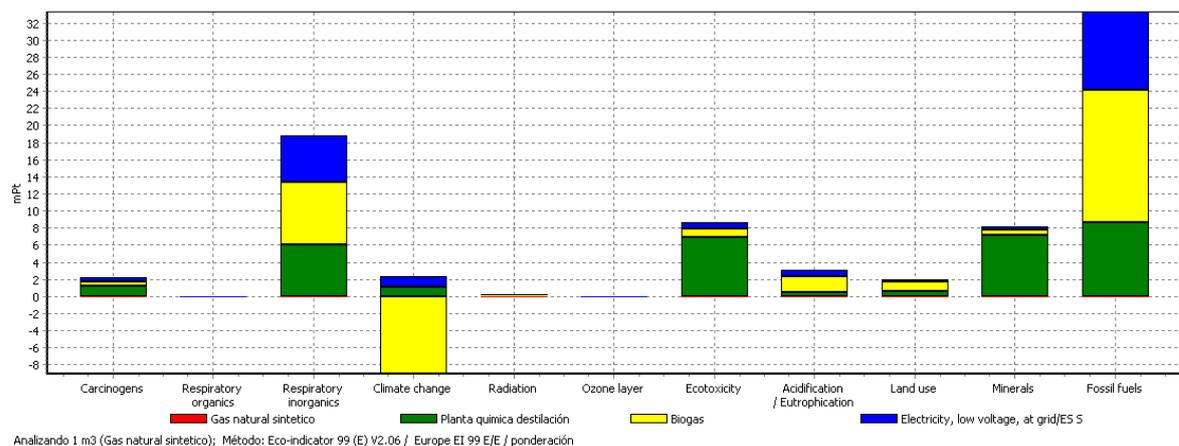
De acuerdo con lo indicado anteriormente, el CO<sub>2</sub> resultado del proceso no se considera un residuo. Por lo tanto, los residuos del proceso son únicamente agua y H<sub>2</sub>S, en las cantidades indicadas a continuación para cada m<sup>3</sup> de GNS producido:

H <sub>2</sub> S	0,001603 m <sup>3</sup> N
H <sub>2</sub> O	0,10368 m <sup>3</sup> N

**7.6. Valoración de impactos del reformado de biogás**

En este apartado se repasaron los resultados de la valoración de impactos. Si se realiza la valoración utilizando el método Ecoindicador 99, ofrece los siguientes resultados:

**Figura 6. Valoración impacto ambiental del reformado de biogas por Ecoindicadores 99**

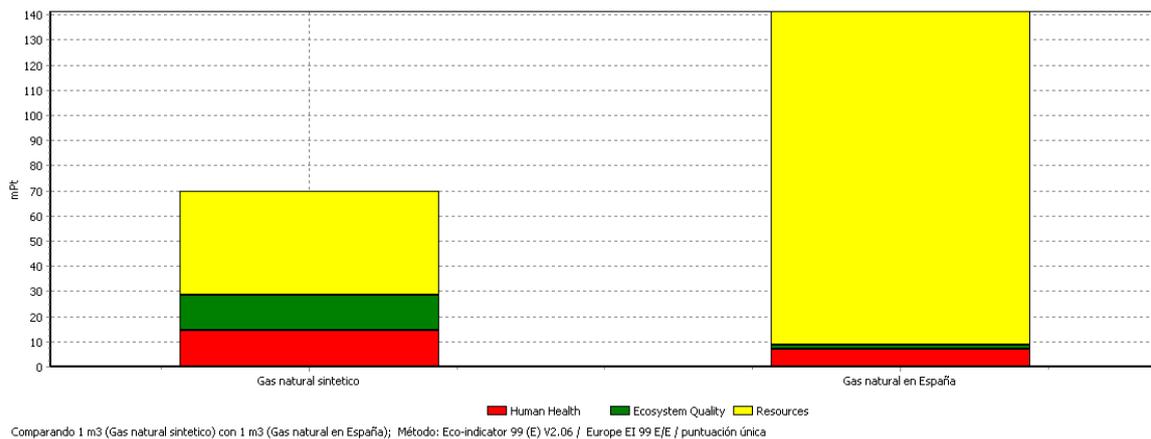


Se advierte en color verde el efecto de construcción de la planta de reformado, que tal como se indicó en el inventario está bastante sobredimensionada. La Figura 6 muestra, también, la gran importancia del consumo de combustibles fósiles debido a la necesidad de energía eléctrica y calor, que se han supuesto tienen una procedencia que se corresponde con la media del mercado español de energía (es decir, se supone que no se produce autoconsumo). Respecto al efecto sobre la fijación de CO<sub>2</sub>, sigue siendo positivo.

### 8. Comparativa entre GN y GNS

Al realizar la comparación basándose en el método de valoración Ecoindicadores 99, se puede observar como el impacto medioambiental valorado para el GNS es sensiblemente inferior al GN y ese efecto se debe, sobre todo, al menor uso de recursos. Este aspecto es contemplado por el método tanto por el uso de recursos e insumos en el ciclo de vida como por la mayor dificultad posterior en la extracción de recursos no renovables (como es el caso del gas natural). La ponderación entre categorías ha sido la habitual en este método: 40% para la Salud Humana, 40% Calidad del Ecosistema y 20% Recursos.

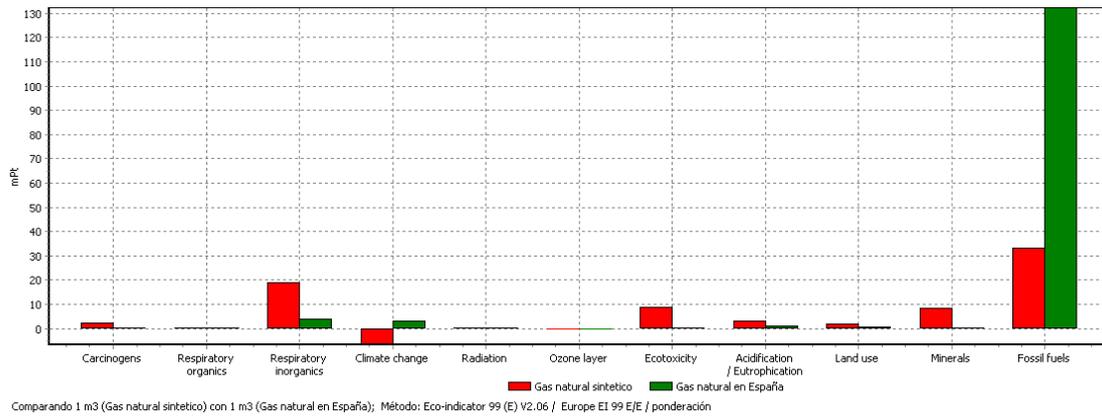
Figura 7. Comparativa entre GN y GNS. Valoración global Ecoindicadores 99



Se puede observar que el impacto ambiental en los indicadores que caracterizan la salud humana, carcinógenos, y orgánicos respirados, es sensiblemente más alto para el GNS, lo que se corresponde con la mayor necesidad de construcción de instalaciones y con sus mayores emisiones. En el resto de las categorías evaluadas, salvo cambio climático y combustibles fósiles, el impacto ambiental de la producción de GNS es superior.

Pero si se pondera cada uno de los impactos, se obtiene la Figura 8. En ella se observa que los impactos más relevantes son los combustibles fósiles (con un esperado fuerte efecto en la obtención del GN), aspectos de ecotoxicidad en cuanto a la Calidad del Ecosistema e inorgánicos respirables en cuanto a la categoría de Salud Humana (superiores para el GNS por la consideración de las emisiones que incluyen también las de uso del abono y la mayor necesidad de instalaciones para su producción).

**Figura 8. Comparativa entre GN y GNS. Valoración por categorías desglosadas con ponderación Ecoindicadores 99**



Se ha comparado el impacto generado por la producción de GNS en la instalación descrita con el producido por una instalación de referencia que lo obtiene por un proceso de separación por adsorción (valores promedios de plantas con gasificación de madera de distintas tecnologías) (Jungbluth et al., 2007) observándose, tal y como se ve en la Figura 9, que la planta propuesta tiene un impacto mucho mayor en cuanto a Recursos (categoría que solo incluye Recursos minerales y Combustibles Fósiles) por la tecnología empleada en la separación del metano, un menor impacto en la Calidad del Ecosistema, gracias sobre todo a su mayor contribución a la fijación de carbono con el efecto positivo que supone en el Cambio Climático y peor resultado en Salud, lo que se debe a la contabilización de las emisiones producidas por el abono que aparece como resultado del proceso. En la Figura 10 se puede ver el detalle de las distintas categorías de esta comparación.

**Figura 9. Comparativa entre GNS y proceso de referencia.**

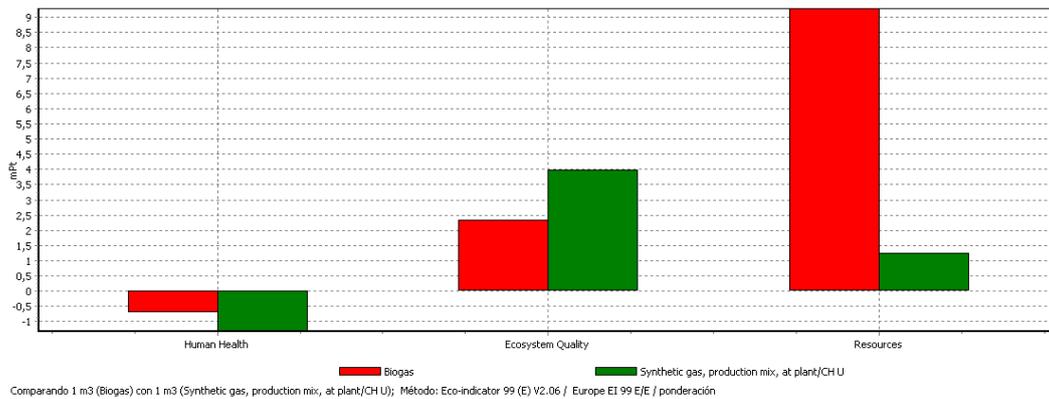
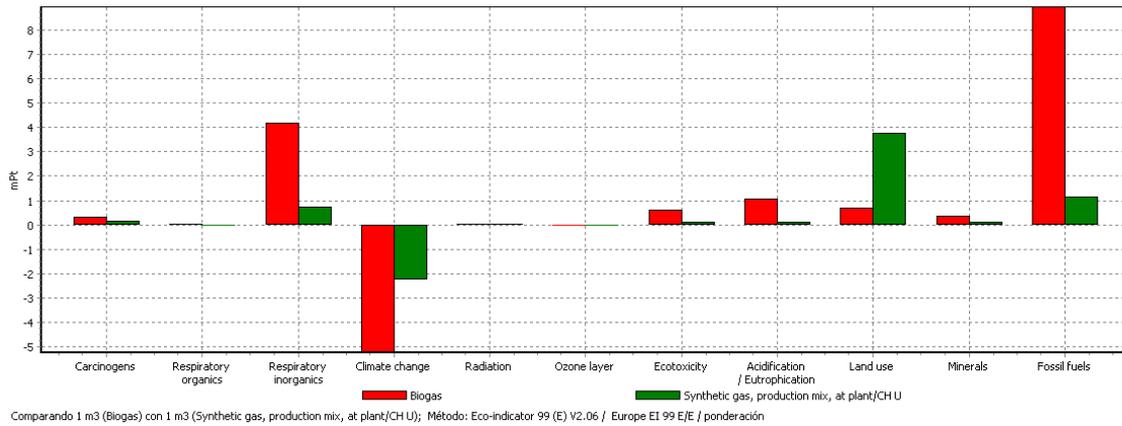
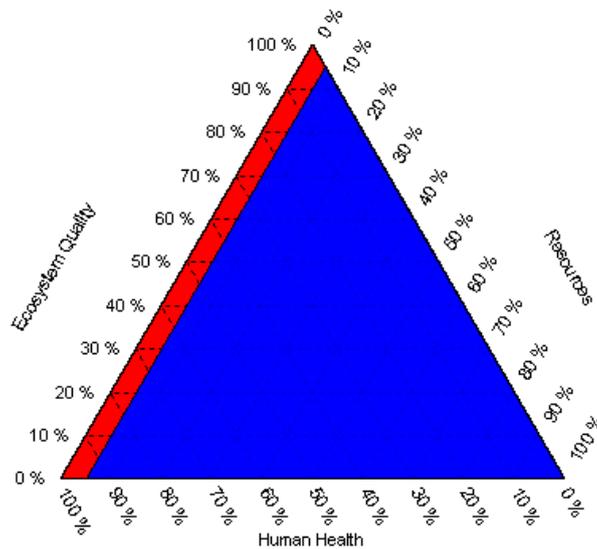


Figura 10. Comparativa entre GN y proceso de referencia. Valoración por categorías desglosadas con ponderación Ecoindicad 99



Como ya se comentó previamente, la puntuación final que puede verse en la Figura 7 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se corresponde con una ponderación idéntica de cada uno de los indicadores, lo que hace que Salud Humana y Calidad del Ecosistema se valoren con 40% y un 20% los Recursos. El uso de la herramienta Mixtri2, presenta todas las posibles ponderaciones (Figura 11 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Se sabe que ponderaciones mayores del 80% y menores del 20% son difícilmente defendibles, y hay que irse a ponderaciones muy bajas de la categoría recursos para encontrar situaciones (indicadas en rojo sobre el triángulo) en las que el impacto ambiental del GNS sea superior al del GN.

Figura 11. Comparativa entre GN y GNS. Triángulo Mixtri según Ecoindicadores 99

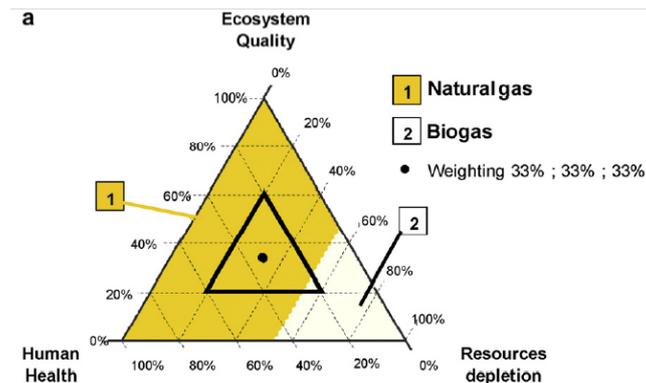


### 9. Conclusiones

Como se ha mostrado en los apartados anteriores, se puede concluir que el método propuesto para obtención de gas natural sintético tiene menor impacto ambiental (evaluado de forma global) que la obtención de gas natural a partir de yacimiento. Esta apreciación se mantiene, salvo que la ponderación que se realice del consumo de recursos naturales sea extremadamente baja. Este resultado se produce siendo prácticamente independiente del método de valoración. Sólo en aquellos métodos en los que la valoración de recursos es relativamente baja y donde se penalizan de forma muy elevada las emisiones puede discutir este resultado. Se basa en una serie de premisas, que marcan fundamentalmente los resultados:

- La obtención de GNS se realiza por el tratamiento de residuos que deberían ser tratados de forma alternativa de no haberse usado para este fin. Esto hace que el proceso se comporte como un mecanismo de fijación de carbono, con una valoración mejor del proceso global en cuanto a cambio climático y consumo de recursos. Estudios de carácter general han dado como resultado Mixtrix como el que se muestra en la Figura 12 para la comparación entre gas natural y biogás, pero se partía de la dependencia de cultivos como punto de partida del proceso (Jury et al., 2009).

**Figura 12. Triángulo Mixtrix de carácter genérico de la comparación entre gas natural y biogás (extraído de Ecoinvent)**



- La valoración de los impactos de la producción de gas natural no es completa al no contarse con datos exactos de los vertidos y emisiones producidas, por lo que se puede considerar que se encuentran subestimadas en el estudio.
- Se han considerado las emisiones post-digestión, lo que repercute en los apartados Salud Humana y Calidad del Ecosistema de los métodos de valoración utilizados, explicando, junto con la anterior premisa, los altos valores (comparativamente hablando) para el GNS.
- En los consumos de energía del proceso de obtención de GNS se ha supuesto que la electricidad proviene del mix nacional de producción eléctrica, en el que la carga de no renovables es muy alta. El impacto ambiental del proceso se vería reducido utilizando energía eléctrica de procedencia renovable.

Por todo ello, cabe entender que el proceso de obtención de GNS mostrado ofrece un impacto ambiental más reducido que la obtención de GN a partir de yacimientos.

## 10. Referencias

- AENOR, 2006. ISO14040 Gestión Ambiental. Analisis del Ciclo de Vida. Principios y Marco de referencia. ISO14044 Gestión Ambiental. Analisis del Ciclo de Vida. Requerimientos.
- Berglund, M., Börjesson, P. "Assessment of energy performance in the life-cycle of biogás production". Biomass and Bioenergy No. 30, pp. 254-266. 2006.
- CINITEC, Universidad Rey Juan Carlos. "Informe de Vigilancia Tecnológica. Mercados energéticos españoles y empresas más representativas del sector". Círculo de Innovación en Tecnologías Medio Ambientales y Energía. Febrero, 2007.
- Comisión Nacional de la Energía. "Supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro". 2009.
- Dinca, C., Rousseaux, P., & Badea, A. "A life cycle impact of the natural gas used in the energy sector in Romania". Journal of Cleaner Production (Elsevier), nº 15 (2007): 1451e1462.

- Dones, R., Heck, T., Emmenegger, M. F., Jungbluth, N. "Life cycle inventories for the nuclear and natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis". The ecoinvent database: Energy Supply. The International Journal of Life Cycle Assessment 10 (1), pp. 10-23. 2005.
- Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Heck, T., Röder, A., Faist-Emmenegger, M., Frischknecht, R., Jungbluth, N., & Tuchshmid, M. "Life Cycle Inventories of energy systems: Results for current system in Switzerland and other UCTE Countries. Data v2.0 (2007)". Ecoinvent Centre: Swiss Centre for Life Cycle Inventories. Ecoinvent report No. 5. Villigen and Uster, December 2007.
- Gronauer A., Helm M., & Schön H. "Verfahren und Konzepte der Biofaballkompostierung". Vergleich - Bewertung - Empfehlung. Bayrische Landesanstalt für Landtechnik der TU München-Weihenstephan., 1997.
- KOMPOGAS AG. "Mechanical Biological Waste Treatment based on the KOMPOGAS Process". Suiza, 2005
- Naturgas energía. "Informe anual 2008". Naturgas Energía Grupo, S.A. 2008.
- Persson, M., Jönsson, O., & Wellinger, A. "Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standrs and Grid Injection". IEA Bioenergy. December 2006.
- PRé Product Ecology Consultants. "SimaPro 7. Database Manual. The EHT-ESU 96 libraries". June 2004.
- Riva, A., D'Angelosante, S., & Trebeschi, C. "Natural gas and the environmental results of life cycle assessment". Energy No 31, pp. 138-148. 2006.
- Schleiss, K., & Edelmann, W. "Stromproduktion aus der Feststoff-Vergärung". Bundesamt für Energie und Biogasforum Schweiz, Baar: ENET, 2004.
- Sedigas. "Informe anual 2008". Asociación Española del Gas (Sedigas). 2008.
- Spath, P. M. & Mann, M. K. "Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System". National Renewable Energy Laboratory (NREL). September 2000.

**Correspondencia** (Para más información contacte con):

José Valeriano Álvarez Cabal  
Phone: +34 985 10 42 72  
Fax: + 34 985 10 42 56  
E-mail : [gestion@api.uniovi.es](mailto:gestion@api.uniovi.es)  
URL : [www.api.uniovi.es](http://www.api.uniovi.es)