



USOS Y APLICACIONES ENERGÉTICAS DE LA BIOMASA

HACIA UNA BIOECONOMÍA CIRCULAR

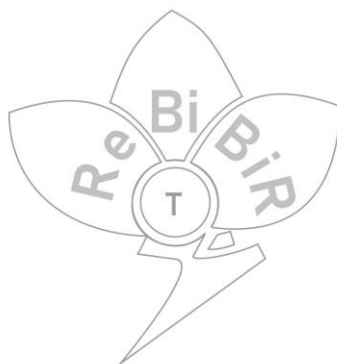


Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural

AÑO 2023

**USOS Y APLICACIONES
ENERGÉTICAS DE LA BIOMASA**
Hacia una bioeconomía circular

GUÍA CIENTÍFICO-TÉCNICA



**PROGRAMA IBEROAMERICANO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL DESARROLLO
(CYTED)**



Una publicación de la Red Iberoamericana de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T) constituida bajo la promoción del Programa de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED).

Cita Libro:

Manrique SM, Binda C, Salvo A. y Balderrama B. Editores. 2023. *Usos y Aplicaciones Energéticas de la Biomasa: Hacia una bioeconomía circular*. Guía científico-técnica. Una publicación de la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T). CYTED Ediciones. ISBN: 978-84-15413-58-5. Madrid, España. 252 páginas.

Cita Capítulos:

Apellidos, nombre autor. 2023. Título capítulo. Páginas. En: *Usos y Aplicaciones Energéticas de la Biomasa: Hacia una bioeconomía circular*. Guía científico-técnica. Manrique SM, Binda C, Salvo A. y Balderrama B. Editores. Una publicación de la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T). CYTED Ediciones. ISBN: 978-84-15413-58-5. Madrid, España. 252 páginas.

Fecha registro: 20/11/2023

Editorial: Programa de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED)

Los textos de este libro son copyleft. Los editores y autores autorizan la copia, distribución y citado de los mismos en cualquier medio y formato, siempre y cuando sea sin fines de lucro, el autor sea reconocido como tal, se cite la presente edición como fuente original, y se informe al autor. La reproducción de los textos con fines comerciales queda expresamente prohibida sin el permiso expreso del editor. Toda obra o edición que utilice estos textos, con o sin fines de lucro, deberá conceder estos derechos expresamente mediante la inclusión de la presente cláusula copyleft.



Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural



USOS Y APLICACIONES ENERGÉTICAS DE LA BIOMASA

Hacia una bioeconomía circular

GUÍA CIENTÍFICO-TÉCNICA

Editores:

Silvina M Manrique, Camila Binda, Aien Salvo y Beatriz Balderrama

Año 2023

Dedicado a nuestras comunidades

ÍNDICE

ÍNDICE.....	5
PRÓLOGO.....	6
SECCIÓN I: BIOECONOMÍA CIRCULAR	8
CAPÍTULO I. ECONOMÍA CIRCULAR Y BIOMASA.....	9
CAPÍTULO II. BIOPROCESOS Y BIOREFINERÍAS	37
SECCIÓN II: BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS.....	56
CAPÍTULO III. BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS.....	57
SECCIÓN III: BIOCOMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	90
CAPÍTULO IV. BIOETANOL DE SEGUNDA GENERACIÓN	91
SECCIÓN IV: BIOCOMBUSTIBLES GASEOSOS.....	122
CAPÍTULO V. BIOGÁS (RUTA BIOQUÍMICA)	123
CAPÍTULO VI. BIOGÁS A BIOMETANO (GREEN GAS)	165
CAPÍTULO VII. GAS DE SÍNTESIS.....	193
SECCIÓN V: CADENAS DE VALORIZACIÓN	216
CAPÍTULO VIII. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA EN PROYECTOS DE BIOMASA.....	217
AUTORES.....	247
EQUIPO EDITORIAL	248
AGRADECIMIENTOS.....	250



Programa Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología para el
Desarrollo



Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural

Prólogo. Páginas 6-7
ISBN: 978-84-15413-58-5

PRÓLOGO

ReBiBiR (T) es la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural, conformada por universidades, centros de investigación, entidades de la administración pública y empresas, que sincronizan esfuerzos para la innovación científica y el desarrollo tecnológico, como base para la promoción de “sistemas bioenergéticos” (SBEs) integralmente más sustentables a nivel territorial. Es financiada por el Programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo).

Los SBEs son entendidos como las diferentes cadenas de aprovechamiento de recursos de biomasa que pueden desarrollarse en los territorios, involucrando una serie de eslabones que van desde la producción del recurso, al procesamiento, gestión y aplicación del mismo, por lo que cualquier aporte en dichos eslabones son puntos de interés para ReBiBiR (T). Para el abordaje de los SBEs, se parte del reconocimiento de su complejidad, diversidad y especificidad en cada contexto territorial particular en el cual se despliegan.

El objetivo general que se persigue en esta Red es promover el uso y manejo eficiente de la biomasa sólida y su valorización energética en las comunidades iberoamericanas, poniendo a disposición de la Región los avances tecnológicos fundamentales que podrían aportar a la construcción sinérgica de comunidades y territorios más sustentables y resilientes frente al cambio climático.

He aquí la motivación de ofrecer esta Guía, la cual condensa gran parte del material preparado y compartido para un curso de posgrado brindado durante el año 2022 como parte de las actividades que lleva adelante la Red. Este material aúna esfuerzos y experiencias de especialistas de institutos y universidades socias de la Red ReBiBiR (T), a fin de brindar principios y conocimientos científico-técnicos que posibiliten familiarizarse con los usos y aplicaciones energéticas actuales más comunes de la biomasa en el marco de una bioeconomía circular deseable para la Región.

La presente guía se ha configurado en cinco secciones y ocho capítulos. La primera sección, introductoria, brinda las bases de la bioeconomía circular y la última sección, de cierre, abarca el análisis completo de la cadena de valorización de la biomasa, mediante un enfoque ambiental de ciclo de vida. Las secciones intermedias analizan los tres principales grupos de biocombustibles obtenidos desde biomasa: biocombustibles sólidos, biocombustibles líquidos y biocombustibles gaseosos. Dentro de cada uno de estos grupos, se analizan aspectos básicos del uso y manejo de los mismos, el estado

actual de su aporte a nivel mundial, y algunos estudios de caso que dan cuenta de las oportunidades que brindan. En particular, dentro de los biocombustibles líquidos se ha dejado de lado aquellos de primera generación (biodiesel y bioetanol) para concentrarse en las oportunidades de los residuos como fuentes de energía.

Confiamos en que esta guía resulte de utilidad para nuestra querida comunidad iberoamericana.

Para conocer más acerca de nuestra Red se pueden visitar los siguientes sitios: <https://www.cyt-d.org/es/rebibir> y <https://redrebibir.wordpress.com/>. También en redes sociales <https://www.youtube.com/@RedRebibir>, <https://www.linkedin.com/in/red-rebibir/>, <https://www.facebook.com/red.rebibir>. También en Instagram (red-rebibir) y Twitter (@rebibir).

Los esperamos siempre!

Equipo Editorial

SECCIÓN I: BIOECONOMÍA CIRCULAR



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa
y Bioenergía Rural

Sección I, Capítulo I, 2023: 9-35
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO I. ECONOMÍA CIRCULAR Y BIOMASA

Claudia Gutiérrez Antonio*

¹Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Av. Cerro de las Campanas s/n, Col. Las Campanas, 76010, Querétaro, Querétaro, México. claudia.gutierrez@uaq.mx

Resumen. A lo largo de su historia, la sociedad ha requerido de diferentes productos y servicios para satisfacer sus necesidades; al inicio, éstas incluían comida, refugio y protección contra el clima. Con el paso del tiempo, y el avance de la ciencia y la tecnología, éstas fueron evolucionando. Así, nacen los procesos de producción que emplean recursos renovables y no renovables para fabricar la amplia gama de productos que se emplean actualmente. Estos procesos de producción nacen con el paradigma de que la demanda crece constantemente, y que los recursos naturales son infinitos. Este modelo se denomina Economía Lineal, y ha traído beneficios a la sociedad, pero no es sostenible en el largo plazo. De allí nace un nuevo modelo económico que rompe con la necesidad de extraer nuevos recursos naturales para generar nuevos productos. En este nuevo paradigma, conocido como Economía Circular, los recursos naturales se mantienen en las mejores condiciones durante el mayor tiempo posible. En este contexto, es necesario contar con estrategias que posibiliten la implantación de este nuevo paradigma económico en los procesos industriales. Dentro de estas estrategias, la biomasa es un elemento clave para coadyuvar al desarrollo sostenible.

1.Introducción

1.1. Contexto mundial

Hoy en día, la sociedad requiere de diferentes productos y servicios, sin importar si sus actividades se realizan de forma presencial, virtual, o en un esquema mixto; estos productos y servicios se generan en los procesos de producción. A nivel mundial, la demanda de productos y servicios se cuantifica mediante un indicador que se llama Producto Interno Bruto, cuyas siglas en inglés son GDP (gross domestic product). Este indicador lo emite el Banco Mundial, y en la Figura 1.1 se muestra su evolución a partir de 1960.

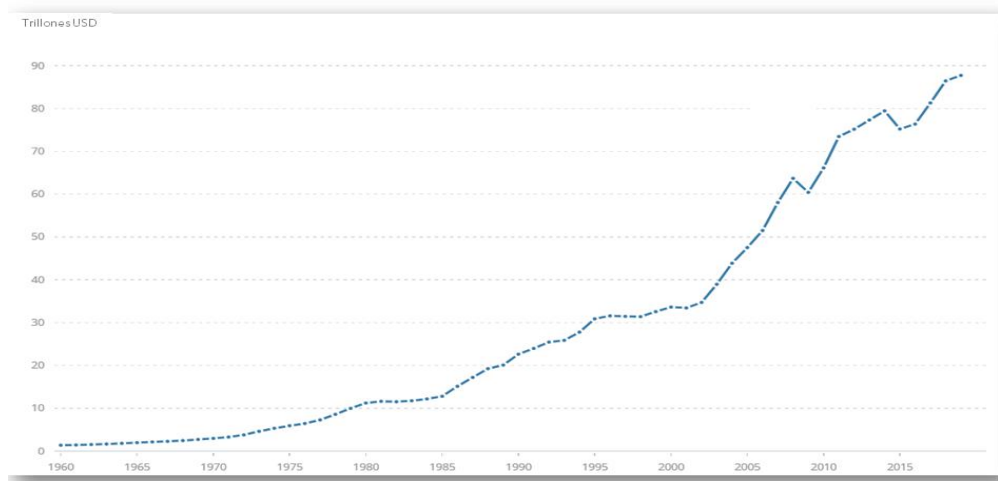


Figura 1.1. Evolución del producto interno bruto en trillones de dólares. Fuente: Banco Mundial (WB, 2022).

Como puede observarse en la Figura 1.1, desde 1960, año en el que se comenzó a registrar este indicador, se observa una tendencia al alza. El último año reportado en la Figura 1.1 es 2021, donde el GDP alcanza un valor de 96.1 trillones USD, lo que representa un incremento del 13.17 % respecto del 2020. Por otra parte, puede notarse que a partir del año 2000 este indicador ha aumentado su tasa de crecimiento, lo cual es consecuencia de la detonación de todos los sistemas económicos y productivos. Aunque hay muchos factores involucrados en el crecimiento de los sectores productivos, uno de los que ha sostenido este aumento es el consumo de energía. La Tabla 1.1 muestra la variación en el consumo de energía a nivel mundial en el período 2010-2019, con base en los datos reportados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022).

De la Tabla 1.1 se observa que en el período 2010-2019 aumentó en 63% el consumo de energía de manera global. En este mismo período, la población incrementó en 10.87%; esto significa que el aumento en el consumo de energía no se debió sólo al crecimiento poblacional sino también a un cambio en los hábitos de consumo, es decir un mayor consumo per cápita. A pesar de que el incremento de energía fue del 63%, las emisiones de dióxido de carbono solamente aumentaron en 9.5% (de 30.4 Gton de CO₂ en 2010 a 33.3 Gt en 2019). Este crecimiento diferenciado se debió principalmente al desarrollo que tuvieron las energías renovables de 226% en el período. Lo anterior refleja

los esfuerzos que la sociedad ha realizado para transitar hacia fuentes de energía que tengan un menor impacto ambiental; sin embargo, eso no implica que ya se haya resuelto el problema del cambio climático.

Tabla 1.1. Consumo de energía por fuente en el período 2010-2019. Elaboración propia con datos de IEA (2022).

Combustible	2010 (Mtoe)	2019 (Mtoe)	Variación (%)
Nuclear	530.27	864.36	+63.00
Biomasa	707.03	576.24	-18.49
Renovables	441.89	1,440.6	+226.00
Gas natural	1,855.95	3,313.38	+78.52
Petróleo	2,828.11	4,465.86	+57.90
Carbón	2,474.60	3,745.56	+51.36
Emisiones CO₂	30.4 Gt	33.3 Gt	+9.5

De manera natural, el dióxido de carbono es parte de la atmósfera, y es el que hace posible la vida en el planeta. Sin embargo, con el descubrimiento y uso intensivo del petróleo la concentración de dióxido de carbono se ha incrementado en la atmósfera, como resultado de que dicho incremento no ha podido ser asimilado por los ecosistemas. En consecuencia, se han presentado alteraciones en los patrones climatológicos, con todo lo que ello conlleva en términos de los ecosistemas y la biodiversidad. De acuerdo con algunos estudios, se estima que se necesita reducir en cerca del 70% las emisiones de dióxido de carbono para no incrementar en más de 2 °C la temperatura terrestre; este es un reto muy complejo, considerando la dinámica productiva y poblacional que se tiene.

Así, mientras la sociedad enfocaba sus esfuerzos en la reducción de emisiones de dióxido de carbono, aparece a finales del 2019 el virus SARS-CoV2; este virus ocasionó una pandemia, debido a su fácil propagación y tardía aparición de síntomas. Así, la pandemia cambió la forma de trabajar, aprender, comprar, en general de vivir, ya que cuando este virus hizo su aparición no se contaba con una vacuna; en consecuencia, se tomaron medidas de aislamiento social que permitieran ralentizar la propagación de este virus. Este cambio abrupto causó una fuerte afectación en los diferentes sectores económicos, algunas cadenas de suministros se rompieron mientras que otras se robustecieron, pero a nivel mundial se originó una recesión económica. De ahí que, en junio del 2020, la Agencia Internacional de Energía, en conjunto con el Banco Mundial, publicó un Plan de recuperación sostenible, en el que se consideraba que la inversión en sectores claves podía conllevar una rápida recuperación económica (IEA, 2020). Estos sectores claves incluían la producción de electricidad renovable, medios de transporte de reducida huella de carbono, industrias eficientes, edificios sustentables, combustibles sustentables y tecnologías de reducida huella de carbono. Todos estos sectores tienen como factor común a los procesos de producción, los cuales se requieren para generar medios de transporte,

biocombustibles, materiales para edificaciones, y todos los insumos necesarios. A su vez, estos procesos de producción requieren energía, la cual debe ser usada de manera eficiente, y también de recursos naturales, tópico que será abordado en la siguiente sección.

1.2 Recursos naturales

Los recursos naturales son todos los materiales que se encuentran en la naturaleza, los cuales pueden utilizarse en los diferentes sectores económicos. Estos recursos naturales pueden ser renovables y no renovables. Dentro de los recursos naturales no renovables, uno de los más conocidos, y cuyo inminente agotamiento ha impulsado la búsqueda de nuevas fuentes energéticas es el petróleo; sin embargo, existen otros recursos no renovables como el carbón, los minerales, los radioisótopos, los metales, el gas natural, el gas de esquisto, y el agua subterránea, Figura 1.2.



Figura 1.2. Recursos naturales no renovables. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Los recursos naturales no renovables provienen indirectamente del sol, el cual emite radiación que se acumula en las plantas, mediante el proceso de fotosíntesis, y permite la existencia de los animales y otros organismos. Con el paso del tiempo, restos de animales y plantas se fueron acumulando y depositando bajo la superficie, lo que los sometió a procesos de altas temperaturas y presiones; lo anterior dio lugar a los combustibles fósiles, o no renovables, que se emplean hoy en día (el carbón, el petróleo, el gas natural, el petróleo de esquisto, y el gas de esquisto). Es decir, estos combustibles no renovables también se originan en la biomasa, sólo que esta biomasa es la que corresponde al ciclo largo del carbón, dado que tardó millones de años en convertirse en un combustible fósil. El petróleo está compuesto por carbono, entre otros elementos, y éste estuvo secuestrado bajo la superficie terrestre durante millones de años. Al descubrir, extraer y usar el petróleo de manera indiscriminada, el carbón contenido se ha puesto de nuevo en circulación en forma de dióxido de carbono, dado que es un producto de la combustión; así, el CO_2 es liberado a un ritmo mayor a la cual los ecosistemas pueden absorberlo, por lo que los ecosistemas no alcanzan a controlar esa perturbación y de ahí el origen del cambio climático. Otros recursos naturales no renovables son los minerales y los metales, así como el agua subterránea, los cuales se originaron dentro del proceso de formación de la tierra.

Por otra parte, también existen los recursos naturales renovables, entre los que se incluyen la radiación solar, la energía geotérmica, la eólica, así como toda la energía contenida en las corrientes de agua, las corrientes de aire, las corrientes oceánicas, las olas y la biomasa, Figura 1.3. En particular, la biomasa puede ser cultivable (comestible y no comestible) o residual. Es importante mencionar que la biomasa al igual que la energía solar, la hidráulica, y la eólica dependen directamente del sol; esto se debe a que el sol emite radiación, la cual permite que se lleven a cabo los procesos de fotosíntesis que dan lugar a la biomasa. De igual manera, la radiación solar al incidir en el agua o en el aire origina gradientes de temperatura, lo cual da lugar a las corrientes de agua y aire. Por su parte, la energía mareomotriz se origina en el movimiento del agua de los océanos, lo que a su vez es consecuencia de la interacción gravitatoria de la tierra con la luna. Finalmente, la energía geotérmica se debe al magma caliente que existe en el planeta.

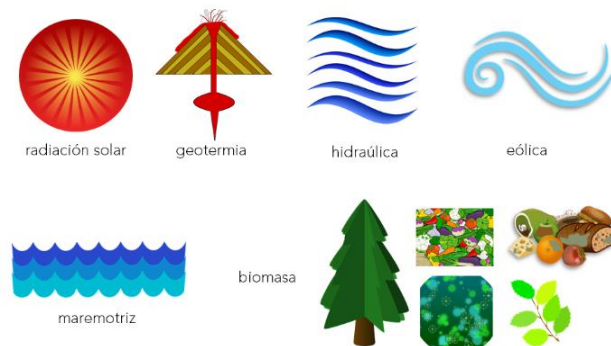


Figura 1.3. Recursos naturales renovables. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Cabe añadir que en los procesos productivos que actualmente se encuentran funcionando se emplean, de manera directa o indirecta, recursos naturales tanto renovables como no renovables. Por supuesto, el tema del cambio climático ha capturado el interés en desarrollar fuentes alternativas de energía, que deben ser sustentables y renovables, pero estrictamente se utilizan todos los recursos naturales para sostener a los diferentes procesos de producción a nivel mundial. Así, se emplean combustibles no renovables y renovables, así como biomasa para la alimentación; el carbón se emplea para generar la electricidad, y también para producir otros materiales con distintas aplicaciones. Los minerales se emplean en la joyería, la industria de los semiconductores, entre otras. Por lo que, los recursos naturales, tanto los renovables como los no renovables, están sosteniendo a los sistemas económicos, los que a su vez se basan en los procesos de producción, tópico que se aborda en la siguiente sección.

1.3 Procesos de producción

Un proceso de producción se define como una serie de operaciones ordenadas de transformación de insumos en productos o bienes, Figura 1.4.



Figura 1.4. Diagrama simplificado de un proceso de producción. Elaboración propia.

Los insumos se toman de la naturaleza para generar productos que no se encuentran en la naturaleza; esto se realiza mediante distintas operaciones de transformación. Dado que los procesos de producción se implementan para generar productos que no están disponibles en la naturaleza, esto implica que se tendrá que añadir energía para su obtención. A su vez, esa energía ocasionará impactos al medio ambiente. De allí que, el reto es que estas operaciones de transformación puedan llevarse a cabo con el menor consumo de energía, porque eso, al mismo tiempo, traerá como consecuencia un mínimo impacto ambiental.

Dentro de los insumos se encuentran las materias primas que son los recursos, tanto renovables como no renovables. También se consideran como insumos la maquinaria, la mano de obra, los procedimientos, e instrucciones de trabajo; es decir, todo lo que se requiere para que los procesos de producción operen. Dentro de las operaciones de transformación existe un catálogo de operaciones de acondicionamiento, reacción, purificación, así como embalaje. Las operaciones que integran un proceso de producción dependen del bien que vaya a obtenerse. Los productos que se generan en los procesos productivos pueden clasificarse con base en su precio en el mercado: alto valor agregado, químicos, combustibles y energía. En el caso de los productos de alto valor agregado, éstos usualmente se obtienen en pequeñas cantidades, pero tienen un precio alto en el mercado; por ejemplo, todos los productos farmacéuticos, alimenticios, o biotecnológicos son de alto valor agregado. Los productos químicos le siguen en precio a los productos de alto valor agregado; en esta categoría se encuentran solventes, ácidos, bases, y polímeros. Después se tiene a los productos combustibles, que pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos. Finalmente, el producto de menor precio es la energía, que puede ser eléctrica o térmica, ésta última de alta, media, o baja temperatura. Estos son los distintos productos que se pueden obtener de manera general en los procesos de producción; algunos de estos productos son materias primas y se emplean para generar otros productos, tales como los automóviles, que pueden encontrarse en el mercado.

A su vez, estos procesos productivos se pueden clasificar en primarios y secundarios. En los sistemas de producción primarios se encuentran aquellos cuyos bienes o productos se adquieren de la naturaleza; en esta categoría se incluyen la producción agrícola, la producción ganadera, la producción piscícola, la producción forestal, la producción mineral. Así, de los sistemas de producción agrícola se obtienen alimentos, de los sistemas de producción forestales se generan tabloncillos de madera, mientras que los sistemas de extracción permiten contar con metales. En los sistemas de producción primaria se tienen materias primas, las cuales son procesadas para generar un producto principal y los subproductos; por ejemplo, en el caso de un sistema de producción forestal, el árbol es talado para obtener el tablón de madera, producto principal, y se generan subproductos, como cortezas o astillas.

Por otra parte, en los sistemas de producción secundarios se toman los productos de los sistemas primarios como materias primas, y éstas se transforman en otro producto que no se encuentra en la naturaleza; dentro de los sistemas de producción secundaria se encuentran diferentes industrias, tales como química, petroquímica, extractiva, siderúrgica, textil, alimenticia, transportes, automotriz, combustibles, entre otras más. Por lo que, retomando el ejemplo previo, en un sistema de producción secundaria se toman como materia prima los tablonces, generados en el sistema de producción primaria, y se transforma en un escritorio, por ejemplo.

Los sistemas de producción, ya sea primarios o secundarios, se integran con diferentes operaciones de transformación; de igual manera, en ambos tipos de sistemas se requiere energía, térmica o eléctrica, la cual se genera en la planta de servicios auxiliares. En la planta de servicios auxiliares se pueden encontrar calderas para la generación de vapor o aceite térmico a alta temperatura; también pueden generarse servicios de enfriamiento como agua (torre de enfriamiento), o agua fría (unidad de refrigeración). Esta energía permite que las diferentes operaciones de transformación operen apropiadamente. Entre dichas operaciones se encuentran aquellas de acondicionamiento, reacción y purificación, las cuales se describirán a continuación.

- **Operación unitaria de reacción**

Una de las operaciones de transformación más conocidas es la reacción, en la cual una materia prima se convierte en uno o varios productos. Para que la reacción se lleve a cabo es posible que se requieran diferentes reactivos, así como un catalizador que permita acelerar el proceso de conversión. Por lo que, un reactor químico es un recipiente en el que se lleva a cabo una reacción química, Figura 1.5; derivado de este proceso se pueden generar uno o varios productos, donde al menos uno de ellos es de interés. Por ello, los reactores deben diseñarse para maximizar la conversión de las materias primas y también la selectividad hacia el producto de interés, con el menor costo posible.



Figura 1.5. Reactor de fermentación en la industria cervecera. Fuente: Pixabay (2022).

- **Operaciones unitarias de separación**

Usualmente, en las reacciones químicas no se tienen conversiones del 100%, y rara vez se genera un solo producto; de igual manera, los productos resultantes junto con los reactivos que no reaccionan

pueden encontrarse en la misma o en diferentes fases. De allí que sea necesario contar con operaciones unitarias de separación, las cuales permiten purificar el o los productos de interés, y al mismo tiempo recircular los reactivos que no reaccionaron, así como los subproductos generados. Entre las operaciones de separación se encuentran secado, lixiviación, evaporación, membranas, destilación, extracción líquido-líquido, absorción, adsorción, sedimentación, y cristalización. Todas estas operaciones ayudan a purificar el o los productos de interés, del resto de los componentes presentes en el reactor, y se basan en distintos fundamentos termodinámicos. Por ello, no es necesario emplear todas las operaciones antes listadas, sino sólo aquellas que sean las más apropiadas para el proceso en cuestión. A continuación, se dará información sobre cada una de ellas.

El secado es una operación en la que se separan pequeñas cantidades de agua u otro líquido de un material sólido; es decir, en esta operación se involucra a una fase líquida y a una fase sólida. El objetivo de la operación de secado es remover el contenido del líquido en un material sólido hasta un valor aceptable, de ahí que un producto seco en realidad no es equivalente a tener un producto con cero por ciento de contenido de dicho líquido. La operación de secado se lleva a cabo mediante el cambio de fase del líquido contenido en el sólido, por acción de un medio de calentamiento, directo o indirecto, a temperatura elevada. La Figura 1.6 ilustra una imagen de un secador en un proceso industrial.



Figura 1.6. Secador industrial. Fuente: Pixabay (2022).

Por otra parte, la lixiviación, también conocida como extracción sólido líquido, se utiliza para extraer materia soluble, que está presente en un sólido, mediante su disolución en un solvente, que es la fase líquida, Figura 1.7. En el caso de la lixiviación, la materia que se transfiere puede ser el componente de interés, o bien el componente que no se desea que se encuentre en el producto. En el caso de la lixiviación, el solvente seleccionado, tamaño del sólido, así como la temperatura del proceso son los factores de más importancia.



Figura 1.7. Equipo de extracción industrial. Fuente: Pixabay (2022).

La evaporación es una operación unitaria que permite concentrar una solución diluida mediante la evaporación parcial del disolvente; para ello, se asume que dicha solución diluida consta de un disolvente y un soluto no volátil. Básicamente, un evaporador es un intercambiador de calor, para cuyo diseño se debe considerar que durante el proceso de concentración de la solución puede haber cambios significativos en la densidad, formación de espumas o costras. Otro aspecto importante es evaluar si el soluto no volátil es termolábil. La Figura 1.8 muestra un ejemplo de un evaporador.



Figura 1.8. Representación de la operación de un evaporador. Fuente: Pixabay (2022).

Las membranas, pueden ser sólidas o líquidas y se emplean para separar a los componentes de una mezcla homogénea. En las membranas se pueden emplear diferentes principios para la separación de la mezcla; por ejemplo, se puede fabricar una membrana con cierto tamaño de poro, lo cual permite que un componente pase a través de ella y el resto, de mayor tamaño, sean retenidos. También, una membrana puede cargarse eléctricamente, para atraer o repeler a los componentes de cierta carga y así lograr la separación. Otra alternativa es el uso de materiales de cierta naturaleza química; por ejemplo, puede concentrarse una solución si la membrana se elabora con un material hidrofóbico. La Figura 1.9 muestra un ejemplo de una membrana.



Figura 1.9. Membrana usada en un filtro antibacteriano. Fuente: Pixabay (2022).

Ahora bien, una operación unitaria clásica en el sector industrial es la destilación, ya que se utiliza para purificar el 95% de las mezclas de fluidos que existen a nivel industrial. La destilación permite separar a los componentes de una mezcla homogénea con base en la diferencia de la volatilidad relativa entre las fases líquidas y de vapor; la volatilidad relativa es una propiedad que depende de las temperaturas de ebullición que tienen los diferentes componentes. De forma tal que, el componente de menor temperatura de ebullición tiende a concentrarse en la fase vapor, mientras que el de mayor temperatura lo hace en la fase líquida.



Figura 1.10. Columna de destilación en un proceso industrial. Fuente: Pixabay (2022).

Por otra parte, la extracción líquido-líquido es una tecnología de separación que permite separar a los componentes presentes en una fase líquida mediante su contacto con otro líquido; es importante mencionar que ambos líquidos deben ser inmiscibles entre sí, pues de lo contrario no podría hacerse una extracción, sino que se realizaría una mezcla. Dado que los líquidos no son miscibles entre ellos es necesario agitarlos para así favorecer la transferencia de los componentes entre ambas fases. La Figura 1.11 muestra un ejemplo de un extractor líquido-líquido.



Figura 1.11. Extractor líquido-líquido. Fuente: Pixabay (2022).

La absorción es una operación unitaria que también se conoce como lavado de gases; esto se debe a que en este proceso se tiene una fase gaseosa y una fase líquida, y lo que se busca es remover componentes de esa fase gaseosa hacia la líquida. Este proceso también puede llevarse a cabo en sentido contrario; es decir, el objetivo puede ser remover componentes de una fase líquida mediante el contacto con una corriente gaseosa. En este caso, dicha operación recibe el nombre de desorción. La Figura 1.12 muestra un absorbedor en un proceso industrial.

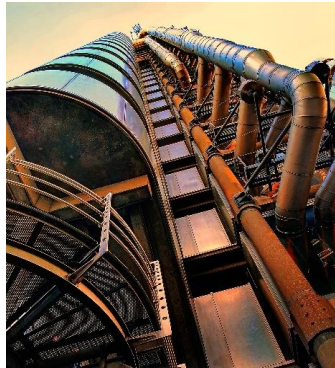


Figura 1.12. Equipo de absorción en un proceso industrial. Fuente: Pixabay (2022).

Por otra parte, se tiene el proceso de adsorción, en el cual se busca transferir a los componentes que están presentes en un fluido, el cual puede ser un líquido o un gas. Para transferir estos componentes se emplea un material sólido que se conoce como adsorbente, y que se caracteriza por tener una elevada área superficial por unidad de volumen; por ello, los equipos de adsorción son relativamente compactos, Figura 1.13. Los componentes que se buscan transferir pueden ser los compuestos de interés, o bien los que deben ser removidos del producto de interés.



Figura 1.13. Esquema de un equipo de adsorción. Fuente: Pixabay (2022).

La cristalización es otra operación unitaria que permite generar cristales a partir de una solución homogénea. Para ello se tienen dos alternativas; una de ellas es disminuir la temperatura, de forma tal que empiecen a precipitar los cristales debido a que la solubilidad depende de la temperatura. La otra alternativa es eliminar parte del solvente, lo que implica que se sobresatura la solución, y los cristales precipitan en consecuencia. La Figura 1.14 muestra un cristalizador en un proceso industrial. Finalmente, la operación de sedimentación permite separar por la acción de la gravedad dos líquidos inmiscibles, o bien los sólidos suspendidos presentes en un fluido (el cual puede ser un líquido o un gas). Esta operación es de bajo consumo de energía, dado que opera por gravedad, pero sí requiere un tiempo considerable para que pueda realizarse. La Figura 1.15 muestra un sedimentador utilizado en el tratamiento de aguas residuales.



Figura 1.14. Cristalizador en un proceso industrial. Fuente: Pixabay (2022).

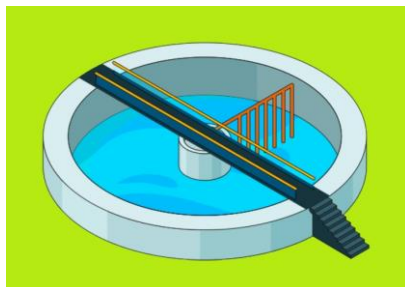


Figura 1.15. Sedimentador en un proceso de tratamiento de aguas residuales. Fuente: Pixabay (2022).

- **Operaciones unitarias de acondicionamiento**

Como su nombre lo indica, las operaciones unitarias de acondicionamiento permiten hacer adaptaciones a las materias previo a su conversión o purificación. Dentro de las operaciones de acondicionamiento se incluyen reducción de tamaño, tamizado, intercambio de calor, filtración, y mezclado. En general, estas operaciones permiten adecuar el tamaño de partícula, la temperatura, o la presión de las diferentes materias.

En el caso de la reducción de tamaño, se tienen dos alternativas: la trituración y la molienda. En la trituración, los sólidos se reducen a pequeños fragmentos del orden de tres milímetros. Ahora bien, si el objetivo es obtener un polvo entonces se requiere una operación unitaria de molienda. En ambas operaciones se logra la reducción de tamaño, la principal diferencia es el tamaño de partícula que se obtiene en cada uno de ellos. La Figura 1.16 muestra un molino de acero, como parte de un proceso industrial.



Figura 1.16. Molino de acero en Alemania. Fuente: Pixabay (2022).

Por su parte, el tamizado es la operación unitaria que acompaña a la molienda o la trituración, porque la reducción de tamaño rara vez es homogénea; es decir, como resultado de triturar un material se reduce el tamaño, pero no todas las partículas serán exactamente del mismo tamaño. Por ello, el tamizado permite separar a las partículas con base en el tamaño de las mismas. La separación se realiza con tamices, Figura 1.17; la fracción que logra pasar a través del tamiz se conoce como finos, mientras que los de mayor tamaño se quedan sobre el tamiz, y se les conoce con el nombre de colas.

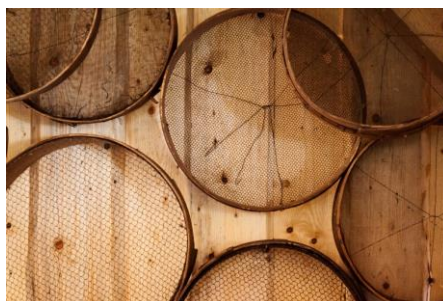


Figura 1.17. Tamices. Fuente: Pixabay (2022).

Otra operación unitaria es la filtración, la cual permite la separación de partículas sólidas que están presentes en un fluido (líquido o gas). Para ello, la corriente de fluido con dichas partículas se hace pasar a través de un medio filtrante. En la operación de filtración, la fracción de sólidos o la del fluido pueden ser de interés, o inclusive ambas. Los filtros pueden producirse con una amplia gama de materiales y tamaños de poro, los cuales dependen del tamaño y naturaleza química de las partículas, así como de aquellas del fluido; inclusive, la aplicación final también es otro factor a considerar. La Figura 1.18 muestra un filtro empleado en el sector automotriz.



Figura 1.18. Imagen de un filtro. Fuente: Pixabay (2022).

La agitación y el mezclado son dos operaciones de acondicionamiento ampliamente usadas en el sector industrial. En la agitación se busca que un fluido se mueva en el interior de un recipiente, ya que con esto se favorece la transferencia de masa, por ejemplo. Por otra parte, en el mezclado se busca que dos fluidos se muevan en el interior de un recipiente, con la finalidad de que éstos se distribuyan al azar entre sí. Adicionalmente de la transferencia de masa, también puede buscarse una transferencia de calor. En la Figura 1.19 se presenta el esquema de un tanque con agitación.

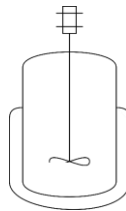


Figura 1.19. Esquema de un tanque con agitación. Fuente: Pixabay (2022).

Por otra parte, el intercambio de calor es un proceso en donde dos corrientes de proceso, que no entran en contacto directo entre sí, se transfieren energía; una de ellas cede su energía, con lo cual se enfría, y la otra absorbe esa energía, con lo cual se calienta. Adicionalmente, en esta operación unitaria se pueden realizar cambios de fase, siendo la vaporización y la condensación los más comunes. Estas son algunas de las tareas que se pueden llevar a cabo en los procesos de intercambio de calor. La Figura 1.20 muestra el funcionamiento simplificado de un enfriador.



Figura 1.20. Representación del funcionamiento de un enfriador. Fuente: Pixabay (2022).

Todas las operaciones unitarias descritas anteriormente son elementos que permiten integrar los procesos de producción. Es decir, cuando estas operaciones unitarias se integran de manera ordenada y secuenciada permiten efectuar las transformaciones a una materia prima para generar un proceso de producción. Bajo este concepto se diseñaron la mayor parte de los procesos productivos que operan hoy en día; este es el enfoque tradicional de los procesos de producción, que se encuentra alineado al Modelo de Economía lineal, tópico que se abordará en la siguiente sección.

1.4 Economía lineal y Economía circular

Como se mencionó en la sección anterior, el enfoque tradicional de los procesos de producción considera que se obtiene un producto de interés a partir de la transformación de materias primas, y el resto de los materiales son residuos. Este enfoque de sistema de producción está basado en un modelo de economía lineal, el cual es un paradigma económico en donde se asume que el crecimiento económico es permanente, al igual que la demanda, y que los recursos naturales son infinitos. Este modelo se originó en la Revolución Industrial, y básicamente consiste en extraer recursos, transformarlos, usarlos y desecharlos, Figura 1.21; entonces el ciclo de vida de estos productos es extremadamente corto, con respecto al ciclo de vida del producto que incluye el desarrollo del proyecto, la producción, distribución, adquisición y uso del mismo.

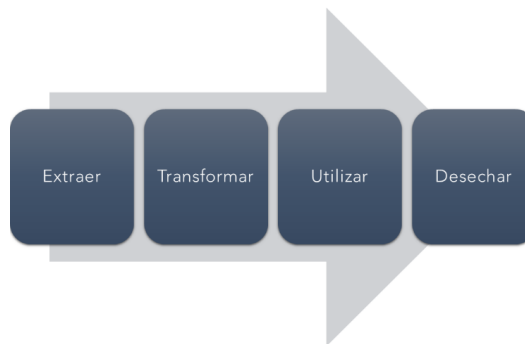


Figura 1.21. Representación del modelo economía lineal. Elaboración propia.

Un ejemplo es el vaso de unicel, el cual dura unas cuantas horas en uso, antes de ser desechado, en comparación con el tiempo estimado para su degradación (500-800 años). El modelo de economía lineal ha permitido el crecimiento de los diferentes sectores económicos, que han hecho posible el desarrollo y mejora de la calidad de vida de la sociedad; gracias a este modelo pueden fabricarse a gran escala medicamentos, por ejemplo. Sin embargo, este modelo también ha traído consecuencias negativas, entre las que pueden mencionarse el incremento de hasta tres veces el uso de los recursos naturales desde 1970, la pérdida del 90% de la biodiversidad, así como el fenómeno del cambio climático que se describió anteriormente. En el libro “Los Límites del crecimiento” (Meadows et al, 1972) se empezó a reflexionar sobre cómo los sectores económicos crecían a expensas de la degradación

del medio ambiente, situación que se estaba empezando a observar. Entonces, se llegó a la conclusión que este modelo que, si bien había sido exitoso en términos del crecimiento económico, tenía un efecto negativo en la calidad del ambiente, y que no brindaba una estabilidad económica de largo plazo. De ahí que, la economía lineal no puede conducir a un desarrollo sostenido a largo plazo, debido a que tiene un fuerte impacto en el medio ambiente, no promueve la equidad social, no prioriza el uso de energías renovables, y se basa en que los recursos son inagotables. Así, se comenzaron a analizar y cambiar las acciones rumbo al desarrollo sostenible.

Recientemente, el desarrollo sostenible se ha conceptualizado a través de los 17 objetivos propuestos por la Asamblea General de las Naciones Unidas. De la Figura 1.22 se observa que los objetivos de desarrollo sostenible incluyen fin de la pobreza, hambre cero, salud y bienestar, educación de calidad, igualdad de género, agua limpia y saneamiento, producción y consumo responsables, ciudades y comunidades sostenibles, reducción de las desigualdades, industria innovación e infraestructura, trabajo decente, y crecimiento económico, energía asequible no contaminante, acción por el clima, vida submarina, vida de ecosistemas terrestres, paz, justicia e instituciones sólidas, así como alianzas para poder lograr estos objetivos. Así, el desarrollo sostenible implica la búsqueda de un avance económico, pero no como un fin, sino como un medio para lograr el avance social que asegure a los seres humanos una buena calidad de vida. Dicho avance no debe comprometer la capacidad de las generaciones futuras de poder satisfacer sus propias necesidades. En resumen, el desarrollo sostenible busca un desarrollo social que permita tener una buena calidad de vida, acceso a servicios de educación y salud, así como cultura para la sociedad. En este contexto, es importante diferenciar los términos sustentable y sostenible.



Figura 1.22. Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: Organización de las Naciones Unidas (UN, 2022).

De acuerdo con el diccionario de la Real Academia Española (RAE, 2022), las definiciones de ambos términos son las siguientes:

- Sustentable: que se puede mantener sin agotar los recursos.

- Sostenible: que se puede mantener sin agotar los recursos o causar grave daño al medio ambiente.

Las definiciones son muy similares; sin embargo, en el caso de sostenible se menciona el impacto al medio ambiente. De acuerdo con el mismo diccionario, el medio ambiente se define como el conjunto de circunstancias o condiciones exteriores a un ser vivo que influyen en su desarrollo y en sus actividades (RAE, 2022). Por lo que, con base en estas definiciones, el término sostenible implica un desarrollo que puede mantenerse sin agotar los recursos ni causando un grave daño a las circunstancias culturales, económicas, y sociales en que vive una persona o un grupo humano, así como aquellas circunstancias que afectan al hábitat de los seres vivos no humanos. Esto implica que el desarrollo sostenible es un concepto integral que engloba aspectos sociales, económicos, culturales y ambientales.

En contraparte, el término sustentable se centra en un desarrollo que se logra sin agotar los recursos naturales; de igual manera, los recursos naturales son los que sostienen a los procesos productivos, que a su vez generan los productos y servicios que la sociedad requiere. Por lo que el desarrollo sustentable se acota a los procesos productivos, los cuales son necesarios para que, en conjunto con otros instrumentos, coadyuven a alcanzar el desarrollo sostenible. Es decir, contar con un proceso productivo que sea sustentable permite usar de forma eficiente los recursos naturales, sin comprometer aquellos destinados a las generaciones futuras. Sin embargo, esto no es suficiente para alcanzar el desarrollo sostenible, dado que deben implementarse políticas gubernamentales, planes de desarrollo social, y alianzas para lograr los objetivos. En resumen, una buena estrategia tiene que ser sustentable y sostenible todo el tiempo.

En este contexto, el concepto de economía circular se promueve como un nuevo paradigma que puede contribuir al desarrollo sostenible. La Economía Circular es un modelo económico que rompe con la necesidad continua de extraer nuevos recursos para producir los bienes y servicios que la sociedad demanda. Este modelo asume que los recursos naturales no son infinitos, y por lo tanto debemos mantenerlos en uso el mayor tiempo posible. Esto a su vez implica un cambio de actitud respecto del consumo, así como al desperdicio de los recursos naturales.

La economía circular es un modelo restaurador y regenerativo por diseño, en donde se busca mantener dentro del ciclo productivo en su máxima utilidad y valor a aquellos materiales que se han extraído para generar los productos, Figura 1.23. Por lo que, en lugar de usar y desechar, se debe buscar qué otro producto se puede generar con ese residuo, o si es posible reciclarlo o reutilizarlo. Aquí es importante mencionar que este bucle de re-utilización debe tener un límite, tampoco puede ser infinito; esto se debe a que intentar mantener en circulación los materiales de manera ilimitada puede resultar en una mayor inversión en recursos energéticos que aquellos que pueden generarse con el nuevo producto. Entonces es importante saber hasta dónde llevar a cabo ese cierre del bucle para minimizar la extracción de materias primas, prolongando la vida de un producto; es decir, el reto es identificar el nivel óptimo del cierre del bucle.



Figura 1.23. Representación del modelo de economía circular. Fuente: Pixabay (2022).

Por lo que la implementación del modelo de economía circular en los procesos productivos, que nacieron bajo el modelo de economía lineal, implica la aplicación de una serie de estrategias, las cuales serán revisadas en la siguiente sección.

1.5 Estrategias para implementar la Economía circular

Como se mencionó previamente, un proceso de producción está integrado por una serie de operaciones de transformación que permiten obtener un producto a partir de una materia prima. Como parte de ese proceso de producción se emplean recursos materiales y energéticos. Desde el punto de vista termodinámico no es posible diseñar un proceso que no genere residuos; sin embargo, si es posible diseñar un proceso haciendo un uso eficiente de los recursos materiales y energéticos. Por lo que es necesario aplicar estrategias en los procesos ya existentes, y considerarlas para los nuevos procesos que se diseñen; así, se podrá contar con procesos sustentables de producción. Dichas estrategias se describen a continuación.

- Reducir la cantidad de residuos

La primera estrategia se enfoca en el uso eficiente de los recursos materiales. En esta primera estrategia se busca que la mayor parte de los recursos materiales que se usan en el proceso sean convertidos en productos comercializables; esto, a su vez, implica reducir la cantidad de residuos que se generan en el proceso. Para implementar la primera estrategia se emplean herramientas de optimización. La optimización consiste en encontrar el conjunto de variables manipulables que permiten obtener el valor máximo o mínimo de una función objetivo, dadas ciertas restricciones. La optimización es un proceso que, quizás sin tanto rigor matemático o algorítmico, se efectúa todos los días en la vida diaria. Cada día, cada persona busca realizar actividades que le permitan alcanzar sus metas, considerando restricciones de tiempo, por ejemplo. En el sector industrial, se busca obtener el mejor resultado en aras de los objetivos establecidos en la alta dirección. Dentro de ellos pueden citarse disminuir el impacto ambiental, incrementar la producción, disminuir el desperdicio; por supuesto que estos objetivos se deben alcanzar satisfaciendo los criterios de calidad del producto. Así, la minimización de los residuos generados en un proceso establecido implica ajustar las condiciones de operación de las

operaciones unitarias involucradas; si el proceso se está diseñando, el objetivo anterior debe mantenerse. Dicha optimización puede realizarse a través de tres tipos de herramientas, cada una de las cuales son muy poderosas, Figura 1.24; sin embargo, se requiere contar con cierta información específica para que éstas puedan aplicarse exitosamente.

Históricamente, la optimización matemática es la primera que surge en la escena. Podría decirse que estas técnicas nacen a la par del cálculo diferencial, dado que se basan en él para guiar el proceso de búsqueda de las soluciones. Así, en este tipo de técnicas se parte de una solución inicial, la cual se va actualizando con base en la evaluación objetivo y sus derivadas. Para ello, la función objetivo debe ser conocida, continua y diferenciable, mientras que sus derivadas deben ser continuas y conocidas. Las variables que pueden manipularse con este tipo de técnica incluyen variables reales, enteras y continuas. La gran ventaja de estas técnicas es que, al estar basadas en herramientas matemáticas rigurosas, permiten garantizar la obtención del óptimo global, siempre y cuando el espacio de soluciones sea convexo. De no ser el caso, pueden aplicarse técnicas de linealización; sin embargo, la convergencia se complica en estos casos.



Figura 1.24. Tipos de técnicas de optimización. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Por otra parte, en la optimización estocástica el proceso de búsqueda se encuentra inspirado en fenómenos de la naturaleza, y en dicho proceso se emplea alguna variable estocástica. Las técnicas estocásticas también se conocen como metaheurísticas o evolutivas. A diferencia de la optimización matemática no es necesario conocer una expresión matemática ni para la función objetivo ni para las derivadas; este punto es una gran ventaja en la mayoría de los problemas de ingeniería. Las variables que pueden manipularse con este tipo de técnica incluyen variables reales, enteras y continuas. La gran ventaja de estas técnicas es que logran encontrar una solución en la vecindad del óptimo, inclusive en espacios de búsqueda complejos y con un gran número de variables y objetivos.

Finalmente, a través de la optimización estadística es posible determinar las condiciones óptimas con base en el análisis de datos experimentales y la construcción de modelos empíricos para obtener una representación más precisa de ese problema real. En este caso, las variables que están involucradas son muchas, y solamente tenemos medición experimental de algunas de ellas. Por ello, los modelos no están bien definidos, y no sabemos si entre las variables involucradas existe o no interrelación.

Así, la optimización matemática se ha utilizado para la determinación de cadenas óptimas de suministro de biocombustibles. Por otra parte, la optimización estocástica se ha empleado para resolver

problemas en los procesos industriales de producción, ya que son sistemas altamente no lineales con espacios de soluciones no convexos. Finalmente, la optimización estadística se ha ocupado para determinar condiciones óptimas de producción de biocombustibles.

Por lo que la primera estrategia consiste en reducir la generación de residuos para lo cual se tienen que determinar las condiciones óptimas de operación, para lo cual puede emplearse la optimización matemática. Adicionalmente, puede ser necesario disminuir los inventarios, lo cual implica un análisis de la cadena de suministro y el plan maestro de producción; en este caso, la programación matemática es una buena herramienta. En algunos casos, se puede requerir un análisis estadístico del proceso si es que es éste extremadamente complejo, o bien si sólo se hará de forma localizada; en este caso la optimización estadística es la mejor alternativa. Una vez que se ha reducido la generación de residuos, lo cual implica un uso eficiente de recursos materiales, la siguiente estrategia es disminuir el consumo de energía.

- **Uso eficiente de recursos energéticos**

La segunda estrategia se enfoca en el uso eficiente de los recursos energéticos. Para tal fin se cuenta con dos estrategias: intensificación de procesos, e integración energética.

La intensificación de procesos es una estrategia que busca minimizar de forma significativa el tamaño de una planta química; esto se logra mejorando de forma significativa la transferencia de masa y/o calor en un equipo, o bien mediante la combinación de dos o más operaciones en un solo recipiente. Es importante mencionar que esta reducción en el tamaño del proceso implica mantener los objetivos de producción; en otras palabras, implica conservar la misma capacidad de producción. La aplicación de la intensificación de procesos en las plantas conlleva diversas ventajas. Si en el equipo se lleva a cabo una sola operación unitaria, pero con transferencias de masa y calor eficientes, el flujo de material circulante es menor, por lo que es inherentemente más seguro, y en caso de un accidente se tendrán menos consecuencias adversas. Además, dado que el flujo material circulante es menor esto implica una disminución en los costos de bombeo. Ahora bien, si se trata de un equipo híbrido, donde dos o más operaciones se llevan a cabo, se ha observado que existe una sinergia termodinámica en aquellas que son factibles. En estos casos, los rendimientos se incrementan y muchas veces se observa una reducción en las condiciones de operación. Por ello, estos procesos también son más eficientes que los convencionales. Dado que los equipos intensificados consumen menos energía, su impacto ambiental es menor, y son más seguros.

Dentro de la intensificación de procesos se tienen equipos intensificados y equipos híbridos. Dentro de los equipos intensificados se encuentran los reactores de disco giratorio, reactores mezcladores estáticos, micro reactores, ultrasonido, fluidos supercríticos, microondas, campos magnéticos entre otros; estos equipos se caracterizan por realizar una sola operación, pero de manera eficiente, lo que reduce de forma significativa su tamaño, Figura 1.25.

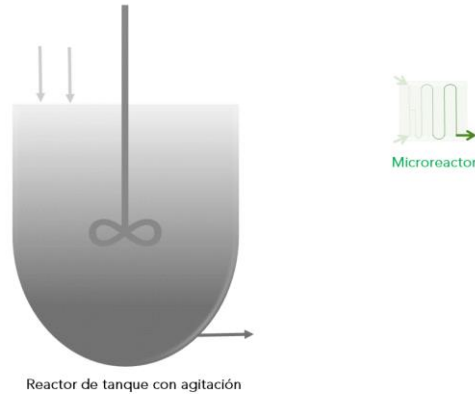


Figura 1.25. Comparación ilustrativa de un reactor convencional con un microreactor. Elaboración propia.

Por otra parte, dentro de los equipos híbridos se realiza la combinación de dos o más operaciones en el mismo recipiente; en este tipo de tecnologías se encuentran los absorbedores centrífugos, destilación reactiva, cristalización reactiva, absorción con membranas, destilación con membranas, o inclusive destilación reactiva térmicamente acoplada, Figura 1.26.

La integración energética permite usar la energía ya disponible en el proceso para poder satisfacer los requerimientos energéticos del mismo. Usualmente en los procesos se tienen corrientes frías que deben calentarse, y corrientes calientes que deben enfriarse. También de forma tradicional, estos servicios de enfriamiento y calentamiento se proveen mediante servicios auxiliares. En dichos servicios auxiliares se genera agua a temperatura ambiente, agua fría y refrigerantes en condiciones de baja temperatura; para ello se emplean torres de enfriamiento, unidades de refrigeración, así como ciclos de compresión, respectivamente. Por otra parte, usualmente se requiere vapor de agua (que puede ser de baja, media y alta presión), vapor sobrecalentado, o aceite térmico, en orden ascendente de contenido energético; para ello se emplean calderas que queman combustibles. Todo ello conlleva la utilización de electricidad, combustibles, refrigerantes y otros insumos.

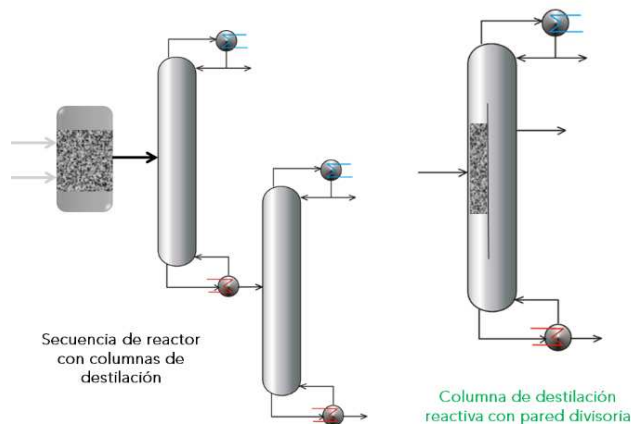


Figura 1.26. Comparación ilustrativa de una secuencia de un reactor convencional con un tren de destilación respecto de una columna de destilación reactiva. Elaboración propia.

En la integración energética, el objetivo es emplear las corrientes calientes, que requieren enfriarse, para calentar a las corrientes frías; esto permite intercambiar la energía disponible entre ellas, y así disminuir los servicios auxiliares, Figura 1.27.

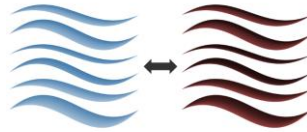


Figura 1.27. Ilustración simplificada del concepto de integración energética. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Este tipo de estrategias permite disminuir el consumo de energía, pero sí requiere una inversión de capital adicional debido a la red de intercambiadores que se deben adquirir. Cabe mencionar que, con esta estrategia, es posible reducir hasta en un 90% las emisiones de dióxido de carbono liberadas a la atmósfera. Es importante mencionar que las alternativas de reducción de consumo de energía aquí presentadas deben ser evaluadas en términos del costo-beneficio, así como del impacto ambiental. Lo anterior con la finalidad de validar que se logra un verdadero beneficio en términos tanto ambientales como de ahorro de energía. Una vez que se ha reducido el consumo de energía, lo cual implica un uso eficiente de recursos energéticos, la siguiente estrategia es la reducción de la dependencia a las fuentes fósiles.

- **Reducir la dependencia a las fuentes fósiles**

Hasta este punto se ha reducido la cantidad de residuos, así como el consumo de energía. No obstante, se sigue requiriendo energía. Por lo que, la tercera estrategia se enfoca en reducir la dependencia al uso de fuentes fósiles para la generación de la energía necesaria en el proceso, y para ello se pueden emplear energías alternas. Es importante clarificar que la incorporación de energías alternas no disminuye el consumo de energía del proceso, y sí requiere una inversión adicional; lo anterior se debe a que debido a su intermitencia es necesario contar con una fuente de energía convencional que pueda brindar el total de la energía necesaria en el proceso. Una gran ventaja de las energías alternas que ayudan a que el proceso de producción sea más resiliente, en términos de las fluctuaciones en los precios del petróleo; adicionalmente, permiten disminuir las emisiones de dióxido de carbono liberadas al ambiente.

Estas energías alternas deben su nombre a que son alternas a los hidrocarburos, que son la fuente clásica de energía. Dentro de las energías alternas se pueden mencionar la energía hidráulica, la solar, la eólica, la que se obtiene de la biomasa, la geotérmica, la oceánica, e inclusive la nuclear; respecto de esta última cabe aclarar que se considera una energía alternativa, pero eso no implica que es renovable.

A nivel industrial, la bioenergía y la energía solar son las más factibles de implementar. Respecto de la energía solar, ésta puede ser usada para la generación de electricidad y de calor. Respecto de

la generación de electricidad ésta puede generarse mediante los paneles fotovoltaicos; si bien la demanda energética de los procesos industriales no se puede satisfacer con este tipo de energía, si puede emplearse en áreas de iluminación, así como administrativas. Por otra parte, la radiación solar se puede aprovechar para la generación de calor de baja temperatura (menor a 150 °C) a través de calentadores de agua, o bien para la generación de calor de media temperatura (150 – 400 °C) mediante el uso de concentradores parabólicos. Es importante mencionar que, en México, el calor de baja y media temperatura representan de manera combinada el 51% del consumo de energía térmica en el sector industrial.

Ahora bien, respecto de la bioenergía, de manera particular los biocombustibles pueden usarse para generar tanto electricidad como calor en el sector industrial. En este contexto, los biocombustibles líquidos, gaseosos y sólidos pueden emplearse. Un aspecto importante es que los biocombustibles pueden generarse a partir de los residuos generados en el proceso industrial, lo cual permitiría incrementar la eficiencia de uso de los materiales, así como disminuir la dependencia a fuentes fósiles. Finalmente, una vez que se ha logrado usar de manera eficiente los recursos materiales y energéticos, la última estrategia consiste en el manejo de los residuos.

- **Manejo de residuos generados**

Como se mencionó en la primera estrategia, no es posible eliminar los residuos generados en el proceso; esto iría en contra de las leyes termodinámicas. Sin embargo, sí se pueden reducir, y es justamente lo que se propone en la primera estrategia. Ahora bien, considerando que aun en cantidades mínimas se generan residuos, la última estrategia es manejarlos. La cuarta estrategia se enfoca en el manejo de los residuos, lo cual implica tres opciones: reciclar, reutilizar y revalorizar. El reciclaje es un proceso en el cual un material residual es sometido a un proceso industrial para volver a generar el mismo material, que puede ser reinsertado nuevamente al mercado. Uno de los ejemplos más conocidos es el proceso de reciclaje del aluminio, que se presenta en la Figura 1.28.



Figura 1.28. Representación del proceso de reciclado. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

El reciclaje evita la extracción de nuevos recursos naturales, maximizando su uso dentro del ciclo productivo. De esta manera, se contribuye a la implementación de la Economía Circular en el sector industrial. Una vez que todos los materiales residuos han sido reciclados, entonces se debe evaluar si es posible reutilizar los residuos remanentes.

La reutilización consiste en usar un material, sin realizar modificaciones sustanciales a su composición o con un procesamiento mínimo, para una nueva función. Uno de los ejemplos más conocidos

es el proceso mediante el cual un neumático usado puede usarse como herramienta deportiva o bien como un medio de recreación, que se presenta en la Figura 1.29. De manera análoga al reciclaje, la reutilización evita la extracción de nuevos recursos naturales, maximizando su uso dentro del ciclo productivo. De esta manera, se contribuye a la implementación de la Economía Circular en el sector industrial. Una vez que todos los materiales residuos han sido reutilizados, entonces se debe evaluar si es posible revalorizar los residuos remanentes.

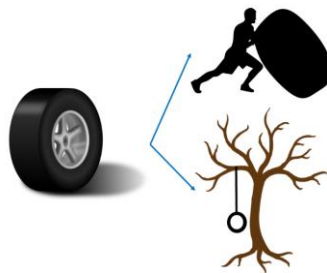


Figura 1.29. Representación del proceso de reuso. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Para describir la revalorización de residuos, se comenzará con la definición de residuo. Este concepto incluye materiales o productos cuyo propietario desecha, y que se encuentran en estado sólido, semisólido, líquido o gaseoso, y que puede ser susceptible de ser valorizado. Los residuos se pueden clasificar con base en su naturaleza química en residuos orgánicos, inorgánicos y peligrosos.

Los residuos orgánicos son aquellos que están compuestos por desechos de origen biológico, y éstos pueden ser ricos en azúcares, almidones, lignocelulosa o nutrientes; en esta categoría se listan alimentos descompuestos, residuos de cultivos, hojarasca, agua proveniente de invernaderos de alta tecnología, residuos forestales, residuos agrícolas, entre otros. Por otra parte, los residuos inorgánicos son los que tienen un origen industrial o artificial; en éstos se incluyen plásticos, aluminio, electrónicos, vidrio, neumáticos, cartón, pinturas, aceites usados, papel usado, textiles usados, entre otros. Finalmente, dentro de los peligrosos se incluyen sustancias de tipo corrosivo, ácidos, o radioactiva, las cuales requieren un especial cuidado por el riesgo a la salud. Las propuestas de revalorización que se describen a continuación sólo consideran residuos orgánicos e inorgánicos.

La revalorización es el conjunto de operaciones unitarias que se deben implementar para recuperar el valor remanente que tiene ese residuo considerando criterios de responsabilidad compartida, manejo integral, y eficiencia tanto ambiental, tecnológica, y económica. La revalorización de los residuos puede llevarse a cabo mediante procesos químicos, biológicos, termoquímicos, y bioquímicos. La Figura 1.30 muestra los principales procesos de revalorización.



Figura 1.30. Tecnologías de revalorización. Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

En los procesos termoquímicos, los residuos se transforman a temperaturas elevadas, con o sin presencia de catalizadores, en diferentes atmósferas, respecto del contenido de oxígeno u otro gas; como resultado de ese proceso se genera energía térmica, gases combustibles y otros compuestos. Dentro de los procesos termoquímicos se encuentran la combustión, la torrefacción, la hidrólisis, la gasificación, y la licuefacción.

En los procesos bioquímicos, los residuos que constan de moléculas grandes se transforman por la acción de catalizadores biológicos (pequeñas moléculas como bacterias o enzimas), usualmente a presión atmosférica y temperaturas bajas; como resultado del proceso se puede generar biogás, azúcares, compuestos de valor agregado, alcoholes, entre otros. Dentro de los procesos bioquímicos se encuentran la digestión, la fermentación, y la hidrólisis, que puede ser ácida o enzimática.

En los procesos químicos, los residuos se transforman en presencia de catalizadores inorgánicos a altas temperaturas y presiones, pudiendo requerirse en algunos casos atmósferas especiales. De este tipo de procesos se pueden generar productos de valor agregado, químicos, plásticos, o biocombustibles, entre otros. Dentro de los procesos químicos destacan la transesterificación, la hidrodeshidrogenación, el craqueo, la isomerización y el metanol a gasolina.

Finalmente, los procesos biológicos utilizan microorganismos, como microalgas o insectos, para convertir a los residuos en nuevos productos. Este tipo de procesos ha cobrado especial relevancia en los últimos años, debido principalmente a su alta eficiencia y bajo consumo de energía. De este tipo de procesos se generan productos de valor agregado, así como biomasa que puede ser procesada para generar productos de valor agregado y biocombustibles. Dentro de los procesos biológicos se pueden mencionar a la mosca soldado negra, las microalgas o bien las lombrices.

Como puede notarse, todos los procesos antes descritos permiten generar diversos productos a través de diferentes rutas de conversión. Sin embargo, un aspecto de vital importancia es la selección de la tecnología de revalorización que sea la más apropiada para un residuo en particular. En otras palabras, definir la tecnología más adecuada que sea factible y rentable, considerando una implementación en el sector industrial. Para responder a esta pregunta se sugiere el siguiente procedimiento.

El primer paso es realizar una caracterización fisicoquímica del residuo, con el objetivo de evaluar si contiene, y en qué cantidades, compuestos de valor agregado, carbono, aceites, material lignocelulósico, azúcares o almidones. Con base en la composición del residuo, se sugiere comenzar extrayendo aquellos compuestos de valor agregado, cuyas cantidades permitan que sean factibles en una escala industrial. Este tipo de compuestos si bien se extraen en cantidades pequeñas, su alto precio en el mercado contribuye a la rentabilidad financiera del proceso de revalorización. Una vez que se hayan extraído los compuestos de valor agregado se debe volver a caracterizar la biomasa residual; esto con el objetivo de determinar la ruta más directa para la generación de biocombustibles, plásticos, solventes u otros productos químicos. Este tipo de compuestos normalmente se generan en mayor cantidad, aunque su precio en el mercado es menor con respecto a los productos de valor agregado. Tanto para la extracción de productos de valor agregado como para la producción de biocombustibles, otros bioproductos y bioenergía se debe tener en mente la implementación de la ruta de transformación más sencilla; a menor procesamiento mayor rentabilidad financiera del proceso, y por ende será más fácil su adopción en el mercado.

De manera general, a continuación, se describen algunas recomendaciones de procesos de revalorización considerando que los residuos contengan principalmente azúcares, almidones, materiales lignocelulósicos, aceites y/o grasas, así como compuestos inorgánicos. Es importante mencionar que adicionalmente es necesario realizar análisis técnicos, económicos y ambientales de cada uno de los procesos antes de su implementación industrial.

En el caso de los residuos ricos en azúcares y almidones, como alimentos caducos, dañados, o descompuestos, el cultivo de la mosca soldado negra permite generar larvas. Las larvas contienen cerca de 28 % de grasas, 38 % de proteínas, 7 % de fibra, 8 % de carbohidratos, 10 % de humedad y algunos otros minerales. La biomasa de estas larvas puede fraccionarse en lípidos, proteínas, y carbohidratos, cada una de las cuales puede convertirse para producir fertilizantes, alimentos, combustibles, antioxidantes, entre algunos otros productos.

En el caso de los residuos ricos en lignocelulosa, se sugiere extraer los compuestos de valor agregado; éstos pueden incluir compuestos antioxidantes, pigmentos, antimicrobianos, entre otros. Una vez que se han extraído los compuestos, el residuo puede convertirse en biocombustibles sólidos, que de acuerdo con el estándar internacional ISO 17225 deben tener un poder calorífico mínimo de 14.56 MJ/kg. Este valor se encuentra por debajo de la madera (16.5 MJ/kg) y el carbón (31.4 MJ/kg) (ISO, 2021); sin embargo, es un combustible renovable que permite generar energía tanto térmica como eléctrica. Adicionalmente, su huella ambiental es menor, dado que el dióxido de carbono liberado en su combustión es el mismo que fue absorbido durante el crecimiento de la biomasa que lo generó. Otra alternativa es generar biocombustibles líquidos, como biogasolina, diésel verde, bioturbosina, y/o lubricantes.

Por otra parte, el agua rica en nutrientes debe tratarse por temas de legislación ambiental. La propuesta es usar este tipo de agua para cultivar microalgas. Esto permite, por un lado, tratar el agua

para que pueda ser vertida al drenaje, y, por otro lado, generar biomasa que al ser rica en carbohidratos y aceites puede ser revalorizada a plásticos, fibras, biocombustibles o algunos otros productos químicos, por ejemplo.

Respecto de los residuos inorgánicos, éstos pueden ser revalorizados para generar biocombustibles tanto líquidos como sólidos. Cabe mencionar que esta alternativa se considera cuando los residuos ricos en compuestos inorgánicos ya no pueden reciclarse.

2. Recapitulación

A nivel mundial se cuenta con recursos naturales renovables y no renovables, los cuales son utilizados en los diferentes procesos de producción que actualmente operan a nivel mundial. Un proceso de producción consta de una serie de operaciones ordenadas de transformación de insumos en productos. Dentro de los productos pueden listarse aquellos de valor agregado, químicos, combustibles, y energía; usualmente, el precio en el mercado de estos productos y su disponibilidad poseen tendencias contrarias. Los procesos de producción constan de operaciones de acondicionamiento, reacción y purificación. En la reacción, se convierte una materia prima en otro producto diferente, cuya conversión y selectividad debe ser la mayor posible con el menor costo.

La operación de estos procesos productivos ha causado efectos negativos en la calidad ambiental, en la equidad social, en la estabilidad económica en el largo plazo. De allí que surge el concepto de desarrollo sostenible, que se refiere a la búsqueda de un avance social y económico que asegure una vida sana y productiva. En este contexto es importante clarificar que el desarrollo sustentable implica hacer un uso correcto de los recursos actuales sin comprometer los de las generaciones futuras, y éste forma parte del desarrollo sostenible. Asimismo, la economía circular es un modelo que puede conducir al logro del desarrollo sostenible, dado que evita la extracción de nuevos recursos y aquellos que ya han sido extraído busca mantenerlos el mayor tiempo posible. No obstante, es importante mencionar que también es necesario un cambio de actitud respecto al consumo, al desperdicio de energía, agua y las materias primas.

Por lo que, para alinear los procesos productivos al nuevo modelo de Economía Circular existen algunas estrategias. Éstas incluyen la reducción de la cantidad de residuos, la reducción del consumo de energía, la incorporación de energías alternas, así como el manejo de residuos; en este último tópico se consideran como opciones de manejo el reciclaje, la reutilización, y la revalorización de los residuos. Un aspecto importante es que estos procesos de revalorización permiten generar productos de valor agregado, productos químicos, biocombustibles, así como bioenergía.

Referencias

- IEA (2020). Sustainable Recovery – World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Disponible en: <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery>; última consulta: 05.10.2022.
- IEA (2022). Data and statistics – Data sets, International Energy Agency, Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-sets>; última consulta: 05.10.2022.

- ISO (2021). Solid biofuels - Fuel specifications and classes - Part 2: Graded wood pellets (ISO 17225-2:2021), International Standardization Organization, Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?Tipo=N&c=N0067970>; última consulta: 05.10.2022.
- Meadows, D.H., Meadows, D.L., Randersm J. (1972). The limits to growth, Potomac Associates. Disponible en: https://collections.dartmouth.edu/teitexts/meadows/diplomatic/meadows_ltg-diplomatic.html; última consulta: 05.10.2022.
- Pixabay (2022). Pixabay, Disponible en: <https://pixabay.com/es/>; última consulta: 05.10.2022.
- RAE, 2022. Diccionario, Real Academia Española, Disponible en: <https://www.rae.es/>; última consulta: 05.10.2022.
- UN (2022). Sustainable Development Goals, United Nations, Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>; última consulta: 05.10.2022.
- WB (2022) Data – GDP (current US\$), The World Bank Group, Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>; última consulta: 05.10.2022.



PROGRAMA
IBEROAMERICANO

Programa Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa
y Bioenergía Rural

Sección I, Capítulo II, 2023: 37-55
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO II. BIOPROCESOS Y BIOREFINERÍAS

Claudia Gutiérrez Antonio*

¹Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Av. Cerro de las Campanas s/n, Col. Las Campanas, 76010, Querétaro, Querétaro, México. claudia.gutierrez@uaq.mx

Resumen. Dentro de los recursos renovables, la biomasa permite generar una amplia gama de productos de alto valor, biocombustibles, así como energía. Para ello, la biomasa puede transformarse mediante procesos individuales o esquemas de biorefinerías. En ambas estrategias de conversión es importante considerar que se requieren operaciones de pretratamiento, ya que las biomasa están integradas por fracciones de triglicéridos, lignocelulosa, azúcares y almidones. Sin importar si el tipo de proceso de conversión empleado, éste debe ser sustentable. Para tal fin se emplean estrategias de intensificación de procesos, integración energética, uso de energías alternas, así como gestión de residuos (en donde se pueden emplear procesos de reciclaje, reuso o revalorización). Adicionalmente, los procesos de conversión deben ser inherentemente seguros, para así asegurar la sustentabilidad del mismo. Finalmente, debe analizarse la cadena de suministro necesaria para la generación de dicho producto, ya que ésta influye tanto en los costos de producción como en el impacto ambiental del producto. Este último aspecto es de vital importancia para certificar la sustentabilidad del producto a través del estándar de la Mesa Redonda de Biomateriales; este estándar aplica a todos los procesos de conversión de biomasa, para generar productos tanto energéticos como no energéticos.

1. Introducción

1.1 Biomasa

Como se mencionó en el Capítulo 1, dentro de los recursos naturales renovables se encuentran la radiación solar, la energía geotérmica, la energía contenida en corrientes de agua y aire, así como la biomasa, Figura 2.1. En particular, la biomasa se define como todo aquel material de origen biológico, excluyendo aquel embebido en formaciones geológicas o que se encuentra fosilizada. Dentro del material biológico se consideran plantas, algas, organismos marinos, animales, así como aquellos generados en la agricultura, producción de alimentos y por supuesto todos los materiales residuales de las diferentes actividades productivas.



Figura 2.1. Recursos naturales renovables. Fuente: Pixabay (2022).

La biomasa ha sido clasificada de muchas formas. Por ejemplo, la biomasa puede clasificarse como comestible y no comestible, en función de su uso o no como parte de la alimentación tanto humana como animal. También se puede clasificar con respecto a su origen en biomasa natural y biomasa residual. Otra clasificación se debe a la evolución de los tipos de biomasa que se han usado para la producción de biocombustibles. En este caso, la biomasa de primera generación considera todos los materiales cultivables destinados a fines alimenticios, mientras que la biomasa cultivable no comestible, así como la residual se cataloga como de segunda generación. Adicionalmente se considera que la biomasa generada por microorganismos, tales como las microalgas, corresponde a la tercera generación. Sin embargo, la clasificación de la biomasa con base en su naturaleza química facilita la propuesta de los procesos de conversión de la misma; dado que, sin importar si es comestible, no comestible, o residual, los componentes de dicha biomasa son similares. Si los componentes son similares se pueden modelar de la misma manera; es decir, la celulosa es el mismo compuesto sin importar en qué tipo de biomasa se encuentre presente. Así, la clasificación de la biomasa que se considerará en el resto del capítulo se basa en la naturaleza química de la misma, Figura 2.2.

Con base en la Figura 2.2, la biomasa se puede clasificar en triglicéridos, lignocelulosa, azúcares y almidones. Es importante mencionar que dada la compleja naturaleza de la biomasa es poco común que ésta conste sólo de lignocelulosa, o sólo de azúcares. Usualmente, las biomásas están integradas por fracciones de estos compuestos, y muchas es veces necesario realizar una separación previa antes de poder procesarla. A continuación, se brinda información sobre cada una de ellas.

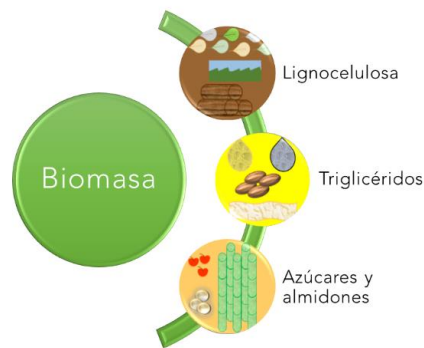


Figura 2.2. Clasificación de la biomasa con base en su naturaleza química. Fuente: Elaboración propia.

Dentro de la biomasa rica en triglicéridos se encuentran los aceites vegetales, grasas animales, aceites usados, así como los aceites contenidos en las microalgas o en los microbios, al igual que las grasas contenidas en los insectos. Los triglicéridos están integrados por ácidos grasos libres y por triglicéridos, cuyas longitudes incluyen desde 8 hasta 24 carbonos. Algunos ácidos grasos incluyen oleico, palmítico, esteárico, ricinoleico; y sus respectivos triglicéridos son trioleína, palmitina, estearina y ricinoleína, respectivamente. Las biomásas ricas en triglicéridos incluyen comestibles (girasol, coco, soya, canola), no comestibles (*Jatropha curcas*, higuerrilla, microalgas), y residuales (aceites usados de cocina, grasas animales). Dentro de las biomásas cultivadas y ricas en triglicéridos, los contenidos de aceite oscilan de un 15 % a un 65%, con rendimientos desde 2 hasta 1900 L/ha/año, y tiempos de cultivo desde 2 meses hasta un año.

Dentro de la biomasa rica en azúcares y almidones se encuentran principalmente los cultivos alimenticios, así como algunos residuos de la industria de la confitería y del sector alimenticio. Este tipo de insumos están integrados por glucosa, fructosa, y sucrosa. Las biomásas ricas en triglicéridos incluyen comestibles (caña de azúcar, maíz, remolacha, papa), y residuales (azúcares residuales, alimentos en descomposición). Dentro de las biomásas cultivadas y ricas en azúcares y almidones, los contenidos de azúcar oscilan de un 6 % a un 21%, con rendimientos desde 40 hasta 100 ton/ha/año, y tiempos de cultivo desde 3 hasta 18 meses.

Finalmente, la biomasa lignocelulósica se encuentra principalmente en los residuos agrícolas, forestales, así como diversas fibras. La biomasa lignocelulósica está integrada por celulosa, hemicelulosa y lignina. Las biomásas ricas en lignocelulosa incluyen residuos de los sectores agrícolas (cascarilla de arroz, paja de trigo, olotes de maíz), forestales (astillas, cortezas), alimenticios (alimentos de baja calidad o en estado de descomposición), y de jardinería (podas de pastos y árboles). Las biomásas ricas en lignocelulosa contienen principalmente celulosa y hemicelulosa, con contenidos de lignina que oscilan desde 2 hasta 50% en algunos casos. Este tipo de residuos se caracterizan por una alta disponibilidad, dado que se generan en los diferentes sectores productivos.

Como puede observarse, la biomasa tiene una compleja naturaleza química, y de manera adicional ésta varía en función de la estacionalidad, así como del lugar y las condiciones en las cuales sea

cultivada y/o procesada. Aunado a lo anterior, usualmente se tiene acceso a datos de disponibilidad de biomasa, pero ello no implica que físicamente se encuentre en el mismo lugar ni que su composición sea homogénea. En algunos países, la intrincada geografía complica el acceso a dicha biomasa, y en consecuencia encarece el proceso de recolección. Estos aspectos deben tomarse en cuenta para definir un proceso de conversión, tópicos serán discutidos en la siguiente sección.

1.2 Procesos convencionales de conversión de biomasa

Con base en la clasificación presentada en la sección previa, las biomásas pueden contener triglicéridos, lignocelulosa, azúcares y almidones. De igual manera, la biomasa se puede convertir mediante procesos químicos, bioquímicos, termoquímicos, y biológicos (Figura 2.3). A continuación, se presentará información detallada sobre cada uno de ellos.



Figura 2.3. Procesos de conversión de la biomasa. Fuente: Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

Procesos termoquímicos

En los procesos termoquímicos, la biomasa se somete a altas temperaturas en atmósferas con diversos contenidos de oxígeno o bien de otros gases. Como resultado de estos procesos principalmente se obtienen gases con alto contenido de energía térmica, los cuales pueden usarse directamente o como materia prima para generar otros productos. Dentro de los procesos termoquímicos se encuentran la combustión, la torrefacción (o carbonización), pirólisis, gasificación, y licuefacción.

La combustión es un proceso en el cual los residuos se queman en presencia de oxígeno; como resultado de la combustión se generan gases, tales como monóxido de carbono, dióxido de carbono, agua, cenizas y energía térmica. Este proceso suele alcanzar temperaturas entre los 200 y 300 °C.

Por otra parte, la torrefacción es un proceso en el cual la biomasa es sometida a altas temperaturas, pero en ausencia de aire y oxígeno. Este tipo de proceso se emplea para mejorar las propiedades de la biomasa, ya que en consecuencia ésta repele el agua y mejora su poder calorífico. La torrefacción usualmente se realiza a temperaturas en el orden de 280-300 °C.

En la pirólisis, la biomasa se descompone a altas temperaturas (500 – 800 °C) en ausencia de aire, y en algunos casos puede emplearse algún gas inerte como atmósfera. Los productos que se

obtienen de la pirólisis incluyen biochar (carbón vegetal), biogases (monóxido de carbono y dióxido de carbono, agua), y bioaceite (mezcla de hidrocarburos y otros compuestos); este último puede emplearse como materia prima para la producción de otros biocombustibles, tales como biodiésel, combustible sustentable de aviación, y diésel verde. El rendimiento de cada uno de los productos se puede maximizar mediante el ajuste de las condiciones de operación y el uso de catalizadores.

Por otra parte, la gasificación de la biomasa se lleva a cabo a temperaturas por arriba de los 700°C, con un flujo de aire menor al requerido en el proceso de combustión. En este proceso, el producto principal es el gas de síntesis, también conocido como syngas, el cual consta de hidrógeno, monóxido de carbono, y dióxido de carbono; adicionalmente, se produce un residuo sólido conocido como escoria (slag).

Finalmente, la licuefacción es una variante de la pirólisis, en la cual no se emplea oxígeno sino un gas reductor; este gas reductor puede ser monóxido de carbono, hidrógeno o inclusive gas de síntesis. Este proceso se lleva a cabo a temperaturas entre 300 y 500 °C y presiones de 100 a 300 atmósferas. Derivado de este proceso se genera un producto líquido, con alto poder calorífico, y gases ligeros.

Entonces, la conversión de la biomasa mediante los procesos termoquímicos permite obtener combustibles, materias primas para combustibles o algún otro producto químico, o bien energía térmica. Ninguno de estos procesos permite obtener productos de valor agregado.

Procesos bioquímicos

En los procesos bioquímicos, las moléculas grandes que integran a la biomasa se convierten en otras más pequeñas gracias a la acción de pequeñas moléculas, como las enzimas y las levaduras. Una característica distintiva de los procesos bioquímicos es que se llevan a cabo a bajas temperaturas y requieren elevados tiempos de residencia. Como resultado de estos procesos principalmente se obtienen combustibles y productos de alto valor agregado. Dentro de los procesos bioquímicos se encuentran la digestión (aeróbica y anaeróbica), la fermentación, y la hidrólisis (ácida o enzimática).

La digestión anaeróbica se lleva a cabo en ausencia de oxígeno, y es un proceso que consta de varias etapas: acidogénesis, acetogénesis, deshidrogenación, y metanogénesis. Esta serie de reacciones se realiza mediante bacterias especializadas. Como productos de la digestión anaeróbica se obtienen biogás y digestato; el biogás es un combustible compuesto por metano y dióxido de carbono, mientras que el digestato puede emplearse como fertilizante.

Por otra parte, en la fermentación se realiza la conversión de los azúcares en alcohol, dióxido de carbono, así como otros productos de valor agregado. Este proceso se lleva a cabo a temperaturas bajas y requiere largos tiempos de procesamiento. La principal desventaja es que los compuestos generados se encuentran en baja concentración, debido a la inactivación de los microorganismos a elevadas concentraciones de bioetanol; esto causa que los costos de purificación sean elevados.

Finalmente, la hidrólisis es un proceso en el cual la hemicelulosa y la celulosa contenidas en la biomasa se transforman en azúcares solubles; usualmente esta operación se considera como un pretratamiento previo a la etapa de fermentación. La hidrólisis se puede realizar mediante métodos químicos y enzimáticos. La hidrólisis química emplea altas temperaturas, los rendimientos no son tan

altos, pero los tiempos de procesamiento son bajos: en contraparte, los métodos enzimáticos no requieren altas temperaturas, requieren microorganismos, pero tardan cerca de 48-96 horas, dependiendo de la enzima en particular.

Los procesos bioquímicos permiten obtener dióxido de carbono, bioetanol, biogás, digestato, ácido levulínico, y otros compuestos de interés. No obstante, en este tipo de procesos no se genera energía.

Procesos químicos

En los procesos químicos, la biomasa se transforma en productos de valor agregado, químicos o biocombustibles mediante procesos catalíticos. Este tipo de procesos se llevan a cabo a elevadas temperaturas, usualmente elevadas presiones, y requieren catalizadores. Dado el desarrollo histórico de los procesos productivos, existe una gran cantidad de procesos químicos. Algunos de ellos incluyen la transesterificación, hidrodeshidrogenación, craqueo, e isomerización.

La transesterificación es una reacción en que los triglicéridos reaccionan con un alcohol, en presencia de un catalizador, para poder producir ésteres alquílicos de ácidos grasos, también conocido como biodiésel, y glicerol. Puede observarse que, dado que el biodiésel consta de ésteres alquílicos de ácidos grasos, no de hidrocarburos, es por eso que se utiliza en mezclas con el diésel de origen fósil. Es decir, a pesar de que sus propiedades sean similares, el biodiésel no es equivalente en composición al diésel de origen fósil.

En la hidrodeshidrogenación, el oxígeno contenido en los aceites se remueve a través de una reacción química con hidrógeno, la cual se realiza a elevadas temperaturas y elevadas presiones. En este proceso, el oxígeno se remueve en forma de dióxido de carbono y agua, subproductos de la reacción, y esto permite generar hidrocarburos de cadena larga. Como referencia, un aceite de origen vegetal contiene 167 veces el contenido de oxígeno del petróleo; de allí, que, en la producción de hidrocarburos a partir de aceites renovables, la reacción de hidrodeshidrogenación es el paso más importante.

Los hidrocarburos que se generan en la hidrodeshidrogenación son similares al diésel, en términos de la longitud de sus cadenas. Por lo que, con la finalidad de obtener otros hidrocarburos como gases ligeros, biogasolina, y combustible sustentable de aviación se requiere realizar dos procesos adicionales: la hidroisomerización y el hidrocraqueo; en ambos procesos se emplea hidrógeno, y se llevan a cabo a temperaturas y presiones elevadas. El objetivo del hidrocraqueo es cortar las cadenas largas de hidrocarburos, mientras que en la hidroisomerización el objetivo es isomerizar a los hidrocarburos presentes.

Finalmente, el proceso de metanol a gasolina ha tomado mucho auge últimamente; este proceso se propuso hace mucho tiempo, pero dejó de utilizarse debido al descubrimiento y aprovechamiento del petróleo. En el proceso metanol a gasolina (MTG, metanol to gasoline, por sus siglas en inglés), la materia prima es un alcohol que se deshidrata para formar olefinas; a su vez, las olefinas se oligomerizan para generar parafinas, naftenos, compuestos aromáticos y así obtener gasolinas renovables. Debido a esto es que el proceso ha cobrado un nuevo auge, en la transición energética que se está viviendo.

Procesos biológicos

En los procesos biológicos, la biomasa se transforma gracias a la acción de microorganismos como las microalgas, las lombrices, o los insectos. Este tipo de procesos demandan bajos requerimientos de energía, y sus tiempos de operación son moderados. Una gran ventaja es su alta eficiencia, y bajo impacto ambiental. Algunos de ellos incluyen el composteo y el cultivo de insectos.

En el composteo, la biomasa se degrada empleando microorganismos, los cuales pueden ser aerobios o bien anaerobios. De este proceso se obtienen humus con ácidos húmicos y fúlvicos, los cuales se emplean como fertilizantes.

Por otra parte, el cultivo de insectos ha cobrado un gran auge tanto como método de procesamiento de la biomasa como para la obtención de proteína alternativa destinada a la alimentación. En el caso del método de procesamiento, la biomasa, usualmente residual, se emplea como alimento de los insectos, los cuales crecen, se reproducen y generan larvas. Dichas larvas contienen proteínas, carbohidratos, y grasas. El porcentaje de cada uno depende de la biomasa que se les suministre. La biomasa generada puede a su vez fraccionarse para generar productos de valor agregado, biocombustibles, así como bioenergía.

A manera de recapitulación, todos los procesos cubiertos hasta este punto se podrían considerar individuales, dado que se enfocan en procesar un tipo o una fracción específica de una biomasa. Sin embargo, la biomasa puede procesarse de forma integral, el cual es un tópico que se discutirá en la siguiente sección.

1.3 Procesos de esquemas de biorefinerías de conversión de biomasa

Como se mencionó anteriormente, un proceso de producción se define como una serie de operaciones ordenadas de transformación. De manera general, los procesos cubiertos en la sección 2.2 se enfocan en el procesamiento de una fracción de la biomasa; debido a la naturaleza intrincada de la biomasa y los múltiples factores que afectan su composición, el escenario más común considera que las biomasa están integradas por diferentes fracciones, una de las cuales puede ser la dominante, Figura 2.4.

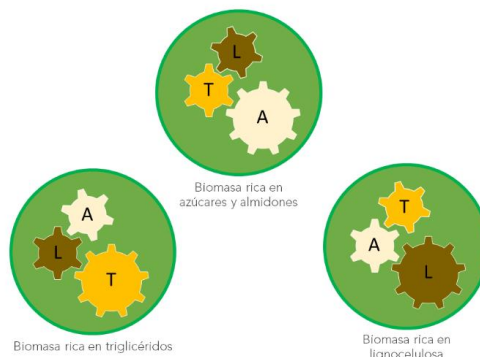


Figura 2.4. Posibles composiciones de diferentes tipos de biomasa. Fuente: Elaboración propia.

Por ejemplo, la higuera es un pequeño fruto que contiene semillas, las cuales a su vez contienen aceite. Por lo que el aceite de higuera podría usarse para producir biodiésel y glicerol; sin embargo,

las otras fracciones restantes no se estarían utilizando. Debido a ello, los costos de procesamiento serán elevados, dado que sólo se utiliza una fracción de la biomasa. Adicionalmente, se genera un problema de contaminación por la acumulación de nuevos residuos. En resumen, la biomasa no se utiliza de manera integral ni eficiente. En aras de emplear de manera integral la biomasa surge el concepto de biorefinerías. El concepto de biorefinería surge en analogía al concepto de petro-refinería, en la cual una materia prima (el petróleo) se transforma mediante una serie de procesos en una amplia gama de productos (gases ligeros, gasolina, diésel, turbosina, combustóleo, entre otros). De allí que en el concepto de biorefinería, una materia prima (la biomasa) es convertida mediante diferentes procesos en una amplia gama de productos (de alto valor agregado, biocombustibles y bioenergía).

Es importante mencionar que este tipo de esquemas de procesamiento beneficia a los biocombustibles, cuya principal desventaja frente a sus contrapartes fósiles es el precio, inclusive cuando se obtienen a gran escala. Por otra parte, usualmente los productos de valor agregado se generan o extraen en cantidades pequeñas, pero su precio en el mercado es alto. La bioenergía producida, que puede ser térmica o eléctrica, permite que el proceso pueda ser auto-sostenible, o bien dependa poco de las fuentes externas de energía. De esta manera, la combinación de altos volúmenes de biocombustibles con bajo precio, bajos volúmenes de productos de alto valor en el mercado, así como la generación de bioenergía permite darle viabilidad financiera al proceso de conversión de la biomasa. Adicionalmente, al procesar toda la biomasa, es decir todas sus fracciones, se reduce la cantidad de residuos generados. Un aspecto importante de destacar es que los productos que se generan en una biorefinería son renovables, debido a la propia naturaleza de la biomasa que se procesa; no obstante, no necesariamente son sustentables, ya que eso depende del impacto ambiental e hídrico del proceso.

El aspecto energético también es muy importante; debe ponerse especial atención en que la energía obtenida de la biorefinería sea, en el peor de los casos, igual a la energía invertida en el proceso de conversión de la biomasa. El principal reto para la operación de las biorefinerías radica en la materia prima; es decir, en contar con la biomasa en la calidad y cantidad requeridas para su operación. Este punto es de gran relevancia, porque a diferencia del petróleo, posiblemente se deba recolectar o cultivar la biomasa en diferentes lugares previo a su procesamiento. En relación a la biomasa disponible, se debe considerar que, aunque se utilicen biomazas no comestibles, si éstas son cultivables puede afectarse de forma indirecta la seguridad alimentaria, debido a la competencia por tierras. Así, de forma general, un esquema de biorefinería se observa en la Figura 2.5.

De la Figura 2.5 se observa que la biomasa es primero sometida a un pretratamiento, con el objetivo de separarla en las fracciones que ésta contenga, tales como azúcares, almidones, triglicéridos o lignocelulosa. Para ello, existen diversos pretratamientos los cuales pueden ser físicos, químicos, fisicoquímicos y biológicos. Dentro de los pretratamientos físicos se encuentran la molienda, microondas, extrusión y la ultrasonificación. Por otra parte, los procesos de hidrólisis (alcalinos o ácidos), el uso de líquidos iónicos o solventes eutécticos profundos forman parte de los pretratamientos químicos. Ahora bien, dentro de los pretratamientos fisicoquímicos se encuentran el uso de agua caliente, así

como la explosión con vapor, amoníaco, o dióxido de carbono. Finalmente, el pretratamiento enzimático es un ejemplo de un pretratamiento biológico. Los pretratamientos antes mencionados tienen como objetivo fraccionar a la biomasa, para su posterior procesamiento. Una vez estas fracciones están separadas, entonces se pueden establecer tres tipos de biorefinerías con base en la naturaleza de la materia prima. Así, se tendrán biorefinerías de triglicéridos, lignocelulósicas, de azúcares y almidones. Cabe recordar que al proponer esquemas de procesamiento con base en la naturaleza química de las biomásas se pueden mezclar aquellas de diferentes generaciones, ya que éstas pueden representarse mediante bloques (ácidos grasos, fructosa, hemicelulosa, por ejemplo). A continuación, se presenta información de cada una de ellas.

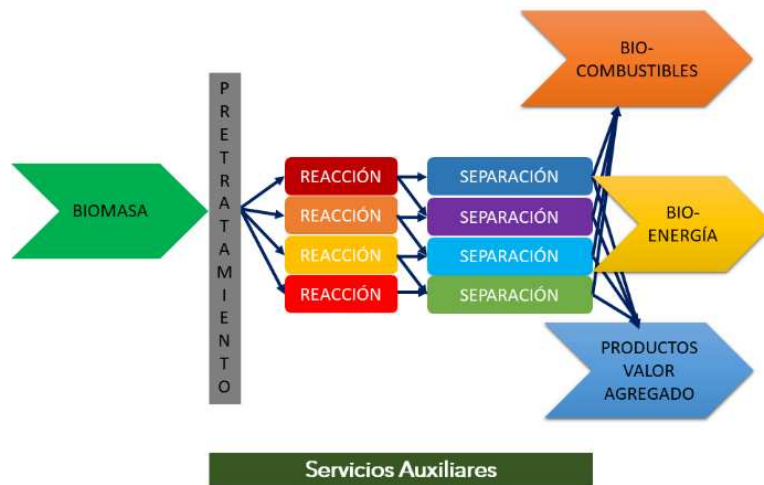


Figura 2.5. Esquema de biorefinería. Fuente: Elaboración propia.

Una vez que la fracción de triglicéridos ha sido obtenida, éstos pueden ser procesados mediante una biorefinería. La fracción de triglicéridos puede extraerse de semillas o de microalgas, e inclusive podrían ser grasas animales o aceites residuales. En las biorefinerías de triglicéridos se pueden generar productos de valor agregado como ácidos grasos y glicerol, así como biodiésel, diésel verde, biogasolina o gas de síntesis. Estos productos pueden obtenerse mediante procesos de transesterificación, hidrólisis, hidrodeshidrogenación, hidroisomerización, pirólisis, hidrocrackeo, o reformado con vapor. Aquí es importante destacar aspectos relacionados con la factibilidad y la implementación de los procesos de la biorefinería. Todos los productos antes mencionados pueden obtenerse, y posiblemente otros más; sin embargo, no necesariamente todos deben obtenerse.

La implementación de cada uno esos procesos de producción demandan tiempo y recursos, tanto financieros como materiales. Si todos los procesos se implementan, la inversión requerida puede salirse de control. De allí que, aunque existen muchos posibles productos es importante seleccionar aquellos de mayor viabilidad; con base en ellos, se definirán los procesos al interior de la biorefinería. A su vez, los procesos se integran con base en la materia prima disponible, lo cual se relaciona con el segundo aspecto. Es de vital importancia conocer el suministro de la biomasa para la operación de

la biorefinería; con base en ello, se define la capacidad de producción de la biorefinería. De allí que una de las áreas de investigación en torno a las biorefinerías se enfoca en determinar los productos que deben obtenerse dada la disponibilidad, rutas de conversión, así como demanda de éstos.

Por otra parte, en la biorefinería de azúcares y almidones pueden producirse bioetanol, biobutanol, hidrógeno, gas de síntesis, acetona, aromáticos, alcanos, ácido levulínico, solventes, entre otros. Estos productos se obtienen a través de fermentación, procesamiento microbiano, catálisis en fase acuosa, o reformado. En este tipo de biorefinerías también deben considerarse la disponibilidad de la biomasa, y la selección de los productos de ésta.

Finalmente, en la biorefinería lignocelulósica se pueden emplear procesos de combustión, gasificación, pirólisis, licuefacción, digestión, fermentación anaeróbica, procesamiento microbiano, o reformado en fase acuosa; es importante mencionar que algunos de estos procesamientos requieren previamente la hidrólisis, así como algunos pretratamientos adicionales. En este tipo de biorefinerías pueden obtenerse hidrógeno, metanol, dimetil éter, aromáticos, hidrocarburos, biogás, hidrógeno renovable, furfural, ácido levulínico, biogasolinias, entre otros.

De manera general, se recomienda definir una ruta mínima de procesamiento con base en la naturaleza química de la biomasa; es decir, entre menos operaciones unitarias sean necesarias para obtener el producto de interés, se podrán esperar menos costos de procesamiento, así como menor inversión de capital. Por ende, el producto será más competitivo y tendrá más oportunidades de insertarse en el mercado. Una vez que los procesos de conversión han sido definidos, ya sean individuales o en biorefinería, se deben aplicar estrategias que permitan que éstos sean óptimos; este tópico se discutirá en la siguiente sección.

1.4 Diseño óptimo de procesos de conversión de biomasa

Los procesos de conversión de la biomasa pueden ser individuales o mediante un esquema de biorefinería; esto dependerá de la biomasa utilizable, los productos que se requieran y por supuesto la inversión disponible. Sin importar ello, los procesos deben ser óptimos; esto con el afán de contar con procesos de bajo consumo de energía, bajo impacto ambiental, y con un costo de producción que permita que los productos sean competitivos. Así, se propone una metodología para el diseño óptimo de procesos de conversión de biomasa, la cual se presenta en la Figura 2.6.



Figura 2.6. Metodología para obtener procesos sustentables de producción. Fuente: Elaboración propia con imágenes de Pixabay (2022).

El primer paso consiste en la definición de un proceso convencional para la conversión de la biomasa, ya sea en un esquema individual o de biorefinería. Se define como proceso convencional a aquel que está integrado únicamente por una serie ordenada de operaciones unitarias de acondicionamiento, reacción y separación; en este proceso, los requerimientos energéticos se satisfacen totalmente mediante servicios auxiliares. Este primer proceso si bien no es óptimo es factible desde el punto de vista técnico, y puede usarse como punto de partida para incrementar su eficiencia. Para definir este proceso convencional se debe considerar la naturaleza química de la biomasa, en la que se incluyen determinaciones como análisis proximal, poder calorífico, humedad, así como cuantificación de compuestos de valor agregado. Con base en la información de la caracterización de la biomasa se debe proponer una ruta de procesamiento que posibilite obtener el producto deseado con el menor número posible de operaciones unitarias. Este proceso debe validarse experimentalmente, y estudiarse con detalle para contar con la información suficiente que permita su modelado en un simulador de procesos. Este modelo debe realizarse con base en la capacidad de procesamiento de biomasa, o bien la cantidad de producto de interés que desea generarse. Es importante mencionar que se debe validar con base en los datos experimentales, hasta tener un nivel de error aceptable. El modelo, ya escalado, de este proceso se empleará como base para implementar diferentes estrategias que permitan lograr su sustentabilidad.

Con base en el proceso convencional se proponen estrategias de intensificación de procesos. Cabe recordar que el objetivo de la intensificación de procesos es la reducción significativa del tamaño de una planta de producción, pero conservando los objetivos de producción. Dicha reducción se puede lograr mediante el empleo de un equipo disruptivo, cuyo tamaño es extremadamente pequeño como consecuencia de que la transferencia de calor y de masa es altamente eficiente. La intensificación del proceso también puede realizarse mediante la combinación de dos o más operaciones unitarias en el mismo recipiente. Así, para realizar la intensificación de procesos se pueden proponer equipos disruptivos o bien equipos multifunción; todas las alternativas propuestas deben ser implementadas y evaluadas en términos de la inversión requerida, y beneficios en términos de rendimientos, consumo de energía, así como impacto ambiental.

Una vez que el proceso se encuentra intensificado, el siguiente paso es el uso eficiente de la energía. Para ello se debe realizar un inventario energético de las corrientes frías y calientes, para así determinar la cantidad de energía que puede ser intercambiada entre ellas. Esta metodología se denomina método del punto de pliegue, y permite realizar la integración energética. Para poder emplear la energía disponible en el proceso se debe diseñar una red de intercambio de calor; esta red de calor representa una inversión adicional. No obstante, se logrará reducir el consumo de combustibles, así como el impacto ambiental del proceso.

Una vez que se han aplicado las estrategias de intensificación de procesos y de integración energética se ha logrado reducir el tamaño de la planta de procesamiento, así como el consumo de energía, y se usan de manera eficiente los recursos materiales y energéticos. Así, el siguiente paso es

reducir la dependencia hacia las fuentes fósiles, lo cual se logra mediante el uso de energías renovables. En la industria, la energía solar, la eólica, y la de la biomasa son las de mayor potencial de aplicación. Es importante mencionar que la implementación de estas alternativas conlleva una inversión adicional, dado que se deben adicionar equipos que permitan la captura y uso de dichas fuentes renovables. En el caso particular de la energía solar y eólica, se debe contar con equipos tradicionales que permitan brindar toda la energía necesaria en el proceso, debido a su intermitencia. En el caso de la biomasa, que se puede emplear en forma de biocombustibles, no se presenta ese problema. Para el aprovechamiento de las energías renovables se debe adquirir equipamiento adicional; pero ello conlleva una reducción en la dependencia de los combustibles fósiles, así como en el impacto ambiental.

Hasta este punto, en el proceso de conversión de la biomasa se han implementado estrategias de intensificación de procesos, integración energética, así como el uso de energías alternas. Por lo que el último paso en la estrategia radica en la optimización del proceso. En este paso se considera el ajuste en las condiciones de operación de todos los equipos que integran el proceso de conversión con el objetivo de reducir la cantidad de residuos; esto equivale a maximizar la generación del producto de interés. Al referirse a condiciones de operación se pueden listar la temperatura, la presión, el flujo, el pH, el tamaño de partícula, entre otras.

Finalmente, el proceso se encuentra optimizado desde el punto de vista material y energético, y con una dependencia reducida respecto del uso de fuentes fósiles de energía. Por lo que en este punto se debe dar un manejo apropiado a los residuos que se generan. Para ello se pueden tener las opciones de reciclaje, reutilización, y revalorización. El reciclaje se refiere a un proceso en el cual un material es procesado para obtener nuevamente el mismo tipo de material. En este tipo de procesos se encuentra el reciclado del aluminio, del cartón, del vidrio, entre otros. Por otra parte, en la reutilización el residuo se somete a un proceso de mínimo cambio, usualmente operaciones de reducción de tamaño, y se emplea para un fin distinto a su propósito original. Así, por ejemplo, un neumático usado puede ser empleado como una maceta para plantas, o bien pintado de colores alegres para ser utilizado como un columpio. Finalmente, en el caso de la revalorización el residuo es transformado mediante procesos químicos, bioquímicos, biológicos o termoquímicos, los cuales permiten obtener productos de valor agregado, químicos, o bien biocombustibles. El manejo de los residuos implica identificar y separar aquellos materiales reciclables y posteriormente los reutilizables. Finalmente, aquellos que no pueden ser reprocesados, reciclados o reutilizados se someten a un proceso de revalorización.

Las estrategias hasta ahora mencionadas permiten contar con un proceso eficiente en el uso de recursos materiales y energéticos; no obstante, la seguridad de dicho proceso es también un aspecto importante que será discutido en la siguiente sección.

2. Análisis de seguridad

Si bien un proceso de producción debe ser eficiente en el uso de recursos materiales y energéticos, también debe ser controlable y seguro. En breve se discutirán ambos conceptos. Asociado al proceso

de producción se cuenta siempre con un sistema de control; este sistema permite regular las condiciones de operación de todos los equipos que integran el proceso. De esta manera se puede garantizar la calidad y cantidad necesaria del mismo para poder suministrarlo al mercado. Adicionalmente se debe considerar la seguridad del proceso; este término implica la distribución de los equipos del proceso, así como los sistemas de seguridad que sean necesarios para que en caso de haber un accidente se logren minimizar las consecuencias, tanto humanas como materiales.

Como se mencionó previamente, un proceso de producción está integrado por una serie de operaciones unitarias, en las cuales se realiza la transformación de las materias primas en productos. En este contexto, la seguridad de procesos no se refiere a que el personal que labora en el mismo posea equipo de protección personal, sino a evitar o reducir las condiciones peligrosas asociadas a los procesos y los equipos que se están diseñando para obtener los productos de interés. Tristemente, las personas que trabajan en la industria han aprendido dolorosamente la importancia de la seguridad de los procesos. Algunos ejemplos de terribles accidentes incluyen el desastre de Bhopal que sucedió en 1984, en el que se liberaron cerca de 40 toneladas de metil-isocianato, que causaron la muerte a 3000 personas de forma inmediata, por falla respiratoria, y muchos más murieron en las semanas siguientes también por cuestiones respiratorias. Otro ejemplo es el accidente de Chernobyl, con cuyas consecuencias aún lidiamos en la época actual, o bien el que sucedió en la planta nuclear de Fukushima en Japón.

Cuando se analiza la seguridad de los procesos se deben considerar los compuestos químicos que se van a utilizar en el procesamiento de la biomasa; esto reviste especial importancia tanto para diseñar la seguridad del proceso como para evitar que en caso de mezcla ocurra una reacción adversa. Otro aspecto que debe considerarse es que no haya fugas de material, y eso pueda crear un riesgo para el personal que labora en la planta. También es relevante la localización de los equipos de proceso, cuya distribución debe evitar que en caso de accidente se presente un efecto dominó; es decir, que yo tenga un problema en un equipo, y ese problema en ese equipo me genere un problema en otro, y eventualmente todo se propague. Sin duda, un aspecto de gran importancia es la localización de la planta de procesos, así como su capacidad de producción. En México, en el año 1984, se produjo una explosión en unas instalaciones de almacenamiento de combustibles de Petróleos Mexicanos, y ésta causó un efecto dominó en el que muchos tanques de almacenamiento salieron a alta velocidad como si fuesen proyectiles. Estas instalaciones estaban cerca de una comunidad rural, y desafortunadamente fallecieron cerca de 550 personas, y muchos más tuvieron heridas severas. Por ello, la localización de una planta, así como los potenciales impactos en caso de un accidente deben conocerse con antelación.

Entonces, la seguridad de procesos es todo aquello que puede hacerse para que el proceso sea más seguro; para ello se debe analizar ¿qué puede estar mal?, ¿qué puede fallar?, y ¿qué consecuencias pueden suceder si ese equipo falla o sucede tal incidente? Para ello, se debe conocer el proceso, los equipos que lo integran, sus condiciones de operación, así como sustancias involucradas y sus cantidades. Por ello, el diseño de procesos es de vital importancia, dado que allí se pueden

considerar aspectos para que antes de que se construya el proceso sea inherentemente más seguro; ese es el objetivo que se persigue con la seguridad de procesos.

Al discutir el tema de los accidentes, dos conceptos son de gran importancia: la frecuencia y la consecuencia. La frecuencia se refiere a qué tan seguido sucede el accidente, mientras que la gravedad de lo que sucede con ese accidente se conoce como consecuencia. Así, los accidentes ocurridos en plantas nucleares no son muy frecuentes, pero sí de altas consecuencias. Algunos otros pueden ser muy frecuentes, pero de bajas consecuencias. El objetivo utópico sería que no hubiese accidentes; sin embargo, un objetivo realista es que cuando se presenten accidentes no sean ni tan frecuentes ni con tantas consecuencias; es decir, no se desea tener baja frecuencia y alta consecuencia, ni alta frecuencia y baja consecuencia. Usualmente, la mayoría de los accidentes que son de bajas consecuencias, pero que se producen de manera frecuente, se reducen mediante la implementación de procedimientos de seguridad personal; por otra parte, los accidentes poco frecuentes, pero de grandes consecuencias se reducen a través de la seguridad de procesos.

En este contexto, la medición de la seguridad de un proceso reviste de gran importancia, ya que permite reducir los efectos no deseados. Por ejemplo, si se busca reducir el número de muertes por ataque cardíaco, se puede asistir a una sala de emergencias para registrar los datos y hacer un análisis estadístico; los datos de dicho análisis no ayudarán a reducir el número de personas que fallecen por ataque cardíaco, dado que sólo muestra cuántas personas están muriendo. Por lo que si lo que se desea es controlar y reducir el número de muertes se deben usar parámetros claves de medición que indiquen el riesgo de sufrir un infarto. Por ejemplo, si la persona no realiza actividad física y además está bajo altos niveles de estrés se incrementa el riesgo de sufrir un paro cardíaco; entonces, se debe monitorear el estado de salud, en particular de ciertos parámetros, y ello efectivamente posibilitará reducir el riesgo de fallecer por un ataque cardíaco. En los procesos de producción es exactamente lo mismo, se deben analizar, identificar o construir los indicadores que permitan identificar el riesgo del proceso; en el caso de una persona quizás esos indicadores incluyen su peso, nivel de triglicéridos y tiempo dedicado a actividad física. Por supuesto que un dato aislado no será suficiente, estos indicadores deben tener un seguimiento frecuente; esto permite saber si las acciones que se están implementando están o no contribuyendo a mejorar los indicadores. De esta manera, se puede contar con un proceso que sea seguro.

La seguridad es importante porque, finalmente, ésta también implica dinero. De allí, la frase célebre de Trevor Kletz: *“si cree que la seguridad es cara, pruebe con un accidente...”*. Es decir, la seguridad de los procesos está en la misma dirección de los beneficios, y el accidente de Bhopal es el mejor ejemplo de ello. Antes del accidente, la empresa dueña de la planta era un gran gigante conglomerado de 9.5 billones de dólares; en 1984 bajó su valor en bolsa en 5 billones, mientras que se convirtió en una empresa más pequeña entre 1992 y 1999. En 1999, la empresa fue vendida a Dow Chemical. Entonces, los beneficios y la productividad van de la mano con la seguridad; el dinero invertido en seguridad permite proteger a los recursos destinados al proceso.

Es importante mencionar que los peligros no pueden modificarse, pero sí los riesgos. Es decir, no se puede cambiar el hecho de que compuesto sea tóxico, y no hay nada que pueda hacerse al respecto; lo que sí puede hacerse es tratar de que el almacenamiento de ese compuesto sea seguro para minimizar el riesgo de que se libere, y las personas se intoxiquen. Así, se deben enfocar los esfuerzos en controlar los riesgos, porque los peligros no pueden eliminarse.

Así, un incidente se define como la repentina liberación de una sustancia peligrosa, que puede causar muertes, lesiones, daños significativos a la propiedad, al ser humano, al ambiente, o bien inclusive la evacuación de algunas personas afectadas. Existen distintas métricas de seguridad.

La tasa de fatalidad se refiere al número de muertes por año de todas las personas que laboran en un cierto sector industrial, con respecto a la población en total.

El índice de riesgo relativo mide el riesgo que tienen las personas que laboran en un cierto sector industrial, con respecto de todos los demás sectores laborales. Por ejemplo, los datos de riesgo relativo de la industria química son menores que la conducción de un automóvil. Esto no significa que haya más peligros al conducir un auto que en la industria química, sino que los riesgos en la industria química se han reducido gracias a la inversión en sistemas de seguridad.

La tasa de accidentes mortales se calcula como el número de muertes en un cierto período de tiempo, en función del total de las horas trabajadas; esta métrica de seguridad se identifica como FAR, por sus siglas en inglés. Por ejemplo, estar en casa tiene un FAR de 3, la industria del papel de 1.54, la industria alimenticia de 3.28, el transporte 7.28, escalar 4000, mientras que la industria química tiene un valor de 0.49. Esto significa que hay mayor riesgo de estar en casa que en la industria química, porque en la primera existen pocas medidas de seguridad para mitigar los potenciales riesgos. En particular, en la industria química se ha mejorado de forma significativa la seguridad de los procesos, ya que todos estos accidentes han motivado el desarrollo e implementación de sistemas de seguridad en procesos que eviten justamente la presencia de este tipo de casos. En este contexto, la seguridad inherente se alinea con la intensificación de procesos; cuando se tiene un equipo más pequeño, el riesgo de que explote o libere cierta cantidad de reactivos es menor que cuando se tiene un equipo convencional. Por otra parte, las condiciones de operación en los equipos intensificados suelen ser más bajas, lo cual resulta en un proceso inherentemente más seguro; las plantas son más compactas, y se simplifica el proceso, por lo que también se reducen de manera indirecta los errores que pueda tener el operador.

3. Estimación de costos de producción

Como se mencionó previamente, un proceso de producción está integrado por una serie de operaciones de transformación que permiten obtener un producto a partir de una materia prima. Como parte de ese proceso debo considerar aspectos técnicos, energéticos, ambientales y de seguridad. Posteriormente, se debe analizar el proceso desde el punto de vista económico.

Un inversionista debe contar con información para poder tomar decisiones, y seleccionar aquellas alternativas que sean más atractivas. En este contexto, la ingeniería económica permite analizar qué implica una alternativa respecto de las otras, y también cuál es el beneficio que se podría obtener.

Este análisis se realiza con base en el diseño preliminar para así tener una estimación rápida del potencial económico del proceso; este análisis debe realizarse tan rápido como se pueda, ya que, si el proceso no es factible desde el punto de vista económico, no tiene caso seguir trabajando en ese proceso.

Si en esta primera etapa, el proceso es factible entonces posteriormente se puede realizar un estudio de pre-inversión; si éste también es favorable entonces se realiza un diseño de detalle, el cual brindará el valor más cercano posible a la inversión total que será requerida para la construcción y puesta en marcha de dicha planta. En este contexto, se necesita una inversión para empezar con la puesta en marcha de una planta, la cual implica una inversión fija y un capital de trabajo; por otra parte, el costo total de operación del proceso involucra la inversión, mano de obra, materias primas, el costo de los servicios, así como el precio de los productos que se están generando en el proceso.

De forma tal que la utilidad bruta se define como la diferencia neta de la utilidad bruta menos la depreciación del equipo, y el pago de los impuestos. Para efectos de todos estos cálculos, uno de los indicadores económicos más importantes es la tasa de retorno, la cual debe ser mayor a la tasa bancaria de referencia, pues de lo contrario no tiene caso tomar el riesgo de la inversión.

También se debe considerar el efecto del tiempo en la inversión; el valor del dinero cambia con el tiempo, y para ello se utilizan índices. En el caso particular de las plantas de procesamiento, los índices se publican en "Chemical Engineering Magazine", en donde se toma como año base el período de 1957 a 1959; así, por ejemplo, en 2008 el índice es 549.2, respecto del año base, justamente por el cambio que tiene el dinero sobre el tiempo.

También deben conocerse los costos de electricidad, de los servicios auxiliares, las materias primas, y de los equipos de proceso. Estos datos dependen del proceso en particular que se esté analizando, y sus valores varían en cada país, e inclusive de una región a otra. En particular, los costos de los equipos de proceso se realizan mediante la metodología de Guthrie, en el cual se calcula un costo base de los equipos de procesos; este costo base se calcula considerando que el equipo va a operar a presión atmosférica, a baja temperatura y será fabricado con acero al carbón. Posteriormente, el costo base se ajusta a las condiciones de presión, temperatura y materiales que serán realmente requeridos en el equipo. Posteriormente, el costo debe actualizarse al valor presente mediante los índices antes mencionados. Adicionalmente a dicho costo actualizado se consideran sobre costos. Uno de ellos está asociado con las contingencias, el cual se considera el 18% del costo total de los equipos; otro factor considera gastos relacionados con equipamiento, mantenimiento, y se le conoce como factor de adecuación con un valor del 61% del costo total de los equipos.

Por otra parte, las emisiones de dióxido de carbono se calculan con base en la energía que se debe suministrar. Para ello se selecciona el tipo de combustible que se emplea junto con un factor de emisiones, el cual es diferente para cada país pues se calcula con base en su matriz energética. Para el caso de las emisiones del dióxido de carbono asociadas a la electricidad, tenemos que considerar el consumo eléctrico de los diferentes equipos, y un factor de consumo eléctrico que asociado a la generación que se va a cambiar para cada país, porque la matriz energética de cada país es diferente.

Así, hasta este punto ya se tiene el diseño conceptual de un proceso de conversión de biomasa que es factible técnicamente; además, se intensificó y se redujo su consumo energético, al igual que se llevó a cabo el análisis de seguridad del mismo para reemplazar materiales y operar en condiciones más nobles. Con base en ese diseño se ha estimado un costo total anual donde se considera tanto la inversión, como los costos de operación, y se han estimado las emisiones de dióxido de carbono asociadas a ese proceso por la generación de vapor y la generación de electricidad. El siguiente paso es analizar la cadena de suministro requerida para la operación de dicho proceso, y asegurar la sustentabilidad.

4. Cadenas de suministro

En el proceso de conversión de la biomasa que se ha diseñado es necesario determinar de dónde provendrán todos los insumos requeridos para la operación, y hacia dónde se distribuirán los productos. De allí surge el concepto de cadena de suministros, la cual incluye todas las actividades que requiere la organización para poder entregar bienes.

En este caso las cadenas de suministro consideran la entrega de todos los insumos requeridos, antes del proceso, y la distribución de los productos, después del proceso. Así, la cadena de suministro debe asegurar la disponibilidad en tiempo y calidad de todos los elementos necesarios para generar esos productos, mejorar los tipos de distribución, hacer un adecuado manejo de los inventarios, respetar los tiempos de entrega, y además responder con efectividad los cambios en la demanda y la oferta.

La cadena de suministro se integra por los proveedores, los transportistas, los fabricantes, los clientes, así como la comunicación y el uso de herramientas tecnológicas, dos elementos intangibles que son básicos para que la cadena se articule apropiadamente. En la cadena de suministro, la comunicación entre estos actores, y por supuesto, el uso de herramientas tecnológicas para poder dar seguimiento en tiempo real es indispensable. Para asegurar la cadena de suministro se deben cuidar diferentes aspectos. En el caso de proveedores y fabricantes se pueden aplicar técnicas de intensificación de procesos, de integración energética, usar energías renovables, y optimizar el proceso. En el caso de los centros de distribución hay que aplicar técnicas de eficiencia energética, usar energías renovables y minimizar el inventario. En el caso del transporte se deben procurar cadenas de suministro local, cuyos medios de transporte usen biocombustibles y operen mediante la logística inversa.

El concepto de logística inversa implica un flujo de materiales inverso al del flujo tradicional. Usualmente, en la cadena de suministros se gestiona la disponibilidad en tiempo y calidad requeridas para que los productos sean trasladados desde el fabricante hasta el consumidor. La logística inversa entra en acción cuando el cliente retorna ese producto o el residuo asociado a ese producto al centro donde se procesa. Este modelo de recolección es utilizado por muchas empresas para llevar a cabo la recolección de los paquetes o de los materiales que ya no quieren los consumidores.

Para determinar si un proceso de producción, así como su cadena de suministro son sustentables se cuenta con un estándar emitido por la Mesa Redonda sobre Biomateriales (Roundtable on Sustainable Biomaterials, RSB por sus siglas en inglés). El estándar de la RSB contribuye a la seguridad

alimenticia, el desarrollo rural, la protección de los ecosistemas, y está alineado a los objetivos de desarrollo sostenible.

El estándar de la RSB aplica para la obtención de materias primas de origen biológico, la producción de biocombustibles, a partir de cultivos ricos en azúcares, almidones, lignocelulosa, así como aceites y combustibles avanzados. En esta categoría entran aquellos que se producen a partir de residuos derivados de combustibles fósiles, así como productos que ya han terminado su vida útil, como los plásticos. El estándar también se puede emplear para evaluar la sustentabilidad de aquellos productos que no son combustibles y que también se originan a partir de las biomásas. Un aspecto muy interesante es que el estándar de la RSB también abarca cadenas completas de suministro completa, y en este caso es el producto al que se le da la categoría de sustentable. Por ello, este estándar se considera multi-actor, y también abarca la producción de nuevas biomásas y biomateriales.

Este estándar tiene distintos tipos de certificación; uno de ellos es la certificación global de biocombustibles que aplica en todo el mundo con excepción de la Unión Europea, ya que ésta tiene su propia certificación. También existe una certificación para todos los productos que no sean combustibles como son plásticos, textiles, farmacéuticos, empaques, cosméticos, suplementos nutricionales, alimenticios, pulpa, papel, entre otros. Cabe mencionar que hay una certificación específica para CORSIA, por sus siglas en inglés Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation; esta certificación permite acreditar las emisiones de dióxido de carbono en el sector de la aviación por el uso de biocombustibles. Adicionalmente, existe un estándar para la certificación de biocombustibles en la Unión Europea, y en el caso de Japón hay una certificación de biomásas que únicamente considera tanto los troncos como el residuo del kernel de la palma aceitera; es decir, el residuo del kernel después de haber extraído el aceite.

De igual manera, también hay una modalidad de certificación para pequeños productores, aquellos que en conjunto poseen menos de 75 hectáreas. Este estándar es muy interesante porque se pueden integrar varios grupos pequeños, y obtener la certificación de las biomásas que ellos están generando en estas áreas. También hay una certificación enfocada en garantizar que la biomasa que se está comercializando no proviene de tierras en las que se haya realizado un cambio del uso del suelo. Por otra parte, también es posible certificar que la biomasa que se está produciendo no se origina en un cultivo genéticamente modificado.

El estándar de la RSB se basa en 12 principios: legalidad, planeación, monitoreo y mejora continua, cálculo de emisiones de gases efecto invernadero, derechos humanos y laborales, desarrollo rural y social, seguridad local, suelo, agua, calidad del aire, uso de la tecnología y manejo de residuos, así como los derechos de tierra.

De forma general, cualquier proceso que convierta una biomasa en algún producto de interés tiene un impacto sobre el medio ambiente, y puede ocasionar también un impacto en la comunidad. Por ello, este estándar es muy interesante porque no solamente cuantifica los impactos del proceso, sino que adicionalmente requiere la propuesta, puesta en marcha y monitoreo de un plan de mitigación de sus efectos. Es decir, se busca que en el peor escenario la región en la cual se instalará el proceso

de producción permanezca como se encontraba antes, buscando mejorarlo para así contribuir al desarrollo sostenible.

5. Recapitulación

La biomasa puede clasificarse con base en muchos criterios; si lo clasificamos con base en su naturaleza química en lignocelulosa, triglicéridos, azúcares y almidones se facilita abordar el procesamiento y la conversión de esas biomásas. Estas biomásas se pueden transformar mediante procesos bioquímicos, procesos químicos, procesos biológicos y procesos termoquímicos. Estos procesos de conversión permiten transformar a una fracción de las biomásas, lo cual no necesariamente es un esquema óptimo. De allí, que las biomásas pueden procesarse de manera integral mediante esquemas de biorefinería. Las biorefinerías son esquemas de procesamiento de la biomasa en las cuales se obtienen al menos un biocombustible, un producto de valor agregado, así como bioenergía, la cual puede ser térmica o eléctrica. Este esquema de procesamiento permite mejorar la factibilidad financiera de estos procesos, y además posibilita utilizar de manera integral una biomasa. Independientemente de si el proceso de conversión de biomasa es individual o a través de una biorefinería se deben proponer y evaluar alternativas intensificadas, la integración energética del proceso, el uso de energías renovables, y por supuesto, optimizar el proceso de producción. Adicionalmente, se tiene que realizar un análisis de seguridad para minimizar cantidades, sustituir por químicos menos peligrosos, y tener condiciones moderadas de operación; esto permitirá que se pueda contar con un proceso de conversión inherentemente seguro.

En cuanto a la estimación de costos, la metodología de Guthrie permite determinar los costos de los equipos de procesos, que se incluyen en los costos de inversión del proceso, así como los costos de operación de ese proceso. Con esta información es posible estimar de manera preliminar un precio de venta de ese producto, y evaluar si se debe o no continuar con ese proceso en particular.

También es necesario calcular las emisiones de dióxido de carbono, considerando aquellas derivadas del vapor y electricidad. Por supuesto, se tiene también que determinar una cadena de suministro que sea sustentable. Los estudios realizados indican que entre más pequeña la cadena mejora la sustentabilidad; por eso se prefieren cadenas regionales, o cadenas locales. En tales cadenas, se pueden aplicar estrategias de eficiencia energética, uso de energías alternas, minimización de inventario, uso de biocombustibles, así como de la logística inversa.

Finalmente, es importante mencionar que existe una certificación de sustentabilidad para los procesos de generación y conversión de biomásas, en las cuales se puede considerar también la cadena de suministro. El estándar de la RSB (Roundtable on Sustainable Biomaterials) consta de 12 principios que están alineados a los objetivos de desarrollo sostenible, que se han establecido en la Organización de las Naciones Unidas.

Referencias

IEA, 2020, Sustainable Recovery – World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Disponible en: <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery>; última consulta: 05.10.2022.

SECCIÓN II: BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS

CAPÍTULO III. BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS

Manrique, S.M.^{1,2,3,*}, Mosconi, L.^{1,3} Subelza, C.^{1,3} y Honorato, M.^{3,4}

¹ Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa–CONICET), Universidad Nacional de Salta, Av. Bolivia 5150, Salta CP A4400FVY, Argentina.

² Departamento de Geología, Geografía y Medio Ambiente, Universidad de Alcalá, 28871 Madrid, España.

³ Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T), Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED), Amaniel 4, 28015 Madrid, España.

⁴ Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), Estación Experimental Agroforestal Esquel, Trevelin, 9203, Ruta Prov.34 km 9. Argentina.

*Correspondencia: silvina.manrique@uah.es

Resumen: en este capítulo se revisa el concepto de biocombustibles sólidos, las características a nivel físico y químico que deben analizarse para su aprovechamiento energético, los métodos de análisis de laboratorio, las técnicas de acondicionamiento o pretratamiento y los principales procesos y tecnologías de conversión energética para las aplicaciones más comunes: biocalor y bioelectricidad. Se revisan, asimismo, las clasificaciones actuales acordadas en normativas internacionales para facilitar su comercialización. Se explora el contexto mundial en relación con la participación de estos biocombustibles, su rol en la matriz energética y su comercio, como así, se replica este análisis a menor escala considerando la realidad de Argentina. Se discuten, por último, las oportunidades y los desafíos para el uso de biocombustibles sólidos a futuro.

1. Introducción

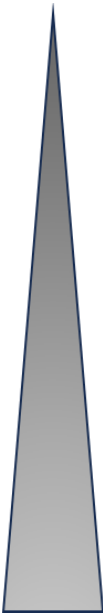
1.1. Conceptos y definiciones

Para introducir este tema es importante comenzar por mencionar que el diccionario de la Real Academia Española define:

biocombustible. 1. m. Combustible obtenido mediante el tratamiento físico o químico de materia vegetal o de residuos orgánicos.

Es decir, que un biocombustible es un material obtenido luego de haber sometido cualquier recurso de biomasa (entendida como materia prima original), a algún proceso de transformación. Dado que los recursos de biomasa son muy variados (residuos agrícolas, pecuarios, forestales, sólidos urbanos, etc.) podrán obtenerse biocombustibles de tipo sólidos, líquidos o gaseosos, dependiendo del tipo de biomasa de origen, del proceso al cual sea sometida, las características de operación de éste y la aplicación buscada. En la Tabla 3.1. se muestran los tipos de biocombustibles que pueden obtenerse en función de diferentes niveles de procesamiento.

Tabla 3.1. Tipos de biocombustibles más comercializados, y acondicionamientos necesarios de la biomasa para obtenerlos. Fuente: Modificado de ISO 17225-1 (2014).

Nivel de procesamiento	Tipo de acondicionamiento	Biocombustible
 <p>Bajo o nulo</p>	Solo desramado o ningún tratamiento	Árbol completo (> 500 cm)
	Corte con herramientas afiladas	Troncos o rollos de árboles (>100cm)
	Corte con herramientas afiladas	Troncos de madera (50 cm a 100 cm)
	Corte con herramientas afiladas	Leñas (5 cm a 100 cm)
	Descortezado	Corteza
	Apilados	Fardos
	Picado	Paja o cultivo herbáceo picado
	Triturado	Restos triturados
	Corte con herramientas afiladas	Costeros y recortes
	Corte con herramientas afiladas	Astillas (5 mm a 100 mm)
	Corte con herramientas afiladas	Aserrín (1 mm a 5 mm)
	Molido	Polvo de combustible (< 1 mm)
	Cepillado con herramientas afiladas	Virutas (1 mm a 30 mm)
	Secado	Granos o semillas
	Deshidratación de restos fibrosos	Torta de fibras
	Compresión mecánica	Briquetas (diámetro > 25 mm)
	Compresión mecánica	Pélets (diámetro < 25 mm)
	Compresión y formación de paralelepípedos	Pacas o balas cuadradas
	Compresión y formación de cilindros	Pacas o balas redondas
	Presión y extracción mediante químicos	Pepitas o huesos de frutas
Pretratamiento suave mediante un corto periodo de tiempo (1 hora) entre 200 y 300°C	Biomasa tratada térmicamente	
Alto	Pirólisis de biomasa	Carbón vegetal

En este capítulo se abordarán de manera particular los biocombustibles sólidos. Las normas ISO (Organización Internacional de Normalización) número 17225 (ISO, 2014) son las que definen el

marco clasificatorio de este tipo de combustibles, a fin de posibilitar el comercio eficiente bajo estándares comunes. Dicha norma abarca materiales brutos y procesados de la arboricultura y silvicultura, la agricultura y la horticultura y la acuicultura, los cuales podrían ser agrupados en por lo menos cuatro grandes categorías:

- biomasa leñosa: materia prima derivada de matorrales, arbustales, bosques nativos o plantaciones forestales, que puede ser colectada directamente de la naturaleza o puede generarse en el ciclo productivo de cultivos agrícolas o forestales o sus etapas de procesamiento industrial. Esto implica que puede incluir formatos diferentes, incluyendo desde leña depositada de manera natural en el suelo boscoso, a restos de tratamientos silvícolas (fustes enfermos, torcidos, ramas) o aserrines, virutas o astillas generadas a nivel industrial.

- biomasa herbácea: proveniente de horticultura o agricultura, o cualquiera de las etapas de procesamiento industrial de esta materia prima. A diferencia de la biomasa leñosa, la biomasa herbácea tiene un tallo no leñoso y se marchita al final de la estación de crecimiento. Se incluyen en esta categoría, los residuos y subproductos provenientes de cultivos de cereales, oleaginosas, gramíneas, tubérculos, leguminosas y flores, o aún los restos de podas y mantenimiento de parques y jardines.

- biomasa de frutos: materia prima derivada de frutales y frutos de horticultura como bayas, frutos de hueso o pepitas, frutos secos y bellotas, y los subproductos y residuos generados durante las etapas de procesamiento industrial.

- biomasa acuática, incluyendo microalgas, macroalgas, plantas de mar y aguas dulces, juncos y otros.

Se pueden también aprovechar varias biomazas mezcladas, denominadas “conjuntos” y “mezclas”. En el primer caso, se trata de varias materias primas intencionalmente utilizadas juntas, mientras en el segundo caso, la mezcla no es voluntaria. Además, según la definición, los biocombustibles sólidos pueden ser obtenidos con diferente grado de procesamiento, como mostrado en la Tabla 3.1 y lo especificado en los próximos apartados.

1.2. Características de la biomasa para biocombustibles sólidos

En general, las materias primas de biomasa mencionadas en el apartado anterior, se agrupan como biomasa de “tipo seco”¹ (con excepción de la biomasa acuática que puede aprovecharse escurrida o con el medio en el que crece) por cuanto su contenido de humedad es o debería ser menor al 50%². Dada esta característica, los procesos de conversión energética recomendados comúnmente para su aprovechamiento, son los termoquímicos (como la combustión, gasificación o pirólisis). Cuando el contenido de humedad de la biomasa es superior, generalmente se aprovechan mediante procesos bioquímicos (como la digestión anaeróbica, por ejemplo).

¹ Para diferenciarla de la biomasa de “tipo húmeda” donde se incluyen purines y residuos ganaderos, efluentes cloacales, efluentes industriales, y otras materias primas orgánicas que quedan disponibles con un gran contenido de humedad.

² Contenido expresado en base húmeda (es decir, peso de agua del material sobre peso total de la muestra, por 100).

Por otro lado, este tipo de biomasa se denomina “biomasa lignocelulósica”, ya que está constituida mayormente por celulosa (35 % a 60 %), hemicelulosa (15 % a 40 %) y lignina (10 % a 40 %) y una pequeña fracción de diversos materiales orgánicos menores, agua y algunos elementos minerales o metálicos (Cuervo, 2009; Padilla et al., 2000; Bustamante et al., 2016) (Figura 3.1).

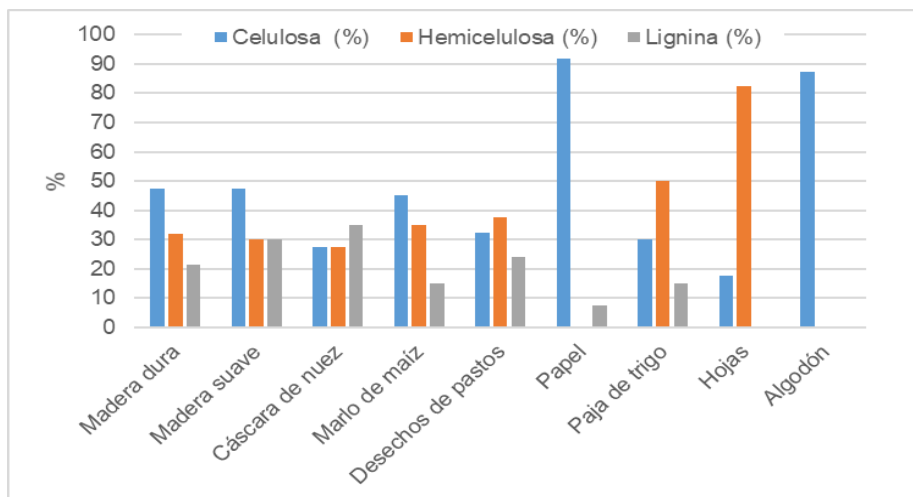


Figura 3.1. Componentes principales de varias biomásas lignocelulósicas. Fuente: elaboración propia basado en Cuervo et al. (2009); Padilla et al. (2000) y Bustamante et al. (2016).

La celulosa está constituida por cadenas lineales de unidades de glucosa unidas mediante enlaces beta (1-4) glucosídicos. Este tipo de enlace da a la molécula una apariencia de cinta (Vian, 1976; Young, 1986).

La hemicelulosa puede estar constituida por azúcares distintos y presentan dos características estructurales comunes: poseen una especie de columna vertebral, formada por una cadena plana de azúcares unidos casi siempre por enlaces β (1-4), de la que pueden salir ramificaciones muy cortas, generalmente de un solo azúcar de longitud. Tiene una estructura típica que le impide formar agregados como las de las cadenas de celulosa. Aunque sí pueden co-cristalizar con las cadenas de celulosa formando puentes de hidrógeno entre los grupos $-CH_2OH$ de las cadenas de celulosa y los oxígenos glucosídicos (Martin Lara, 2008).

La lignina es un polímero irregular de compuestos amorfos y alto peso molecular, formado por unidades de fenilpropano (Jenkins et al., 1998; McKendry, 2002; Goyal et al., 2008; Khan et al., 2009). Es el aglutinante principal para la aglomeración de los componentes fibrosos celulósicos y además también proporciona un escudo contra la destrucción microbiana o fúngica de las fibras celulósicas.

Las especies vegetales de crecimiento lento, por ejemplo, suelen tener mayor composición en lignina que las de crecimiento rápido. El valor calórico (si se analizan por separado) es superior en las ligninas, seguido por las celulosas y por último las hemicelulosas, y por ello, mientras mayor contenido de lignina exista en el material, mayor será su contenido energético. Por esta y otras características que se resumen en la Tabla 3.2, la biomasa leñosa es la de principal interés para su empleo como fuente de energía.

Tabla 3.2. Principales diferencias entre biomasa herbácea y leñosa. Fuente: IRENA (2018a)

Característica	Biomasa leñosa	Biomasa herbácea
Contenido de lignina	alto	bajo
Contenido de cenizas	bajo	alto
Temperatura de fusión de cenizas	alta	baja
Formato	voluminoso	muy voluminoso
Degradación	muy lentamente	rápidamente
Ciclo de vida y cosecha	Perenne. Cosecha continua	Estacional. Cosecha anual
Necesidad de aglutinante para peletizar o briquetar	no requiere	sí requiere

1.3. Acondicionamientos o pretratamientos de la biomasa

Todos los tratamientos realizados a la biomasa para obtener un biocombustible sólido, que será sometido a su vez a algún tipo de proceso de conversión energética, se denominan “pretratamientos” o acondicionamientos (como los mencionados en la Tabla 3.1). Estos cumplen diferentes funciones, pero básicamente se busca mejorar alguna característica para que la biomasa sea aprovechada más eficientemente como combustible. Para decidir o no la conveniencia de aplicarlos, deberá estudiarse la cadena de valorización específica y realizar balances costo-beneficio, ya que el valor añadido que se obtiene al someter alguna biomasa a uno o varios procesos de este tipo puede elevar demasiado el valor final del producto.

Los principales procesos de acondicionamiento son (Figura 3.2):

- **De reducción de la humedad:**

La biomasa debe tener el menor contenido de humedad posible y los límites dependerán de la tecnología de conversión energética que se utilizará. Para reducir el contenido de humedad, se somete a la biomasa a secado natural o forzado. Se utilizan para ello secaderos directos e indirectos: de tambor rotatorio, de transporte neumático, de túnel, de lecho fluidizado, de bandejas.

El bajo contenido de humedad facilita su almacenamiento, traslado y su aprovechamiento energético. Si el material se almacena con altos contenidos de humedad, comenzarán a ocurrir procesos de degradación, ocasionando hongos y podredumbres con la consiguiente pérdida de parte del mismo. En el caso del transporte, mientras mayor contenido de humedad exista en la biomasa, mayor costo implicará, por cuanto se estará transportando agua y no materia útil a los fines energéticos. Por último, para su fin energético, mientras mayor humedad tenga el material, menor poder calorífico tendrá, ya que una parte de la energía deberá perderse para evaporar esa humedad, antes de poder brindar beneficios energéticos. Asimismo, la humedad afecta la eficiencia de combustión.

- **De reducción granulométrica:**

Mientras mayor y más irregular sea el tamaño de la biomasa, más difícil será su aprovechamiento. Por tanto, estos procesos buscan actuar en ambos aspectos. El tamaño afecta a las propiedades de secado, influye en la selección de sistemas de transporte y define el comportamiento en la combustión,

entre otros. Dentro de este grupo de procesos se encuentran el astillado, el triturado, la molienda, el cribado, el tamizado y la disgregación. Algunos de los equipos utilizados son astilladoras estáticas, semimóviles y móviles; molinos de martillo; cribas de disco; sistemas de disgregación.

- **De densificación o compactación.**

La biomasa según su tipo y formato, puede tener diferentes valores de densidad aparente expresada como peso seco sobre volumen ocupado. Mientras menor peso haya en un mismo volumen, significa que hay más espacio ocupado por aire que por masa útil y por tanto, implicará mayores costos de almacenamiento o transporte. Procesos como empaquetado, peletizado y briquetado, permiten aumentar la densidad energética por unidad de biomasa, disminuyendo costos logísticos y facilitando asimismo su utilización en procesos energéticos (alimentación de la combustión, eficiencia de quemado, etc). Para estos procesos, se utilizan equipos como empaquetadoras, briquetadoras, peletizadoras, etc.

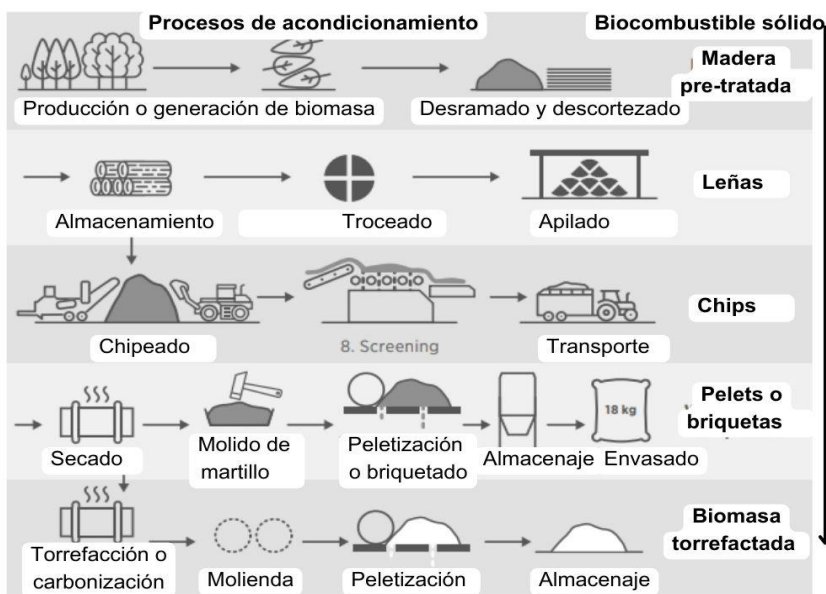


Figura 3.2. Diferentes tipos de procesamientos de la biomasa lignocelulósica según el biocombustible buscado. Fuente: modificado de IRENA (2018a).

Si bien la biomasa se puede quemar directamente en su uso tradicional, el aprovechamiento energético moderno de los biocombustibles sólidos requiere un acondicionamiento especial, debido al alto contenido de humedad, mayor contenido de oxígeno, menor poder calorífico, y baja densidad en relación con los combustibles fósiles ampliamente utilizados (Fernández, 2003). Algunos de los procesos de acondicionamiento como los compactación o densificación y otros que básicamente implican acondicionamientos físicos ya fueron mencionados. Sin embargo, observando en la Tabla 3.1, existen otros pretratamientos que imprimen características nuevas a los biocombustibles resultantes, como los procesos de torrefacción, por ejemplo. Dicho proceso consiste en someter la biomasa a temperaturas medias, entre 200 °C y 300°C, a presión atmosférica y en un medio con baja concentración de oxígeno, logrando así la disminución del contenido de oxígeno en la muestra, el aumento del carbono

y una mejor hidrofobicidad, lo que se traduce en un mayor valor energético (Ajikashile et al., 2023; Wang y Wu, 2023).

La aplicación de procesos termoquímicos que implican un mayor nivel de conversión de la biomasa o directamente su uso energético, serán tratados más adelante.

Más allá del nivel de transformación del recurso, se busca cada vez la aplicación de sistemas tecnológicos más eficientes, con menores pérdidas de energía y reducción de emisiones, en línea con las demandas mundiales de actuación frente al cambio climático, la transición ecológica y el cumplimiento de objetivos de desarrollo sostenible.

2. Importancia mundial y nacional de biocombustibles sólidos

La bioenergía se produce a partir de materia orgánica, conocida como biomasa, que contiene carbono absorbido por las plantas mediante la fotosíntesis. Cuando esta biomasa se utiliza para producir energía, el carbono se libera durante la combustión y regresa a la atmósfera. A medida que se produce más biomasa, se absorbe una cantidad equivalente de carbono, lo que convierte a la **bioenergía** en una energía con emisiones casi nulas. Sin embargo, para que la biomasa sea eficaz a la hora de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs), debe producirse de forma sostenible.

El 90% de la bioenergía global utilizada proviene de biomasa sólida, según datos de la IEA en 2020. Los principales recursos son la leña (67 %), el carbón vegetal (7 %) y los residuos agrícolas y pecuarios (7 %) (WBA, 2019). Estos recursos se emplean mayormente sin procesamiento, en dispositivos simples para satisfacer necesidades de cocción y calefacción en comunidades de bajos ingresos, constituyendo la denominada "biomasa tradicional". Más del 65% de la bioenergía se utiliza en esta manera, a partir de más de 3.000 millones de personas en todo el mundo (IEA, 2020). El uso de esta biomasa tradicional debería ser nulo para 2030, según las proyecciones planteadas en el Escenario Net Zero para lograr el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de la ONU sobre energía limpia y asequible (IEA, 2017).

Por otro lado, el otro 35% del consumo de bioenergía se realiza mediante el aprovechamiento de biocombustibles sólidos modernos ("bioenergía moderna"). La bioenergía moderna es el gigante pasado por alto dentro de las energías renovables. La bioenergía moderna (excluyendo el uso tradicional de la biomasa) fue responsable de la mitad de toda la energía renovable consumida en 2017: proporcionó cuatro veces la contribución de la energía solar fotovoltaica (PV) y la eólica combinadas. La mayor parte de la bioenergía moderna se utiliza en el consumo de energía final para generar calor en edificios y para la industria (IEA, 2018).

Durante el período comprendido entre 2004 a 2015, el comercio internacional de biomasa sólida para energía casi se duplicó, de alrededor de 800 PJ a 1300 PJ, lo cual es equivalente a cerca del 5% del uso total de bioenergía a nivel mundial en 2015. Esto implicó un consumo global de 80 millones de toneladas de biocombustibles sólidos (y un valor de mercado comercializado de 30 billones de

dólares³). Los países con mayor consumo fueron Reino Unido (7M toneladas), Brasil (6,2 Mt) y Etiopía (4,2 Mt) (Figura 3.3).

Considerando los biocombustibles sólidos más comercializados, la demanda mundial del comercio de pélets de madera aumentó desde 30 PJ en 2004 a 220 PJ en 2015. El comercio de carbón aumentó de 30 PJ a 65 PJ durante el mismo período, y el comercio de leña aumentó de 35 PJ a 50 PJ (Proskurina et al., 2017). En la Unión Europea, por ejemplo, este consumo de biocombustibles sólidos alcanzó en 2022 los 104,2 Mtep, lo que supone un aumento del 8,1% respecto al 2021. El crecimiento acelerado puede atribuirse a un aumento de 7,8 Mtep en el consumo, dado por una temporada de calor más larga y por el aumento de los precios de combustibles fósiles postpandemia Covid19, que llevaron a una demanda de 9,7 TWh para bioelectricidad y 6,1 Mtep para biocalor desde biomasa (EC, 2022). En términos generales, el incremento del comercio mundial de estos biocombustibles responde al aumento del apoyo político a la biomasa sólida y los avances tecnológicos en las tecnologías de pretratamiento.

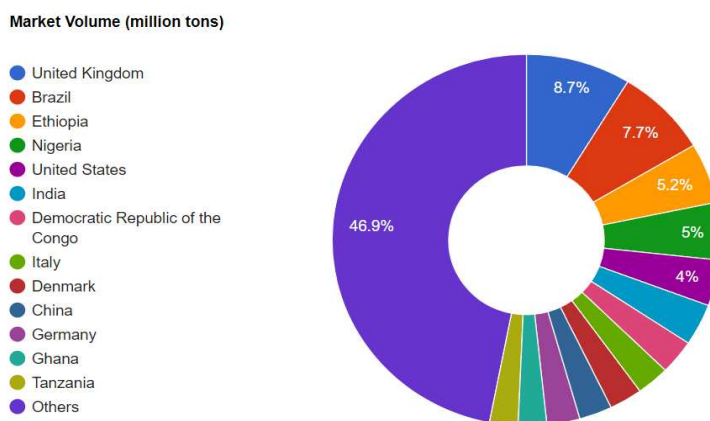


Figura 3.3. Comercio mundial de biocombustibles sólidos. Fuente: Indexbox (2023).

El más grande y mejor establecido mercado mundial de biomasa sólida es el de pélets de madera (Figura 3.4). Aunque ha habido un importante y creciente comercio de pélets no madereros (por ej. cáscaras de girasol de Ucrania a Alemania, cáscaras de palmiste y fruta vacía de Indonesia y Malasia a Japón y Corea, etc.), el mercado de pélets de madera todavía domina el panorama global (IEA, 2018). La producción mundial de pélets de madera en 2022 fue de 46,4 millones de toneladas (FAO, 2023), liderando la producción Estados Unidos (7 Mt), Canadá (cerca de 3Mt), Alemania (2,5 Mt), Vietnam (2 Mt), Rusia (1,7 Mt), Letonia (1,6 Mt), Suecia (1,6 Mt), Francia (1,3 Mt), Austria (1,2 Mt) y Estonia (1,2 Mt). Se agregan a esta producción, otros productos aglomerados de madera y briquetas, con un aporte extra de 6,2 Mt. A nivel de región, Europa generó casi el 58% de la producción, seguido por América (30,6%), Asia (10,9%), y participaciones menores de Oceanía y África.

³ El billón en los países de habla inglesa equivale a 1.000 millones. Es decir, un 1 seguido de nueve ceros (1.000.000.000).

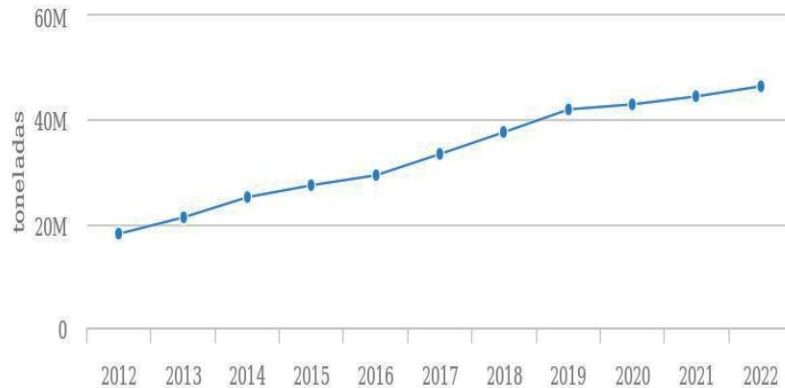


Figura 3.4. Producción mundial de pélets de madera hasta 2022 (en toneladas). Fuente: FAO (2023).

Por otro lado, las fábricas de pélets repartidas por 50 países de todo el mundo habrán puesto en el mercado alrededor de 13 millones de toneladas de pélet certificado ENplus⁴ en el año 2022 (ENplus, 2023), lo cual implica un 28% de la producción mundial. Entre 2013 y 2022, el comercio internacional certificado de este producto se ha multiplicado por 8, con Alemania a la cabeza (150 entidades certificadas), seguida por Italia (86), Austria (69), Polonia (50), Reino Unido (47) y España (39 empresas).

La calefacción es el uso final de energía más importante del mundo y representa casi la mitad del consumo final de energía mundial. Los procesos industriales son responsables del 53% de la energía final consumida para calor, mientras que otro 44% se utiliza en los edificios para calentar espacios y agua y, en menor medida, para cocinar. El resto (3%) se utiliza en la agricultura, principalmente para calentar invernaderos (IEA, 2022). El 2022 fue el segundo invierno más cálido registrado en Europa, lo que ayudó a la UE a utilizar menos gas para calentar los edificios. El crecimiento previsto de energías renovables como la electricidad limpia, las calderas de bioenergía, las bombas de calor y las tecnologías solares térmicas y geotérmicas podría desplazar casi 8 mil millones de m³ del consumo de gas relacionado con los edificios de la UE anualmente en 2023 y más de 17 mil millones de m³ en 2024 (IEA, 2023). El aumento de la atención política que está ganando la calefacción renovable en todo el mundo se debe no sólo a consideraciones medioambientales sino también a preocupaciones sobre la seguridad energética en el contexto de la actual crisis energética mundial (IEA, 2022).

En el caso de Argentina, existe el Régimen de Fomento para el uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica (Ley 27191) con el Plan Renovar como instrumento de aplicación de la Ley. La biomasa residual es una fuente identificada en varias provincias con mucho potencial para su desarrollo, aunque la matriz de energía primaria -al igual que en la mayoría de los países del mundo- depende en más de un 85 % de combustibles fósiles (petróleo y gas,

⁴ El esquema de certificación ENplus define tres clases de calidad de los pellets. Se basan en las clases definidas en la norma ISO 17225-2, y sus nombres son: ENplus A1, ENplus A2 y ENplus B. Los estándares definen los requisitos de pellets de madera en términos de humedad, densidad de energía, resistencia a la abrasión, tamaño y forma de las partículas.

principalmente). Sin embargo, la participación de fuentes renovables comenzó a aumentar ligeramente en la última década, siempre dominada por la hidráulica, debido a cambios en el contexto internacional y políticas específicas de fomento implementadas a nivel nacional, como la mencionada. Estimaciones recientes señalan que los biocombustibles sólidos aportan cerca del 44% de la bioenergía total que existe como oferta en el país, lo cual implica un aporte de 98 TJ (Tera Joules) al año (88% entre bagazo y leña y 12% de “otros primarios”: cáscara de girasol, licor negro, marlo de maíz, cáscara de arroz y residuos pecuarios) (FAO, 2020; Manrique, 2022) (Figura 3.5).

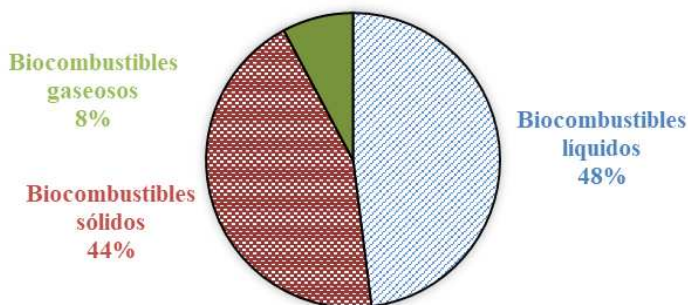


Figura 3.5. Oferta de bioenergía nacional (GJ/año) para el año 2019. Fuente: Manrique (2022).

Se estima que la demanda nacional de biomasa (incluyendo usos térmicos, eléctricos y autogeneración) —sin incluir las Rondas del Programar RenovAr⁵— fue de 10,9 millones de toneladas en el 2019, incluyendo los sectores residencial, industrial y comercial (FAO, 2020). Cerca del 70 % de esa demanda provino de los autogeneradores de bioenergía (18,9 %) y los ingenios azucareros. Sin embargo, la bioenergía aún se encuentra entre las fuentes de mayor costo y requiere incentivos y subsidios para poder competir, con valores medios para biomasa sólida de 116,5 USD/MWh (CMMESA, 2021). Existen a la fecha un total de 36 plantas con biomasa, un 32% con residuos agrícolas y un 68% con residuos forestales (MAGYP, 2022).

3. Caracterización de biocombustibles sólidos

La biomasa no es un compuesto estándar y su composición química, elemental, así como sus propiedades térmicas varían significativamente (Yanán Camaraza et al., 2017). Por tanto, la caracterización de la biomasa resulta importante para identificar los parámetros claves que definen su valoración ya que, en función de su contenido de humedad, cenizas o poder calorífico neto, por ejemplo, se definen categorías de biocombustibles en las normativas de calidad vigentes con miras a un futuro aprovechamiento energético de la misma. Asimismo, la caracterización fisicoquímica de los biocom-

⁵ El Plan Renovar es un programa de abastecimiento de energía eléctrica, que consta de una serie de llamados a convocatoria abierta para la calificación y eventual adjudicación de ofertas a los efectos de la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables con CMMESA, en aras de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país.

bustibles sólidos permitirá brindar un panorama claro sobre las tecnologías de conversión más adecuadas para maximizar productos de interés y/o margen energético, posibilitando un uso racional y controlado del potencial que presenta (Mata Sánchez, 2015).

Algunos de los principales aspectos incluidos en esta caracterización son los siguientes (Manrique, 2017; ISO, 2014):

- Distribución granulométrica:

El tamaño y la forma de las partículas influye tanto en las etapas de recolección y pretratamientos como en las de su conversión energética. Cuanto mayor sea la homogeneidad en tamaño y forma, menores serán los problemas en bóvedas o atascos en equipos de conversión (Portero González, 2018). La determinación de la distribución granulométrica consiste en someter la muestra a un cribado a través de tamices que se mueven en un plano horizontal clasificando las partículas en clases de tamaño mediante movimientos mecánicos. A continuación, en la Figura 3.6 se puede observar la clasificación de los combustibles de madera en función del tamaño de partícula. Nótese que la distribución se desarrolla desde el polvo de madera hasta la madera entera.

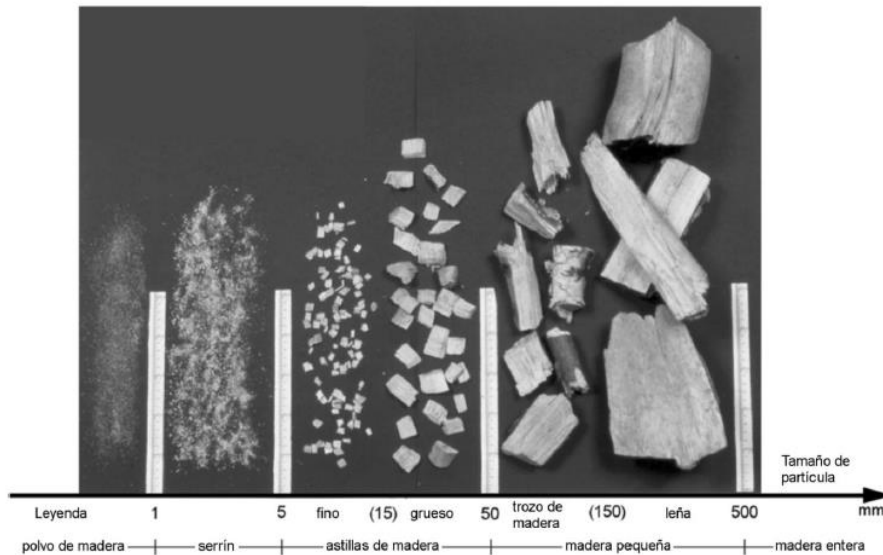


Figura 3.6: Clasificación de los combustibles de madera en función del tamaño de partícula.

Fuente. UNE-EN ISO 17225-1:2014.

- Densidad aparente

La densidad aparente se refiere a la cantidad de peso de sólido que se puede acumular en un volumen considerando tanto el volumen ocupado por las partículas sólidas como por los huecos que hay entre ellas (Portero González, 2018). La estimación de la misma resulta de utilidad para establecer los suministros de combustibles en base al volumen, estimar las necesidades de espacio de almacenamiento y transporte del biocombustible. La combinación de la misma junto con el poder calorífico permitirá estimar la densidad energética, concepto que se desarrollará más adelante. El cálculo de la densidad aparente o a granel se realiza a través del siguiente mecanismo: la porción de ensayo se

introduce en un recipiente normalizado de un tamaño y forma dado y se pesa. La densidad a granel se calcula a partir del peso neto por volumen normalizado y se notifica junto al contenido de humedad medido. Esto es válido para residuos de menor tamaño. Para residuos de mayor tamaño, se estimará la densidad de transporte. La siguiente ecuación (1) especifica el cálculo:

$$BD_{ar} = \frac{(m_2 - m_1)}{V} \quad (1)$$

Donde:

BD_{ar} = es la densidad a granel según se recibe kg/m^3

m_1 = es la masa del recipiente vacío en kg

m_2 = es la masa del recipiente lleno en kg

V = es el volumen del recipiente de medida en m^3

- Humedad

El contenido de agua en la biomasa es un parámetro clave para determinar su cualidad como biocombustible. La biomasa tal y como se recibe, sin secar, puede tener una humedad muy variable que oscila en el intervalo entre un 3% y un 63%; además, los valores de humedad suelen ser mayores en las biomásas de madera que en la biomasa herbácea o agrícola (Vassilev et al., 2010). En la Figura 3.7 se ejemplifica la metodología del ensayo de humedad.

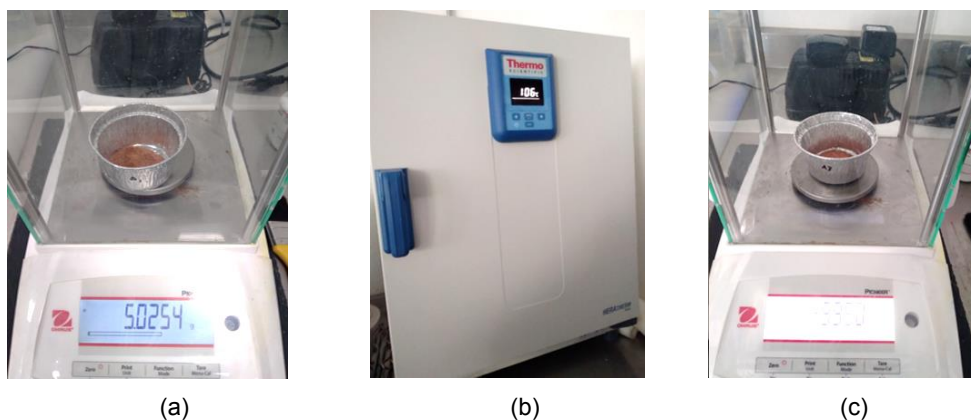


Figura 3.7: Ensayo de humedad total. Donde: (a) pesaje de porción de ensayo antes de estufa; (b) muestra en estufa a 105°C y (c) pesaje luego de estufa. Fuente: propia.

El ensayo de humedad consiste en secar la porción de ensayo de la muestra a una temperatura de 105°C en atmósfera de aire hasta que su masa sea constante. El porcentaje de humedad debe calcularse a partir de la pérdida de masa de la porción de ensayo. Dicho porcentaje de humedad se puede expresar de dos maneras: base seca (b.s) y base húmeda (b.h). Tanto la H b.h como la H b.s. indican la cantidad de agua que tiene un material, con la diferencia que la H b.h. lo refiere sobre el sólido total y la H b.s sobre el sólido seco. La metodología del cambio entre bases se detalla en Norma UNE-EN ISO 16993:2017.

- Cenizas

El contenido de cenizas se compone mayormente de la fracción inorgánica que queda como residuo sólido luego de la combustión de la biomasa. Existen biomásas con elevada cantidad de cenizas que dificultan el funcionamiento de las tecnologías de conversión. La composición final de las cenizas depende de varios factores como: la propia biomasa de origen, el tipo de biomasa, la especie de planta, los procesos y las condiciones de crecimiento, el tiempo de cultivo, el método de recolección o el transporte. Y también depende de las condiciones de combustión de la biomasa considerando la preparación del combustible, la tecnología y las condiciones de combustión o el sistema de recolección (Febrero Garrido, 2015). La Figura 3.8. resume los principales pasos del proceso. En la Tabla 3.3. se detallan los valores promedios de cenizas de diferentes tipos de biomasa.

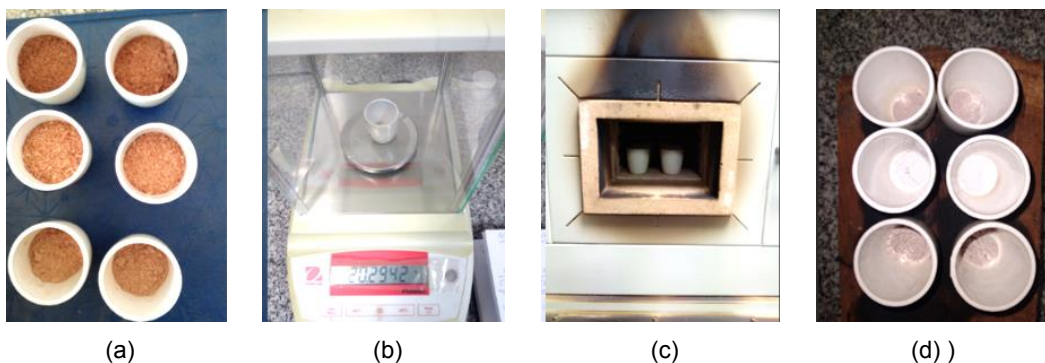


Figura 3.8. Ensayo de cenizas. Donde: a) muestras de biomasa lignocelulósica; b) pesaje de crisoles previo a la mufla; c) crisoles en mufla; d) cenizas luego del ensayo. Fuente: propia.

Tabla 3.3: Contenido de cenizas en biomásas (en base seca). Fuente: Melissari (2012).

Tipo de biomasa	Cenizas (%)
Corteza	5.0-8.0
Astillas de madera con corteza (forestal)	1.0-2.5
Astillas de madera sin corteza (industrial)	0.8-1.4
Aserrín	0.5-1.1
Madera Residual	3.0-12

- Volátiles

La materia volátil en base seca en la biomasa puede variar desde el 48% hasta el 86%. La producción de volátiles incluye hidrocarburos ligeros, CO, CO₂, H₂, agua, y alquitranes (Vassilev et al., 2010).

La materia volátil se determina mediante la pérdida de masa menos la debida humedad cuando el biocombustible sólido está sujeto a una pirólisis parcial en condiciones normalizadas. Según la norma UNE-EN ISO 18123: se calienta una porción de ensayo de la muestra sin contacto con el aire ambiente a 900°C ± 10°C durante 7 minutos. La Figura 3.9. resume los principales pasos del proceso.

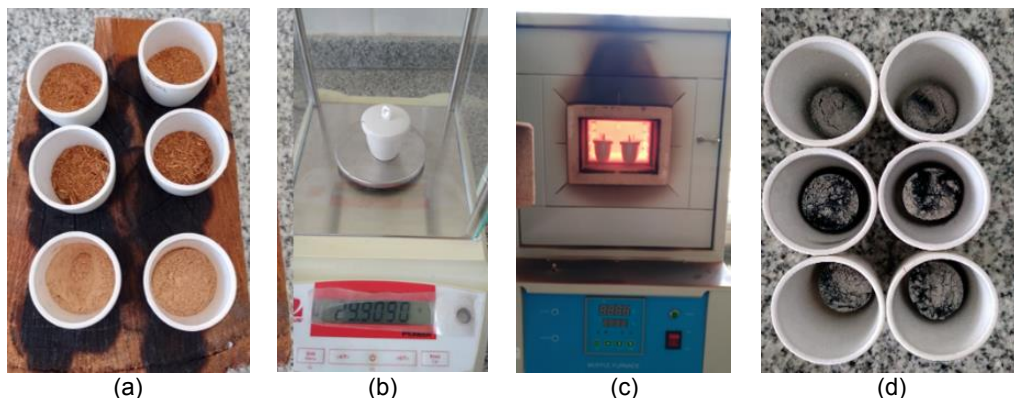


Figura 3.9. Ensayo de determinación de compuestos volátiles. Donde: a) muestras de biomasa; b) pesaje de crisoles; c) crisoles en mufla luego de terminar el ensayo y d) crisoles con material luego de ensayo. Fuente: propia.

- Carbono fijo

El carbono fijo es la fracción de carbono residual que permanece luego de retirar de la muestra la humedad, las cenizas y el material volátil (Czernik y Bridgwater, 2004; Goyal et al., 2008). El contenido en base seca de carbono fijo varía en el intervalo de 1% hasta 38% y normalmente la biomasa de madera tiene más contenido en carbono fijo que la biomasa herbácea o agrícola (Vassilev et al., 2010). El cálculo se especifica como la diferencia entre la totalidad y la suma de humedad, volátiles y cenizas:

$$CF = 100 - (H + CV + C) \quad (2)$$

Donde:

CF= carbono fijo (%)

H= humedad (%)

CV= compuestos volátiles (%)

C= cenizas (%)

- Poder Calorífico:

El poder calorífico es la cantidad de energía desprendida por una unidad de combustible al quemarse, variando con la composición y humedad de las distintas especies. El mismo es necesario para conocer el potencial bioenergético contenido en la biomasa y poder planificar una futura valorización de la misma. Se expresa en unidades de energía por masa o volumen (kJ/kg, kJ/m³). Se determina a través de ensayo con calorímetro o bomba calorimétrica. En la Tabla 3.4 se recogen algunos valores para recursos de biomasa. Se distinguen:

-Poder Calorífico superior (PCS): abarca el calor total desprendido de la combustión completa de una masa de combustible, incluyendo el calor generado por la condensación del vapor de agua presente en el material;

-Poder calorífico inferior (PCI): solo contabiliza el calor de oxidación del combustible, sin considerar el contenido de humedad que hubiera en el mismo.

Tabla 3.4: Poder Calorífico superior (PCS) y Poder Calorífico Inferior (PCI de diversos biocombustibles secos y con la humedad natural. Fuente: Fernández González et al (2015).

Biocombustible	PCS (MJ/kg)		PCI (MJ/kg)
	Seco	Humedad natural	Humedad natural
Pelet de madera	19,8	17,82	16,4
Astillas presecadas	19,8	13,86	12,2
Astillas recién hechas	19,8	9,9	8
Paja	18,7	15,9	14,5
Alperujo	21,5	7,95	6,1
Orujo	21,5	10,11	8,5

- Análisis elemental

El análisis elemental de un combustible sólido implica básicamente la determinación de su contenido en carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O) y nitrógeno (N). En algunos casos también se determina la cantidad de azufre (S) y cloro (Cl), aunque lo más normal es que estos dos elementos formen parte del análisis de cenizas. La composición elemental típica de algunos recursos de biomasa se muestra en la Tabla 3.5. La determinación de estos se realiza a través de la quema de la biomasa en presencia de oxígeno o bien una mezcla oxígeno/gas portador, en condiciones tales que se convierte en cenizas y productos gaseosos de la combustión. Los óxidos de nitrógeno se reducen a nitrógeno elemental, las fracciones másicas de dióxido de carbono, vapor de agua y nitrógeno se determinan cuantitativamente mediante los procedimientos instrumentales adecuado de análisis de gases (según UNE-EN ISO 16948:2015). Por otro lado, el contenido de oxígeno se puede calcular por diferencia sobre base seca.

Tabla 3.5. Composición elemental de biomosas. Fuente: Van Loo y Koppejan (2010).

	C (%)	H (%)	O (%)	N (%)	S (%)	Cl (%)
Astillas de madera	47,1-51,6	6,1-6,3	38-45,2	0,09-0,96	0,007-0,12	0,05-0,01
Madera conífera	47-54	5,6-7,0	40-44	<0,1-0,5	<0,01-0,02	<0,001-0,03
Madera latifoliada	48-52	5,9-6,5	41-45	<0,1-0,5	<0,01-0,05	<0,001-0,03
Cortezas coníferas	48-55	5,5-6,4	34-42	0,3-0,9	<0,02-0,05	<0,01-0,05
Cortezas latifoliadas	47-55	5,3-6,4	32-42	0,1-0,8	<0,02-0,20	<0,01-0,05

Conocer la distribución de los elementos en la biomasa es importante para elaborar las fórmulas químicas de los compuestos que la integran y de esta manera aportar una herramienta útil en la simulación de procesos como así también estimar el contenido orgánico de la misma y evaluar opciones de optimización. Se describen a continuación los constituyentes químicos principales de la biomasa (Obernberger et al., 2006; Vassilev et al., 2010; ISO, 2014):

- Carbono (C). El contenido de C de la biomasa puede variar entre un 42 % y un 71% y normalmente las biomosas de madera tienen un mayor contenido en carbono que las biomosas herbáceas y agrícolas. El contenido en C de la biomasa es en general menor que el de combustibles fósiles sólidos y contribuye positivamente al poder calorífico.

- Hidrógeno (H). El H posee una concentración en la biomasa que varía en el intervalo entre 3% y 11%. El H muestra contenidos más altos en la biomasa que en los combustibles fósiles sólidos.
- Nitrógeno (N). El contenido en N en la biomasa varía entre el intervalo de 0,1% a 12% y la biomasa de madera suele presentar menor cantidad que la biomasa herbácea o agrícola. Este elemento móvil tiene normalmente un contenido ligeramente menor en la biomasa en comparación con combustibles fósiles sólidos. Durante la combustión de la biomasa el N se convierte casi enteramente en N_2 gaseoso y en óxidos de nitrógeno. La cantidad de óxido nitroso (N_2O) es muy baja en las calderas modernas. Solo una parte insignificante de nitrógeno es incorporado en la ceniza.
- Oxígeno (O). El contenido de O de la biomasa normalmente se calcula por diferencia una vez conocidos el resto de los elementos y suele variar entre un 16% y un 49%. Este elemento presenta concentraciones mayores en la biomasa que en los combustibles sólidos fósiles. El contenido de O influye negativamente en el poder calorífico del combustible.

- Densidad energética

La densidad energética es un término que hace referencia a la cualidad de los biocombustibles basándose en su contenido energético (poder calorífico neto) y su distribución de volumen. Este parámetro es de gran utilidad para describir el comportamiento energético de un combustible en el momento de su comercialización. La densidad energética se informa como MWh por volumen a granel. La ecuación para su cálculo se detalla en UNE-EN ISO 17225-1 y es como sigue:

$$E_{ar} = \frac{1}{3600} * q_{p,net,ar} * BD_{ar} \quad (4)$$

Donde:

- E_{ar} es la densidad energética del biocombustible según se recibe en MWh/m³ del volumen a granel.
- $Q_{p,net,ar}$ es el poder calorífico neto (a presión constante) según se recibe, en megajulios por kilogramo (MJ/kg)
- BD_{ar} es la densidad a granel, es decir, el peso del volumen según se recibe, en kilogramos por metro cúbico (kg/m³)
- $\frac{1}{3600}$ es el factor de conversión para las unidades de energía megajulios (MJ) en megavatios hora (MWh).

4. Estándares de calidad para el comercio mundial de biocombustibles sólidos

Las normas o estándares sirven como herramienta para acordar sobre los aspectos principales que deben ser considerados en el uso de los recursos de biomasa y sus biocombustibles derivados (en este caso sólidos). Es útil para los consumidores y usuarios permitiéndoles obtener una referencia para conocer el nivel de calidad y seguridad que deben exigir a los servicios que contratan o los

productos que adquieren. Son asimismo importantes para la mejora de la calidad en el diseño y fabricación de los productos o en la prestación de servicios, la gestión de las empresas y armonizar el comercio internacional (Massó, 2021). Son también una herramienta importante para la gestión de las administraciones nacionales y el monitoreo del cumplimiento de obligaciones legales y permiten verificar procesos de contaminación atmosférica, entre otros (Gould, 2021).

Las normas se desarrollan a tres niveles: internacional, europeo (en el caso de Europa) y nacional. Las normas ISO (International Organization for Standardization), trabajan mediante un Comité técnico internacional en los biocombustibles sólidos: ISO/TC 238 "Solid Biofuels".

En Europa el organismo de normalización para ámbitos multisectoriales es el Comité Europeo de Normalización (CEN) y en España, el organismo designado por la Administración es la Asociación Española de Normalización (UNE), que es una asociación privada sin ánimo de lucro. Massó (2021) recoge ilustrativamente la nomenclatura seguida para la normalización (Figura 3.10).

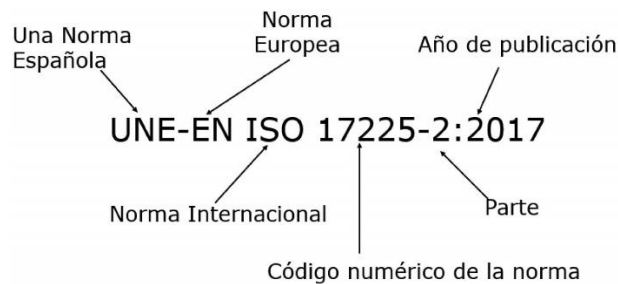


Figura 3.10. Elementos principales en la nomenclatura de una norma. Fuente: Massó (2021).

En particular, las normas en relación con los biocombustibles sólidos pueden agruparse según el objetivo buscado:

- a) Normas que se ocupan de los métodos de muestreos y caracterización de la biomasa
- b) Normas de especificaciones y clases de biocombustibles
- c) Normas de aseguramiento de la calidad

En las Tablas siguientes se recogen algunas de las principales normas con su nomenclatura española.

En la Tabla 3.6 se mencionan normas vinculadas con la toma de muestras, el análisis de distribución de partículas y las que componen el análisis inmediato y elemental, como así también normativa para la determinación de poder calorífico. La caracterización de la biomasa supone una mejora sustancial en el aprovechamiento de este tipo de recurso, permitiendo un uso racional y controlado del potencial que presenta.

Tabla 3.6. Normas de análisis de la biomasa UNE-EN para la caracterización de aspectos fundamentales. Fuente: elaboración propia en base a las normas citadas.

Ensayo	Título	Norma
Muestreo	Biocombustibles sólidos. Terminología, definiciones y descripciones	UNE-EN ISO 16559:2014
	Biocombustibles sólidos. Muestreo	UNE-EN ISO 18135:2018
	Biocombustibles sólidos. Preparación de la muestra	UNE-EN ISO 14780:2018
	Biocombustibles sólidos. Preparación de la muestra. Modificación 1.	UNE-EN ISO 14780:2018/A1:2020
Densidad a granel y tamaño de partícula	Biocombustibles sólidos. Determinación de densidad a granel.	UNE-EN ISO 17828:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación de la distribución del tamaño de partícula para combustibles sin comprimir. Parte 1: método del tamiz oscilante con abertura de malla igual o superior a 3.15 mm	UNE-EN ISO 17827-1:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación de la distribución del tamaño de partícula para combustibles sin comprimir. Parte 2: método del tamiz vibratorio con abertura de malla menor o igual a 3.15 mm	UNE-EN ISO 17827-2:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación de la distribución del tamaño de partícula. Parte 3: método del tamiz rotario.	UNE-CEN/TR 15149-3 IN
Análisis inmediato	Biocombustibles sólidos. Determinación de Humedad. Método de secado en estufa. Parte 1: Humedad total. Método de referencia	UNE-EN ISO 18134-1:2023
	Biocombustibles sólidos. Determinación de Humedad. Método de secado en estufa. Parte 2: Humedad total. Método simplificado	UNE-EN ISO 18134-2:2017
	Biocombustibles sólidos. Determinación de Humedad. Método de secado en estufa. Parte 3: Humedad de la muestra para análisis general	UNE-EN ISO 18134-3:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido de cenizas	UNE-EN ISO 18122:2023
	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido de material volátil	UNE-EN ISO 18123:2016
Análisis elemental	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido total de carbono, hidrógeno y nitrógeno	UNE-EN ISO 16948:2015
Poder Calorífico	Biocombustibles sólidos. Determinación del Poder Calorífico.	UNE-EN ISO 18125:2018

Las 10 clases de combustibles más comunes en el comercio actual son: briquetas, pélets, astillas de madera, combustible triturado, leña, aserrín y virutas, cortezas, pacas de herbáceas, granos energéticos, restos de aceitunas y semillas de frutos. Las propiedades normativas e informativas que deben reportarse para cada clase de biocombustible sólido se detalla en el anexo B de la norma EN 15234-1:2011 (aseguramiento de la calidad) y se especifican en el conjunto de las normas ISO 17225 que brinda la clasificación de dichos biocombustibles sólidos para la comercialización eficiente de los mismos (ISO, 2014) (Tabla 3.7). En la parte 1 de esta norma ISO 17225:1, se presenta una tabla maestra, para usar de guía para reportar los aspectos normativos o informativos según el biocombustible analizado.

Tabla 3.7: Normas de especificaciones y clases de biocombustibles sólidos. Fuente: elaboración propia en base a las normas citadas.

Norma	Título
UNE-EN ISO 17225-1:2022.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Requisitos generales.
UNE-EN ISO 17225-2:2021.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de pélets de madera.
UNE-EN ISO 17225-3:2021.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de briquetas de madera
UNE-EN ISO 17225-4:2021.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de astillas de madera
UNE-EN ISO 17225-5:2022.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de leña de madera
UNE-EN ISO 17225-6:2022.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de pélets de origen no leñoso
UNE-EN ISO 17225-7:2022	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de briquetas de origen no leñoso
UNE-EN ISO 17225-8:2023.	Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Clases de combustibles de biomasa densificada y tratada térmicamente para uso comercial e industrial.
UNE-EN ISO 17225-9:2022.	Clases de combustible triturado y astillas de madera para uso industrial.

Por último, en cuanto a normativas de aseguramiento de la calidad, su principal objetivo es garantizar la calidad de los biocombustibles sólidos a lo largo de la cadena de suministro, desde el origen de la biomasa hasta la entrega del biocombustible sólido (EN 15234-1:2011), según se mencionan en la Tabla 3.8. Dicha cadena incluye básicamente las etapas que se esquematizan en la Figura 3.11:

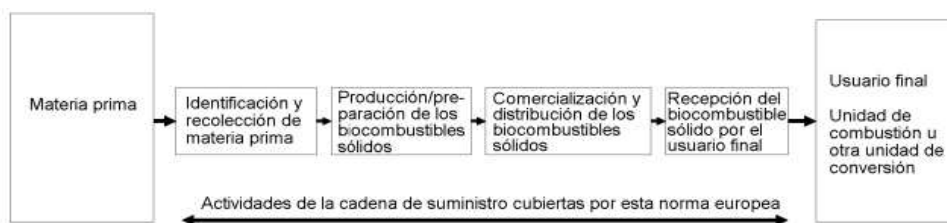


Figura 3.11. Cadena de suministro de biocombustibles sólidos. Fuente: EN 15234-1 (2011).

Tabla 3.8. Normas de aseguramiento de la calidad de biocombustibles sólidos. Fuente: elaboración propia en base a las normas citadas.

Norma	Título
UNE-EN 15234-1:2011	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 1: Requisitos generales.
UNE-EN 15234-2:2012	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 2: Pélets de madera para uso no industrial.
UNE-EN 15234-3:2012	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 3: Briquetas de madera para uso no industrial.
UNE-EN 15234-4:2012	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 4: Astillas de madera para uso no industrial.
UNE-EN 15234-5:2012	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 5: Leña para uso no industrial.
UNE-EN 15234-6:2012	Biocombustibles sólidos. Aseguramiento de la calidad del combustible. Parte 6: Pélets no leñosos para uso no industrial.

5. Biocalor y bioelectricidad a partir de biocombustibles sólidos

Los biocombustibles sólidos principalmente son quemados bajo distintas condiciones para la obtención de bioenergía térmica, eléctrica o ambas, mediante la ruta termoquímica de conversión, dadas sus características físico-químicas ya descriptas. Dentro de esta ruta termoquímica, los procesos más comunes son: combustión, gasificación, pirólisis y licuefacción. En la Figura 3.12 se esquematizan algunos procesos de conversión energética para la biomasa seca, incluyendo también otros que no pertenecen a la ruta termoquímica (solvólisis, extracción, prensado y tratamientos mecánicos, ya mencionados). En este capítulo se tratarán solo los procesos de la ruta termoquímica.

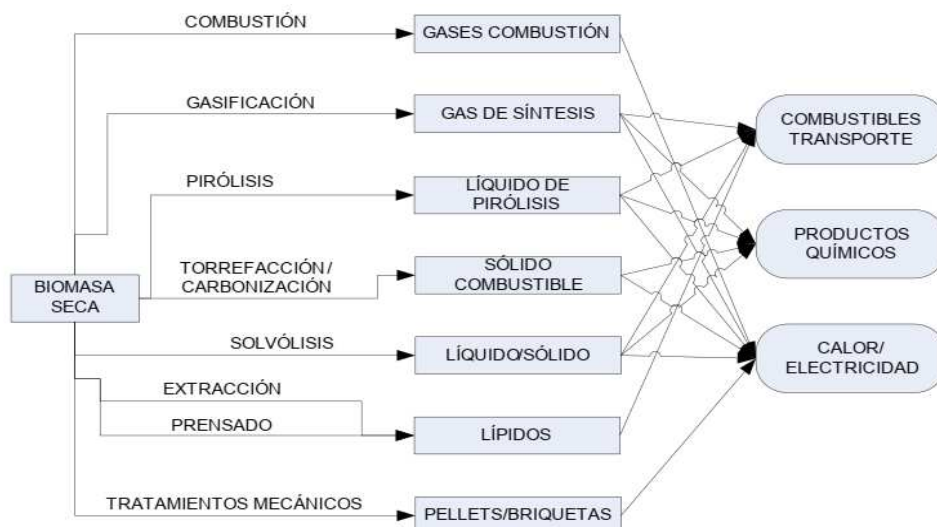


Figura 3.12. Procesos de conversión energética de la biomasa seca y principales aplicaciones.

Fuente: Arauzo et al. (2014).

Algunas características diferenciales entre tales procesos se muestran en la Figura 3.13 y básicamente se deben a la variación de dos parámetros: temperatura y suministro de oxígeno.

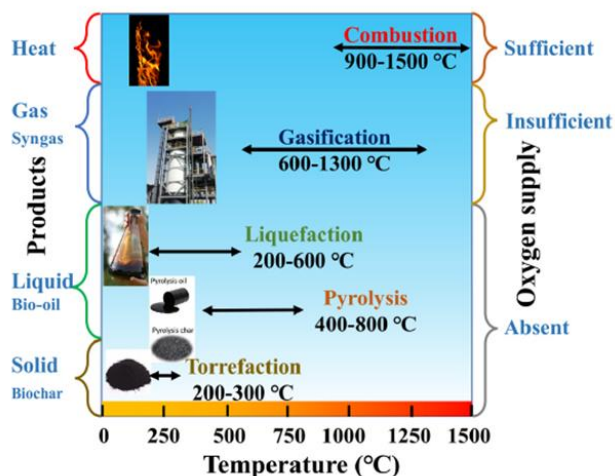


Figura 3.13. Esquema de los procesos termoquímicos de la biomasa. Fuente: Chen et al. (2021).

La **combustión** se puede definir como la oxidación total de la biomasa para producir energía principalmente y algunos subproductos como dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O). A partir de la combustión de los combustibles sólidos se obtiene principalmente biocalor. Esta energía térmica puede ser utilizada para calentar un medio o para la generación de energía eléctrica en centrales térmicas, donde el biocombustible sólido es quemado en una caldera y la energía térmica liberada es transferida al agua líquida que recorre el sistema de cañerías, cambiando su fase a vapor, el cual mueve una turbina por su expansión, generando energía mecánica que es transformada por un generador en energía eléctrica (Badrán et al., 2019) (Figura 3.14). En el proceso de combustión se libera principalmente CO_2 , H_2O , NO_2 , SO_2 y también material particulado y cenizas.

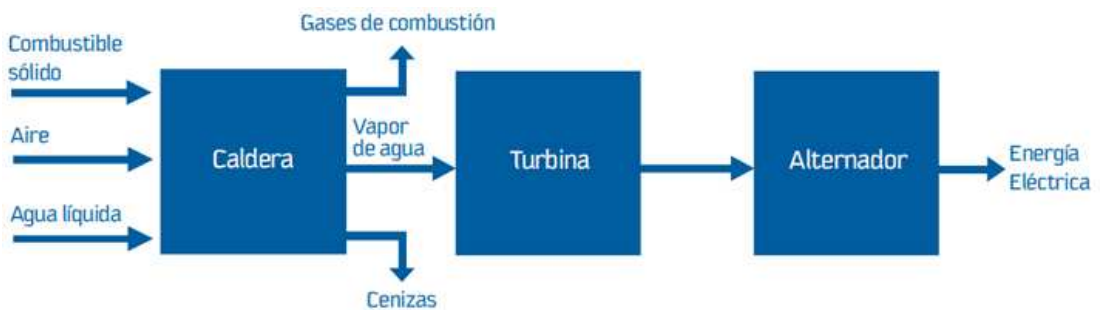


Figura 3.14. Esquema simplificado de proceso de combustión para la obtención de energía eléctrica.

Fuente: Badrán et al. (2019).

La **gasificación**, en cambio, consiste en la oxidación parcial de los combustibles a altas temperaturas en presencia de un agente gasificante en volúmenes insuficientes, pudiendo ser aire, oxígeno o vapor de agua (Yepes Maya & Chejne Janna, 2012). Como resultado se obtiene un gas llamado de gasificación o gas pobre, compuesto principalmente de CO , H_2 , CO_2 y CH_4 , N_2 y que, dependiendo de la biomasa utilizada, también puede contener NH_3 , H_2S , HCl , alquitranes y material particulado (Briones-Hidrovo et al., 2021; Arteaga- Pérez et al., 2015). Este gas luego debe pasar por un sistema de limpieza para su uso final. El gas de gasificación puede aprovecharse mediante equipos de combustión interna, turbinas de gas, en ciclos combinados, en la producción de químicos, y de forma más novedosa en la generación de energía en celdas de combustible (Arteaga- Pérez et al., 2015). De esta forma se puede obtener energía eléctrica mediante la combustión del gas producido en motores de combustión interna y también mediante la combinación del gasificador con ciclos combinados (Figura 3.15).

Por otro lado, la **licuefacción y pirólisis** son procesos que ocurren en ausencia de oxígeno. El primero, es un proceso termoquímico que convierte la biomasa en bio-oil (producto principal requerido), biocarbón y gases, relativamente a baja temperatura ($200\text{ }^\circ\text{C}$ - $400\text{ }^\circ\text{C}$) y alta presión 5-25 Mpa donde el secado de la biomasa no es necesario. El segundo proceso, la pirólisis, ocurre entre $400\text{ }^\circ\text{C}$ y $800\text{ }^\circ\text{C}$, a menor presión (entre 0,1 y 0,5 Mpa), y requiere el secado de la biomasa. En función de las condiciones de operación, básicamente temperatura y tiempo de residencia, la pirólisis dará como resultado una mezcla de productos sólidos, líquidos y gaseosos, en distintas proporciones (Wang y

Wu, 2023), siendo la pirólisis lenta la más conocida por su empleo para obtener el carbón vegetal. El bioaceite de licuefacción, tiende a ser más viscoso y tiene menor contenido de oxígeno que el producto de la pirólisis rápida.

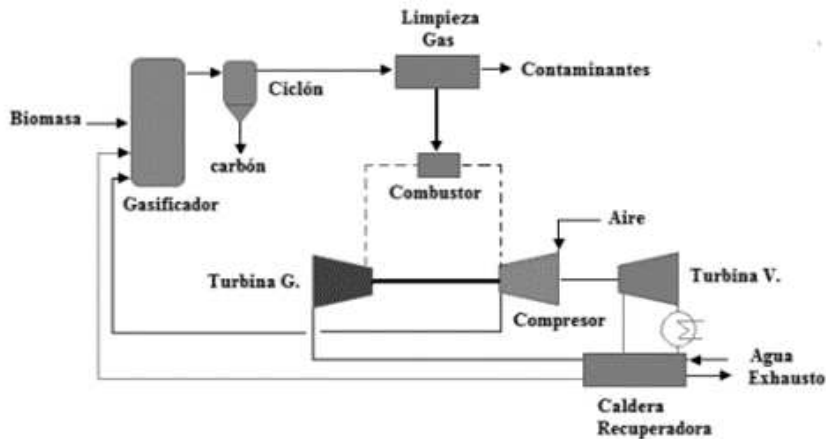


Figura 3.15. Diagrama de un sistema de gasificación con ciclo combinado. Fuente: Arteaga- Pérez et al. (2015).

Tanto la gasificación como las tecnologías de torrefacción, licuefacción y pirólisis, permiten la generación de otros combustibles y productos, como biochar, bio-oil, y a partir del gas de gasificación, metanol, alcoholes, e hidrógeno, cuya investigación se encuentra en auge en la actualidad, mientras que el producto de la combustión es calor. Sin embargo, la tecnología de conversión más usada y establecida tradicionalmente para este tipo de biocombustibles sólidos es la combustión, con el fin de obtener energía térmica principalmente para calentar hogares y cocinar, para el secado industrial mediante la producción de vapor, y también para producción de energía eléctrica mediante turbinas de vapor.

6. Tecnologías disponibles para biocalor y bioelectricidad

- **Producción de calor con biomasa**

La producción de calor con biomasa es el uso más antiguo de dicho combustible y el proceso de combustión, el más utilizado. En cuanto a la tecnología disponible, ésta se ha modernizado en las últimas décadas, empleando estufas o calderas. La tradicional es la de parrilla, utilizándose tanto parrillas fijas, horizontales e inclinadas, como móviles y vibratorias, a veces refrigeradas con agua. Además de la caldera de parrilla, existen un amplio número de tecnologías dispuestas para la combustión de biomasa.

En la Tabla 3.9 se muestra un resumen de las más importantes con sus ventajas, desventajas y aplicaciones comunes.

Tabla 3.9. Tecnologías de combustión más comunes. Fuente: Rojas Manrique et al. (2008).

Tecnología de Combustión	Ventajas	Desventajas	Principales aplicaciones
Estufas y calderas de alimentación inferior	Bajo costo, control sencillo.	Alta calidad y cantidad en el suministro de combustible	Generación de calor, en algunos casos hasta 6MWh para comunidades.
Hornos de parrilla	Bajo costo de proceso, infraestructura resistente a la escoria.	Dificultad para usar mezclas de combustible. La combustión no es homogénea, generando emisiones indeseables.	Usual en la incineración de basuras. Se puede llegar a producir una potencia de hasta 20–30MWe.
Combustión de polvo (Dust combustion)	Alta eficiencia, buen control sobre la carga de biomasa, bajas emisiones de óxidos nitrosos.	Se requiere biomasa peletizada o en partículas diminutas. Se necesita el uso de revestimiento especial para el horno de combustión.	Su uso no es común salvo en instalaciones que tengan abundancia de biomasa en forma de aserrín o polvo.

Las tecnologías mencionadas se encuentran en estado de madurez a nivel comercial con amplia aplicación mundial, y se avanza en investigación, desarrollo tecnológico e innovación (Rojas Manrique et al., 2018). El costo de producción de calor varía en función de la aplicación concreta, ya sean procesos industriales (por ejemplo, secado de los tableros o de la pasta de celulosa en industrias forestales) o residenciales (calefacción y agua caliente sanitaria en áreas urbanas).

En Argentina las tecnologías de combustión utilizadas residencialmente son variadas, incluyendo desde cocinas a leña, braseros, hornos de barro, estufas hogares, salamandras, estufas rockets y estufas a base de pélets o briquetas (MEIDP, 2023). Industrialmente se utilizan calderas para la generación de energía térmica. Las calderas consisten en equipos donde se quema la biomasa en presencia de exceso de oxígeno y la energía es trasferida al agua líquida que circula por un sistema de tuberías, generando el cambio de fase a vapor de agua. Este vapor se utiliza para diferentes procesos, como secado o calefacción (Figura 3.16).



Figura 3.16. Caldera para secado de madera en el Centro Foresto Industrial Arrayanal, Jujuy, Argentina. Fuente: propia.

- **Producción de electricidad con biomasa**

Existen múltiples formas de producción de electricidad con biomasa, a través de motores de combustión o través de diferentes tipos de turbina. La producción de electricidad mediante turbinado acoplado a generador puede incluir diferentes turbinas: de vapor en un ciclo Rankine convencional (CRC), de gas, de ciclo Rankine orgánico (ORC) y de aire caliente (Varela Anton, 2013).

- Turbinas de vapor: son la manera más tradicional de emplear combustibles para la generación eléctrica. En ellas el agua se alimenta por medio de una bomba a una caldera, donde el calor se intercambia con el agua generando vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador, produciendo energía eléctrica. El vapor de escape de la turbina se condensa en la torre de refrigeración y el ciclo comienza de nuevo. La economía de escala hace que este tipo de instalación sólo sea rentable para potencias por encima de 2 o 3 MWe o más. En este caso podría emplearse biomasa sólida (combustión), líquida o gaseosa.

- Turbinas de ciclo orgánico de Rankine (ORC): son similares a las de vapor, pero en este caso en lugar de agua se emplean solventes orgánicos de bajo punto de ebullición. Las potencias van de 50 kW a 2,5 MW y en ellas se podría emplear biomasa gaseosa.

- Las turbinas de gas: operan en circuito abierto. El gas se introduce junto con el oxígeno en la cámara de combustión, los gases se expanden en la turbina que está conectada a un alternador y se genera energía eléctrica. Este tipo de turbinas maneja potencias de varios MW, aunque también se encuentran micro turbinas de gas desde 30 kW. En ellas podría emplearse biomasa líquida o sólida.

- Turbinas de aire caliente: en ocasiones se originan problemas técnicos en la combustión directa de biogás en turbinas de gas abiertas (las de vapor o Rankine), por lo que es posible emplear este tipo de turbinas. En ellas, a diferencia de las anteriores, la combustión es externa y el fluido calentado es el aire, que se expande en la turbina irreversiblemente hasta alcanzar la presión atmosférica. En este tipo de turbinas lo que se quema es biomasa en forma de gas.

El mayor nivel de madurez se verifica en las tecnologías de combustión de biomasa en ciclo Rankine convencional (turbinas de vapor), ciclo Rankine Orgánico, seguido por gasificación en motor de combustión interna (Dovichi et al., 2021), y luego otras tecnologías de pirólisis y gasificación con niveles de madurez intermedios. Por otro lado, mediante motores de combustión, acoplados a un generador, se realiza la generación mediante biocombustibles líquidos (pirólisis) o gaseosos (gasificación). Estos motores pueden ser de: i) combustión interna (motores de explosión y diésel) o ii) combustión externa (Stirling).

La diferencia principal entre un motor de combustión externa e interna está en el lugar donde se realiza la combustión. Si en la externa se efectúa en una especie de calderín ubicado fuera del motor, en la interna la combustión se realiza dentro del motor, en contacto directo con la cabeza del pistón. Si bien los primeros son los más conocidos y ampliamente utilizados, a medida que las preocupaciones sobre el cambio climático aumentan, se espera que la demanda de tecnologías más limpias y eficientes, como el motor Stirling, también aumente en diferentes sectores de la industria. Particularmente en su uso a partir de biomasa y solar. La investigación y el desarrollo continúan en áreas como la generación de energía eléctrica, el transporte y la propulsión espacial, lo que abre nuevas oportunidades para la aplicación del motor Stirling. En comparación con la tecnología fotovoltaica, el motor

Stirling, con bajos costos de mantenimiento, puede operar a largo plazo (30 años o más), por lo que se considera un equipo adecuado para las redes eléctricas a gran escala (Correa, 2021).

Según el proyecto PROBIOMASA, en Argentina existen al menos 16 centrales térmicas de generación de energía eléctrica partir de distintos combustibles sólidos originados con biomasa residual de diferentes industrias, como cáscara de maní, cáscara de semillas de girasol, bagazo de caña de azúcar, chips y residuos forestales (Secretaría de Energía, 2023). Estas plantas utilizan calderas de combustión para la generación de energía eléctrica mediante turbinas de vapor, ya sea para uso propio o para incorporarla total o parcialmente al Sistema Interconectado Nacional. También el país cuenta con al menos 3 plantas de cogeneración de energía eléctrica a partir de bagazo de caña de azúcar para cubrir el consumo interno de las empresas y el de la región, además de calor utilizado en distintos procesos. Como ejemplo se puede citar la empresa Prodeman, ubicada en la provincia de Córdoba, la cual produce 10 MW por hora, utilizando 24 toneladas de cáscara de maní por día. La energía eléctrica producida se incorpora en al Sistema Interconectado.

En cuanto a la gasificación, en Argentina aún no ha madurado la tecnología a nivel industrial o de gran escala, siendo los gasificadores prototipos de baja escala y experimentales para investigación. Los reactores son de lecho fijo, downdraft, de baja escala (> 1 MW), y producen un gas apropiado para introducirse en motores de combustión interna (FAO, 2020). Como ejemplo concreto se puede mencionar la empresa láctea Manfrey ubicada en la Provincia de Córdoba, la cual instaló en 2015 una planta de gasificación Updraft, para reemplazar el fuel oil utilizado en calderas por syngas. En un principio utilizó residuos forestales provenientes de otros sectores de la provincia y hasta de la provincia de Entre Ríos, pero debido a los costos y emisiones de transporte de dispuso a realizar pruebas con biomasa de sorgo (Manfrey, 2019). Otro ejemplo también en Córdoba es una empresa maderera que produce astillas como residuos está experimentando con un prototipo de gasificador para la generación de energía eléctrica de autoconsumo, en conjunto con la Universidad Nacional de Río Cuarto. Para que estas tecnologías puedan aplicarse a mayor escala, son necesarios esfuerzos en investigación y desarrollo, así como también el acompañamiento de políticas que permitan el financiamiento de estos proyectos en el país.

- **Cogeneración con biomasa**

En relación con las aplicaciones de los biocombustibles sólidos, lo ideal no es la producción exclusivamente de electricidad con biomasa, puesto que su producción por este medio, hoy en día, resulta muy poco competitiva. Por tanto, es importante para su competitividad que el calor sea aprovechado en los propios procesos de tratamientos previos de la biomasa o bien para otro tipo de usos, como el industrial o el doméstico. Los sistemas de cogeneración en los que se genera biocalor y electricidad (CHP, por sus siglas en inglés *Combinated Heat and Power*), son soluciones interesantes ya que generan más de un producto, aumentando la eficiencia, y son flexibles en cuanto al origen de la fuente de combustible, debido a que se utiliza un ciclo Rankine, que permite la alimentación con diferentes tipos de combustibles sólidos (Wang y Wu, 2023).

Estos ciclos tienen una eficiencia muy elevada, ya que el calor generado no se disipa en el condensador, sino que se aprovecha en algún proceso térmico. De esta forma, en un ciclo de vapor

por condensación para generación de energía eléctrica exclusivamente, el rendimiento puede alcanzar el 40% (60% de pérdidas), mientras que si se aprovecha el calor (cogeneración), el rendimiento global puede alcanzar el 90% (10% de pérdidas). El dimensionamiento correcto de la instalación es factor clave en la eficiencia del proyecto. Normalmente se diseñan en función de la demanda térmica y el generador eléctrico se conecta directamente a la red, de tal manera que la instalación térmica satisfaga la demanda de calefacción y ACS y la electricidad sobrante se exporte a la red a un precio regulado (Varela Anton, 2013).

La generación simultánea de electricidad y energía térmica a partir del aprovechamiento de la biomasa se puede llevar a cabo bajo diferentes tecnologías, tales como combustión, gasificación y ciclo orgánico Rankine. Los sistemas de combustión con ciclo de vapor son ineficientes para potencias menores a 5 MW_e. Esto se debe a las altas presiones y temperaturas requeridas para un rendimiento óptimo, causando altos costos en operación y mantenimiento. Para potencias menores a 5 MW_e, la gasificación presenta menores costos de inversión, operación y mantenimiento; mientras que para potencias mayores a 5 MW_e la combustión representa la mejor opción. El ciclo orgánico Rankine es viable técnica y financieramente para un rango de potencia entre 0,2 - 2 MW_e (Saldarriaga-Loaiza et al., 2018).

Es interesante mencionar el uso optimizado de biomasa forestal en países como Finlandia. Aproximadamente la mitad de la producción de madera del país se utiliza para calor y energía, ya sea a través de sistemas de calefacción urbana o de plantas combinadas de calor y energía. La más moderna de estas plantas utiliza tecnología de lecho fluidizado para quemar o gasificar una amplia gama de residuos forestales. Por ejemplo, una fábrica de bioproductos en el centro de Finlandia utiliza residuos de madera para alimentar sus propias operaciones, calentar la ciudad cercana y suministrar electricidad al mercado regional nórdico, además de producir pulpa, trementina y productos de alto valor como fertilizantes y líquidos biocombustibles. En el sur, una planta de cogeneración utiliza un condensador de gases de combustión para capturar energía adicional del combustible húmedo, lo que da como resultado una impresionante eficiencia del 96 %. En el este, otra planta de cogeneración produce bioaceite a partir de residuos forestales y aserrín, utilizando una caldera de lecho fluidizado para proporcionar calor para el proceso de pirólisis y gases sobrantes para generar calor y energía adicionales (IRENA, 2018b).

7. Oportunidades y desafíos para el uso de biocombustibles sólidos a futuro

Se recogen algunos puntos importantes en una mirada a futuro. En primer lugar, los biocombustibles sólidos resultan estratégicos de cara a la mitigación del cambio climático. El gas natural, el petróleo y el carbón representan casi el 86% del consumo total de energía mundial, generando un impacto ambiental en el calentamiento global y la emisión de GEI, además de problemas financieros y escasez (Velvizhi et al., 2023). Debido a esto, y con el desafío de limitar el incremento de temperatura de la superficie global a 1,5°C para finales de este siglo (IRENA, 2023), hay una necesidad mundial actual de sustituir los combustibles fósiles por otros de origen renovable y que generen menos emisiones de carbono, convirtiéndose los biocombustibles en una alternativa importante. El aprovechamiento de la biomasa -y en particular de los biocombustibles sólidos- tiene un gran protagonismo,

debido a que es la única fuente de energía renovable que puede generar tanto energía térmica y eléctrica como combustibles líquidos, sólidos, gaseosos y productos de valor agregado, y si es adecuadamente manejada, puede resultar neutra en emisiones de carbono, ya que durante la quema de biocombustibles se libera tanto CO₂ como el absorbido previamente durante la fotosíntesis (Ozerova et al., 2022).

La biomasa ofrece importantes ventajas sociales, ambientales y económicas. Sin embargo, pueden existir igualmente impactos negativos derivados del uso de la biomasa, más o menos severos, en función de cómo se diseñen las cadenas de valorización de los recursos: tipo de biomasa utilizado, prácticas de gestión, eslabones logísticos, etc. En particular, solo por mencionar uno de los desafíos, se debe trabajar en reducir al máximo las emisiones generadas durante la quema de la biomasa, como el caso de los óxidos de nitrógeno y las partículas (Petlickaite, 2023; Wang y Wu, 2023). Almeida Moreira et al. (2023) menciona que la liberación de sustancias nocivas durante su utilización, presenta desafíos críticos que deben ser afrontados mediante diferentes estrategias: ventilación, secado mecánico, pretratamientos termoquímicos, ozonización, etc. Hay numerosos trabajos que analizan los impactos ambientales generados tanto en la producción de combustibles sólidos (por ejemplo, pélets), como en su uso, ya sea para generación de calor o producción de electricidad, y también evaluando el impacto de diferentes tecnologías como la gasificación, combustión y combustible tradicional, utilizando la herramienta Análisis de Ciclo de Vida, por ejemplo (Martín- Gamboa et al., 2020; Briones-Hidrovo, et al., 2021; Balcioglu et al., 2023; Sadaghiani, et al., 2023). Otros estudios enfocados en aspectos sociales o del territorio, sin duda deben complementar los primeros.

La conversión de los biocombustibles sólidos actuales precisa de tecnologías más eficientes en relación con las quemadas tradicionales, debiendo aplicar procesos de acondicionamiento para mejorar sus características combustibles (Wang y Wu, 2023). Esto implica que en muchos casos se requiere una inversión extra de insumos, energía y tiempo, que encarece la cadena de valorización de algunos recursos de biomasa. Existen a la fecha una gran variedad de tecnologías que pueden mejorar la eficacia con la que se puede aprovechar la biomasa de tipo seco, así como aumentar la calidad de los biocombustibles, aunque muchas de estas están en etapas de investigación aun (Velvizhi et al., 2023). Es un desafío analizar el impacto del uso de los biocombustibles, para dar máxima prioridad a la producción y uso de aquellos que tengan en cuenta tantos los aspectos sociales, económicos y ambientales. En otro caso, quemar los residuos de biomasa en simple procesos de combustión, sigue resultando una opción útil y viable en pequeñas economías rurales. Solo se requiere introducir en tales sistemas, algunas mejoras de ventilación y de eficiencia de combustión, que elimine los peligros de contaminación del aire ya mencionados.

En cuanto a las tecnologías de gasificación, y a fin de promover su utilización a mayor escala, requiere superar algunos desafíos técnicos a la fecha. Un punto crítico a tener en cuenta es la formación de alquitranes, los cuales producen la desactivación catalítica y al polimerizarse obstruyen y dañan los equipos. Asimismo, son limitantes los costos de los sistemas de gasificación con generación de calor y electricidad, sistemas que se investigan actualmente de forma internacional, cuyos valores superan ampliamente a los costos de las tecnologías tradicionales de combustión, necesitándose de

políticas de subvención e incentivos para difundir la gasificación de la biomasa con fines energéticos (Arteaga- Pérez et al., 2015).

Para la diversificación de la matriz energética de los países latinoamericanos es necesario que se active la promoción de la investigación y desarrollo, en conjunto con el sector educativo, y el respaldo de políticas que faciliten la superación de barreras económicas y financieras que faciliten estrategias de fortalecimiento regional, con uso y manejo eficiente e integral de los recursos propios, y el entrenamiento y empoderamiento de las capacidades locales.

8. Síntesis del capítulo

Los biocombustibles sólidos son la categoría de biocombustibles de mayor potencial mundial cuando se trata de aplicaciones de calor y electricidad, con predominio de la primera. Si bien para facilitar su comercio se requiere adecuar las características físicas de la biomasa sólida (principalmente humedad, tamaño y densidad), existen a la fecha métodos probados y normalizados que posibilitan realizar tales adecuaciones sin mayores dificultades. Sin embargo, mientras mayor acondicionamiento requiera la biomasa, más caro es el proceso y más compleja y demandante se volverá la cadena de valorización. La recomendación para su aprovechamiento es diseñar los sistemas que logren la mayor eficiencia, en relación con la aplicación buscada.

Claramente en su aplicación como energía térmica, existe un gran desarrollo y tecnologías comercialmente disponibles, principalmente si se emplean procesos de combustión, pero hay mucho menos desarrollo si se emplean otros procesos termoquímicos. Todavía hay mucho que trabajar en I+D+i para su promoción.

Por último, debe tenerse en cuenta que mientras en las grandes economías mundiales se ha llegado a un nivel de producción y comercio de biocombustibles sólidos muy importante, una inmensa mayoría de la población utiliza la biomasa con bajo nivel de procesamiento y eficiencia, y sobre todo, en condiciones que causan daños a la salud. Intervenir en aspectos estructurales de tales situaciones resulta prioritario, a fin de promover sistemas integralmente más sustentables a futuro.

Referencias

- Ajikashile JO, Alhnidi M-J, Bishir M, Kruse A. 2023. The influence of torrefaction temperature and reaction time on the properties of torrefied sun-dried millet and sorghum straws from the arid and semi-arid zones of western Africa. *Biofuels, Bioprod. Bioref* 17 (7): 51–67. <https://doi.org/10.1002/bbb.2464>.
- Almeida Moreira, B. R., Cruz, V. H., Junior, M. R. B., Lopes, P. R. M., & da Silva, R. P. (2023). Biomass off-gassing: A mini-review and meta-analysis aspiring to inspire future research and innovation in solid biofuels for safety-sensitive and environmentally responsible residential and industrial applications. *Industrial Crops and Products*, 205, 117508. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2023.117508>.
- Arauzo, J., Bimbela, F., Ábrego, J., Sánchez, J. L. Gonzalo, A. (2014). Introducción a las tecnologías de aprovechamiento de biomasa. *Boletín del Grupo Español del Carbón* (33): 2-6.

- Arteaga-Pérez, L. E., Casas-Ledón, Y., Cabrera-Hernández, J., & Machín, L. R. (2015). Gasificación de biomasa para la producción sostenible de energía. Revisión de las tecnologías y barreras para su aplicación. *Afinidad*, 72 (570).
- Badrán, I. M. R., Ocampo, I. L., Cruz, J. S., Trejo, J. F. G., & Antonio, C. G. (2019). Biocombustibles sólidos: una alternativa económica y sostenible para la generación de energía eléctrica en México. *Digital Ciencia@ UAQRO*, 2(3), 61-66.
- Balcioglu, G., Jeswani, H. K., & Azapagic, A. (2023). A sustainability assessment of utilising energy crops for heat and electricity generation in Turkey. *Sustainable Production and Consumption*, 41, 134-155. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.08.003>.
- Briones-Hidrovo, A., Copa, J., Tarelho, L. A., Gonçalves, C., da Costa, T. P., & Dias, A. C. (2021). Environmental and energy performance of residual forest biomass for electricity generation: Gasification vs. combustion. *Journal of Cleaner Production*, 289, 125680.
- Bustamante García, V; Carrillo Parra, A; Prieto Ruíz, J; Corral Rivas, JJ; Hernández Díaz, JC. (2016). Química de la biomasa vegetal y su efecto en el rendimiento durante la torrefacción. *Revista Mexicana de Ciencias Forestales*, 7, 38, 5-24. <https://www.redalyc.org/pdf/634/63450027007.pdf>.
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) (2021). Energías renovables. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables>. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- Chen, W. H., Lin, B. J., Lin, Y. Y., Chu, Y. S., Ubando, A. T., Show, P. L. et al (2021). Progress in biomass torrefaction: Principles, applications and challenges. *Progress in Energy and Combustion Science*, 82, 100887. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2020.100887>.
- Correa Zea, SA (2021). Motor Stirling generaría energía eléctrica para zonas apartadas. <https://www.virtualpro.co/noticias/motor-stirling-generaria-energia-electrica-para-zonas-apartadas>. Fecha de consulta: 10/10/2023.
- Cuervo, L., Folch, J.L. y Quiroz, R. E. (2009). Lignocelulosa como fuente de azúcares para la producción de etanol. *Biotecnología* 13 (3): 11–25.
- Dovichi Filho, F.B., Castillo Santiago, Y., Silva Lora, E.E., Escobar Palacio, J.C., Almazan del Olmo, O.A., Evaluation of the maturity level of biomass electricity generation technologies using the technology readiness level criteria, *Journal of Cleaner Production*, 2021, 295, 126426.
- EC (European Commission). Solid biofuels barometer 2022. *EurObserv'ER*, 2022 <https://www.eurobserv-er.org/category/all-solid-biofuels-barometers/>.
- ENplus (2023). ENplus® certified pellets produced worldwide (2011-2023, tonnes). <https://enplus-pellets.eu/en-in/latest-statistics.html> y <https://www.avebiom.org/que-hacemos/certificacion/enplus>. Fecha de consulta: 09/11/2023.
- FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations) (2009). Análisis del balance de energía derivada de la biomasa en Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). Departamento forestal Servicios y Productos Forestales–Dendroenergía.
- FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations) (2020). Actualización del balance de biomasa con fines energéticos en la Argentina. Documentos Técnicos Nro. 19. Buenos Aires. Argentina. Disponible en: <https://doi.org/10.4060/ca8764es>.

- FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations).(2023). Global Forest Products Facts and Figures FAOSTAT. Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO. Extraído de: [<https://www.fao.org/faostat/es/#data/FO/visualize>]. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- Febrero Garrido, L. (2015). Contribuciones en la investigación de las cenizas y del ensuciamiento en calderas de combustión de biomasa: técnicas analíticas y contraste experimental. Tesis doctoral. Universidad de Vigo. España. Disponible en <https://www.investigobiblioteca.uvigo.es/xmlui/handle/11093/354> . Fecha de consulta: 30/10/2023.
- Fernández, J. (2003). Energía de la biomasa. Energías renovables para el desarrollo. Thomson-Paraninfo, 2-20. Disponible en https://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/producciones/pdf/cuaderno_BIOMASA.pdf. Fecha de consulta: 14/11/23.
- Fernández González, J., Gutierrez Martin, F, Del Rio González, P, San Miguel Alfaro, G, Bahillo Ruiz, A., Sanchez Hervas, J. M., Ballesteros Perdices, M., Vazquez Minguela, J. A., Rodriguez Anton, L. M., Aracil Mira, J. (2015). Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética. Ediciones MundiPrensa- ISBN: 978-84-8476-674-2. Impreso en España.
- Gould, R (2021). Normas ISO, la apuesta por la biomasa. Disponible en: https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/news/News_archive/2021/06/Ref2680/Betting%20on%20bio-mass_sp.pdf. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- Goyal H.B, D. Seal, R.C. Saxena. (2008) Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12, 504-517. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.014>.
- IEA (International Energy Agency). (2017), Technology Roadmap - Delivering Sustainable Bioenergy, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-delivering-sustainable-bioenergy>. Licencia: CC BY 4.0.
- IEA (International Energy Agency). (2018). Renewables 2018, IEA, París. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2018>. Licencia: CC BY 4.0.
- IEA (International Energy Agency). (2020). World Energy Outlook Special Report: Prospects for Biogas and Biomethane. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- IEA (International Energy Agency). (2022), Renewables 2022, IEA, París. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>, Licencia: CC BY 4.0. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- IEA (International Energy Agency). (2023). Actualización del mercado de energías renovables. París. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023>, Licencia: CC BY 4.0. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- Indexbox (2023). Global solid biofuel market. Disponible en: <https://app.indexbox.io/report/1693h440131h99/0/>. Fecha de consulta: 24/10/2023.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2018a), Solid biomass supply for heat and power: Technology brief. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Solid_biomass_supply_2019.pdf. Fecha de consulta: 13/11/2023.

- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2018b), Bioenergy from Finnish forests: Sustainable, efficient, and modern use of wood, Abu Dhabi. Fecha de consulta: 13/11/2023.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2023), Tripling renewable power and doubling energy efficiency by 2030: Crucial steps towards 1.5°C, Abu Dhabi. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Oct/Tripling-renewable-power-and-doubling-energy-efficiency-by-2030>. Fecha de consulta: 13/11/2023.
- ISO (Organización Internacional de Normalización) (2014). Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Requisitos generales. UNE-EN ISO 17225-1: 2014.
- ISO (Organización Internacional de Normalización) (2016). Biocombustibles sólidos. Conversión de los resultados analíticos de una base a otra. UNE-EN ISO 16993:2016
- ISO (Organización Internacional de Normalización) (2014). Biocombustibles sólidos. Definiciones y terminología. UNE-EN ISO 16559: 2014.
- ISO (Organización Internacional de Normalización) (2014). Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido total de carbono, hidrógeno y nitrógeno. Norma UNE-EN ISO 16948:2015
- Jenkins B.M, L.L. Baxter, T.R. Miles Jr, T.R. Miles, (1998). Combustion properties of biomass, Fuel Processing Technology, 54 17-46.
- Khan A.A., W. de Jong, P.J. Jansens, H. Spliethoff, (2009). Biomass combustion in fluidized bed boilers: Potential problems and remedies, Fuel Processing Technology, 90 21-50. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2008.07.012>.
- MAGYP (Ministerio de Agricultura, ganadería y Pesca de la Nación Argentina) (2022). Observatorio de bioeconomía. Disponible en: https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/observatorio_bioeconomia/indicadores/09/index.php. Fecha de la consulta: 05/10/2023.
- Manfrey, Cooperativa de Tamberos de Comercialización e Industrialización Limitada. (2019). Reporte de sustentabilidad 2019. <https://www.manfrey.com.ar/wp-content/uploads/2020/12/manfrey-2020-completo-OK-web.pdf>. Fecha de consulta: 13/11/2023.
- Manrique, S.M. (2017). Biomasa con fines energéticos: recursos, potencialidad y cambio climático. Ed. Universidad Tecnológica Nacional (edUTecNe). Buenos Aires. Argentina. ISBN 978-987-1896-41-7. 220 páginas.
- Manrique, S.M (2022). Actualidad, perspectivas y reflexiones en el uso de la biomasa con fines energéticos. Revista Ciencia e Investigación, de la Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias (AAPC). Tomo 72 N° 2: 35-54. ISSN-0009-6733. Disponible en: <https://aargentinapciencias.org/publicaciones/revista-cei-tomo-72-no-1-2022/>.
- Martin-Gamboa, M., Marques, P., Freire, F., Arroja, L., & Dias, A. C. (2020). Life cycle assessment of biomass pellets: a review of methodological choices and results. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 133, 110278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110278>.
- Massó, D. (2021). Estandarización de biomasa como herramienta de progreso. Avebiom. <https://www.avebiom.org/biomasanews/pellets-y-otros-biocombustibles/estandarizacion-de-biomasa-herramienta-de-progreso-UNE>. Fecha de consulta: 24/10/2023.

- Mata Sánchez, J. (2015). Optimización de metodologías para la caracterización de biocombustibles sólidos procedentes de la industria del olivar. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Córdoba. España. <https://helvia.uco.es/handle/10396/12851>. Fecha de consulta: 31 de octubre de 2023.
- McKendry, P. (2002). Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass, *Bioresource Technology*, 83, 37-46. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3).
- MEIDP (Ministerio de Economía, Industria y Desarrollo Productivo). (2023). Con asistencia del INTI, las estufas electrónicas nacionales a pellets de madera cumplen con estándares europeos. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/con-asistencia-del-inti-las-estufas-electronicas-nacionales-pellets-de-madera-cumplen-con>. Fecha de consulta: 13/11/2023.
- Ozerova, N. V., Korolev, I. V., Zavyalova, A. A., & Vasilyeva, N. V. (2022). About potential opportunities for the development of solid biofuel production in Russia. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 1045, 1, 012111. IOP Publishing. doi:10.1088/1755-1315/1045/1/012111.
- Padilla, A., Petit, Judith, Padilla, D., Quintero, L. (2000). Especies usadas como comburente en la comunidad de Villanueva, Estado Lara-Venezuela. *Rev. Forest.Venez.* 44(1):11-15.
- Petlickait R.; Jasinskas, A.; Domeika, R.; Pedišius, N.; Lemanas, E.; Praspaliauskas, M.; Kukharets, S. (2023). Evaluation of the Processing of Multi-Crop Plants into Pelletized Biofuel and Its Use for Energy Conversion. *Processes* 11, 421. <https://doi.org/10.3390/pr11020421>.
- Portero Gonzalez, H. M. (2018). Estudio experimental de peletizado en planta piloto y de combustion en caldera de biomasa a baja potencia. Tesis doctoral, Universidad de Castilla- La Mancha. Biblio <https://ruidera.uclm.es/items/45db4938-0153-41b3-a9be-fd7135ca654a>.
- Proskurina S., Junginger, M., Heinimö, J., & Vakkilainen, E. (2019). Global biomass trade for energy– Part 1: Statistical and methodological considerations. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(2), 358-370. <https://doi.org/10.1002/bbb.1841>.
- Rojas Manrique, ER & Ruiz Méndez, DF (2018). Determinación del nivel de madurez y las capacidades de las tecnologías existentes para la transformación de biomasa residual en energía eléctrica. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11349/13407>.
- Sadaghiani, S., Mafakheri, F., & Chen, Z. (2023). Life Cycle Assessment of Bioenergy Production Using Wood Pellets: A Case Study of Remote Communities in Canada. *Energies*, 16(15), 5697.
- Saldarriaga-Loaiza, Juan D., Villada, Fernando, & Pérez, Juan F. (2019). Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración con Biomasa Forestal en el Departamento de Antioquia, Colombia. *Información tecnológica* 30 (1), 63-74. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642019000100063>.
- Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación Argentina. (2023, Junio). Información Geográfica, Energía. <https://sig.energia.gob.ar/visor/visorsig.php>. Fecha de consulta: 13/11/2023.
- Varela Antón, D. (2013) Análisis de la situación actual del aprovechamiento de la biomasa para producción de electricidad en España. [Tesis de Grado, Universidad Carlos III de Madrid]. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/10016/17764>.
- Velvizhi, G., Jacqueline, P. J., Shetti, N. P., Latha, K., Mohanakrishna, G., & Aminabhavi, T. M. (2023). Emerging trends and advances in valorization of lignocellulosic biomass to biofuels. *Journal of Environmental Management*, 345, 118527. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118527>.

- Vian, A. (1976). Curso de introducción a la Química Industrial. Editorial Alambra. Madrid. España. 505p.
- Wang, Y., y Wu, J. J. (2023). Thermochemical conversion of biomass: Potential future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 187, 113754. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113754>.
- WBA (World Bioenergy Association) (2019). Global bioenergy statistics 2019. Disponible en: https://worldbioenergy.org/uploads/191129%20WBA%20GBS%202019_LQ.pdf. Fecha de consulta: 13/10/2023.
- Yanán Camaraza-Medina, Cruz-Fonticiella O. M, García-Morales O. F. (2017). Elementos para la estimación de propiedades termodinámicas de la biomasa cañera y forestal. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, ISSN -1010-2760, E-ISSN: 2071-0054, Vol. 26. No. 4 (October-November-December, pp. 76-82).
- Yepes Maya, D. M., & Chejne Janna, F. (2012). Gasificación de biomasa residual en el sector floricultor, caso: Oriente Antioqueño. *Revista Ion*, 25(2), 49-55.
- Young, R. (1986). *Cellulose Structure Modification and Hydrolysis*, Wiley, New York, USA. ISBN 9780471827610. 379 p.

SECCIÓN III: BIOCOMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa
y Bioenergía Rural

Sección III, Capítulo IV, 2023: 91-121
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO IV. BIOETANOL DE SEGUNDA GENERACIÓN

Raquel Iglesias Esteban¹

¹- *Unidad Biocarburantes Avanzados y Bioproductos, CIEMAT, Madrid, España.*

Resumen: En este capítulo se aborda el bioetanol de segunda generación, también denominado bioetanol avanzado. El etanol junto otros bioproductos provenientes de procesos bioquímicos integrados en biorrefinerías es el trabajo principal que se desarrolla en la unidad de biocarburantes avanzados y bioproductos, dentro del departamento de Energía del CIEMAT. En primera instancia se explica cómo se ha realizado la transición de bioetanol de primera generación (1G) a bioetanol de segunda generación (2G), luego se aborda el etanol como sustituto de los combustibles fósiles, cómo se han ido utilizando diferentes materias primas para su producción e incorporando otros bioproductos en el marco de las biorrefinerías. Se trata también el marco normativo tanto europeo como internacional y luego los tratamientos de la biomasa lignocelulósica para conseguir este etanol avanzado. La unidad de biocarburantes avanzados y bioproductos es especialista en los pre-tratamientos de biomasa lignocelulósica para que ésta pueda entrar en una ruta bioquímica y termoquímica. Por último, se muestran ejemplos dentro de proyectos europeos en los cuales participa esta Unidad, siempre en el marco de biorrefinerías de biomasa lignocelulósica residual.

1. Bioetanol como carburante

Se utiliza principalmente como biocarburante en el sector del transporte el cual es responsable del 24% de las emisiones globales de CO₂ y de la contaminación en las ciudades. La incorporación del bioetanol tiene como objeto contribuir a disminuir dichas emisiones [1]. De los biocarburantes más utilizados en el sector transporte: bioetanol, biodiesel y biogás, el bioetanol es el más utilizado a nivel mundial, el 70,5 % de todos los carburantes usados en transporte por carretera, y el que más abatimiento de CO₂ contempla en los estudios medioambientales [2,3].

Actualmente Europa quiere liderar la implementación a nivel mundial de una bioeconomía circular y lo que es la valorización de los residuos, es una de sus principales estrategias. Se quiere una economía basada en biomasa en vez de combustibles fósiles, poniendo fin a la era del petróleo. El etanol es principalmente producido desde cultivos como el maíz, trigo, cebada, caña de azúcar o remolacha. Todos estos cultivos son base de la dieta tanto animal como humana por lo que hay una tendencia clara a sustituir estos cultivos por cultivos energéticos o biomásas residuales como paja de cereal, poda, corrientes residuales industriales azucaradas o fracciones orgánicas de los residuos urbanos. En Europa por el momento y porque los procesos están ya industrializados, el bioetanol es producido desde trigo (18,7%), maíz (19,6%), remolacha (57,9%), cebada (1,9%), y centeno (1,9%) [4].

El mundo se encuentra en un proceso de transición energética hacia energías renovables para no depender del petróleo, siendo la biomasa parte de dichas energías renovables al igual que la energía eólica, fotovoltaica, geotermia, y dentro de este grupo de energías renovables, el etanol es parte de la bioenergía como biocarburante. Surge como alternativa a los carburantes fósiles, sobre todo para el transporte en carretera, ya que tenemos la infraestructura para esto. Se puede mezclar etanol con la gasolina sin tener que modificar ni los motores de los automóviles de combustión ni las estructuras de almacenamiento y distribución de los carburantes convencionales.

Estructuralmente, el etanol, también llamado alcohol etílico, es un compuesto químico orgánico alifático con un grupo funcional hidroxilo, formando parte de la familia de los alcoholes, de fórmula empírica C₂H₆O. ¿Por qué se ha preferido este compuesto sobre otros?, siendo el primero en ser utilizado en coches de combustión a finales del siglo XIX. En primera instancia, porque se obtiene de materias primas que son renovables como los cultivos ricos en azúcares y es de esta manera en la cual empezó su producción, de manera fermentativa. Por otro lado, es menos tóxico que otros combustibles como el butano. Como ya se ha mencionado, puede mezclarse directamente con las gasolinas. En España se etiquetan de manera correspondiente las gasolinas mezcladas y la proporción dependiendo la misma (E10, E20, E85). En función de la legislación de cada país hay un máximo y mínimo posible de mezcla. Por último, genera menos emisiones cuando es combustionado dentro del motor [5,6].

El bioetanol se produce con el principal objetivo de minimizar las emisiones en el transporte, pero la producción de etanol se hace a partir de cultivos que sirven como alimento y esto tiene mucha controversia en países desarrollados que traen estas materias primas de países en vías de desarrollo. El uso de tierras para producir combustible en vez de alimentos es un tema para debatir en los países productores de estos cultivos energéticos. Por otro lado, el tema de las emisiones de la producción en sí debe ser considerado, pues al final igualmente se realizan emisiones que muchas veces es

superior a si utilizaras otro tipo de energía renovable. Por ejemplo, cuando hay que fertilizar existe un costo energético asociado a la producción de ese abono, del fertilizante, de llevar el abono hasta el cultivo, el bombeo para el riego, todo esto tiene emisiones. En cada caso hay que hacer un buen estudio medioambiental para comprobar que la producción de bioetanol no está generando más emisiones de las que evita por sustituir un porcentaje de gasolina. Hay normativa europea a este respecto donde se desarrolla metodología para realizar estos estudios [7].

En España el cultivo que se usa para bioetanol de primera es el maíz, habiendo pocos lugares donde este cultivo crezca sin riego por lo que la cantidad de agua y fertilizante nitrogenado que se necesita aumenta el cómputo de emisiones. Por el momento hay muy pocas zonas en España donde este cómputo sea favorable para poder cultivar maíz para la producción de bioetanol combustible y además Europa ha limitado la cantidad de etanol de primera para transporte, Directiva de promoción de las energías (RED II) [7], donde se establece un máximo del 7% de toda la energía consumida en el transporte puede venir de biocarburantes de primera, por tanto, en Europa se está promocionando el bioetanol de segunda, el que viene de biomasa residual o de tercera, el que viene de algas, tal y como se describe en la Figura 4.1., desarrollada por la AOP (Asociación Española de Operadores de productos petrolíferos).



Figura 4.1. Materia prima utilizada para bioetanol de primera, segunda y tercera generación.

Si hacemos un biocombustible desde maíz, es de primera generación, ahora si utilizamos los residuos del maíz, como la mazorca o la caña, es de segunda. Dependiendo de las normativas del país, es posible incorporar en el grupo de tercera generación, los plásticos y otro tipo de biomasa y en segunda todo lo que tenga que ver con los residuos industriales agrícolas.

Hay que tener en cuenta que los cultivos energéticos, dependiendo las condiciones climatológicas de la zona y de los recursos que necesiten en agua y fertilizantes, tienen un papel de sumideros de CO₂ y de restauración de terrenos degradados, proporcionando biodiversidad a zonas que por usos anteriores son terrenos marginales ya no cultivables.

Materias primas para la producción de bioetanol

La biomasa lignocelulósica es una de las biomasa más abundantes y baratas para hacer biocarburantes. Dentro de esta categoría tenemos todo tipo de residuo agrícola, industriales y de basuras

urbanas. Esta biomasa está compuesta de celulosa, hemicelulosa y lignina principalmente, aunque varía mucho de unas biomásas a otras. Los residuos agrícolas como la paja de cereal tienen un 33 % de celulosa en su composición, un 26% de hemicelulosa y 19% en lignina [8], muy parecida es la composición de las podas municipales [9], mientras que cultivos energéticos como la herbácea *Penisetum purpureum* o la *Miscanthus x giganteus* pueden llegar a un 50% de celulosa un 25 % de hemicelulosa y un 25% de lignina [10,11].

Los azúcares contenidos en estas biomásas se transforman en bioetanol mediante procesos enzimáticos y fermentativos. El rendimiento teórico de producción bioquímica de estos azúcares a bioetanol es de 0.51 gramo de etanol por gramo de monosacárido. Dependiendo de la biomasa de la que partamos, conseguiremos entre 0.2-0.4 gramos de etanol por gramo de glucosa con rendimiento de conversión por encima del 95%.

En los últimos 10 años se está desarrollando la obtención de etanol desde fracción orgánica de las basuras municipales. En Europa cada persona generamos 475 Kg al año de basura [12]. Esta basura que generamos en casa tiene 40- 50% de materia orgánica en peso seco y ésta contiene entre un 30 -40% de carbohidratos, un 10-15% de lípidos y un 5-10% de proteínas [13]. En función del sistema de recogida de estas basuras, más fácil será la transformación a etanol. En muchos países europeos ya existe la recogida selectiva donde toda la fracción orgánica es separada en origen y recogida en cubos para tal fin. La concentración de etanol que se puede conseguir tras el proceso fermentativo de la fracción orgánica de las basuras con recogida selectiva puede llegar a 50 gramos por litro, mientras que en la recogida no selectiva se llega como máximo a 26 g/L de concentración de etanol. Si se quiere optar por este tipo de biomasa para obtener biocarburantes tanto líquidos (etanol) como gaseosos (biogás) es necesaria hacer recogida selectiva para que sea esta producción económicamente viable.

La cantidad de azúcares que se pueden fermentar a etanol depende en gran medida depende del tipo de pretratamiento realizado a la biomasa antes de la hidrólisis enzimática y la fermentación, y dependiendo de la biomasa, hay que hacer un tipo de pretratamiento u otro. Sin duda el pretratamiento es un proceso clave en la obtención de etanol avanzado.

Bioetanol avanzado: directiva REDII - PNIEC

En la directiva de energías renovables (RED II) [7], se establece el marco para la producción de biocarburantes donde se establecen objetivos de energías renovables en los distintos sectores. Se han revisado estos objetivos a medida que se publican revisiones de esta Directiva, en 2022 se está revisando la RED II y para el año que viene tendremos la RED III.

La RED I planteó un 0.5% para el 2020 de biocarburantes avanzados, su revisión en 2018 subió ese porcentaje a un 7%. Europa apuesta los biocarburantes avanzados y limita los biocarburantes de cultivos alimentarios. El anexo IX de la RED II hace mención de las materias primas que sirven para hacer bioetanol avanzado.

La legislación europea claramente apuesta por el etanol que venga de residuos. En el CIEMAT se han hecho diferentes estudios y desarrollado una calculadora de emisiones de gases de efecto invernadero según esta directiva donde se calculan las emisiones de la producción de etanol teniendo en

cuenta el cultivo, transporte y su transformación a etanol. Lo primero que hay que ver es la procedencia de la materia prima para ver si se considera un residuo, si efectivamente lo es, la calculadora considera que no se emite CO₂, pero si es un cultivo o no es considerado residuo, hay que contabilizar todas las emisiones que se generan en el cultivo (agua y fertilizante), en el transporte del cultivo hasta la planta de bioetanol y en el proceso de transformación de la biomasa a etanol.

En cuanto a la procedencia de la biomasa, no puede venir de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad, tierras con elevadas reservas de carbono o turberas, o de tierras que son mejor para otros fines como cultivos alimentarios. En España hay terrenos que no están cultivados y pueden ser reforestados o implementar cultivos energéticos, pero con las restricciones de la RED II y los mínimos requeridos en abatimiento de CO₂, es difícil conseguir la autorización y certificación para muchos de los cultivos energéticos, especialmente en zonas con escasez de agua.

España para cumplir con la RED II, entre otras normativas europeas en materia de energía y clima, publicó en 2021 el primer borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). En este plan el bioetanol, no solo se dedica al transporte de vehículos, donde se apuesta más por el vehículo eléctrico, sino para el transporte pesado, naval y aéreo. Hay múltiples proyectos en estas áreas que tienen que ver con el SAF (sustainable aviation fuel - por sus siglas en inglés) que pretende hacer combustibles para aviones sostenibles, muchos de ellos desde alcoholes, pudiendo entonces usarse bioetanol. Además, el etanol es un químico que tiene múltiples usos además del uso como carburante, es un disolvente, antiséptico y precursor de otros compuestos como el etileno o el acetaldehído [14].

Se puede observar en las siguientes figuras de la Asociación de Empresas Españolas de Energías Renovables (APPA) que solo existen 4 plantas de bioetanol en España con una capacidad de 383 mil megas al año, Figura 4.2.

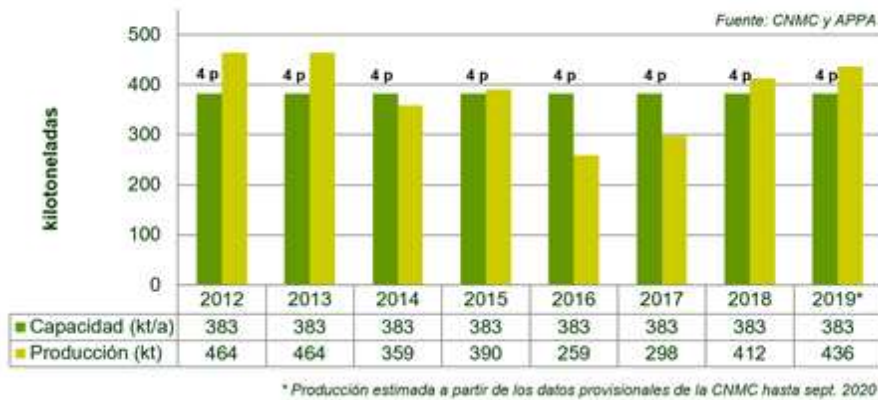


Figura 4.2. Bioetanol en España. Fuente: Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

Los valores estimados desde esta asociación, ver Figura 4.3, valoran los porcentajes en el uso, lo que hay que usar de bioetanol en España en el sector transporte para cumplir con los objetivos que plantea la RED II en el año 2030.

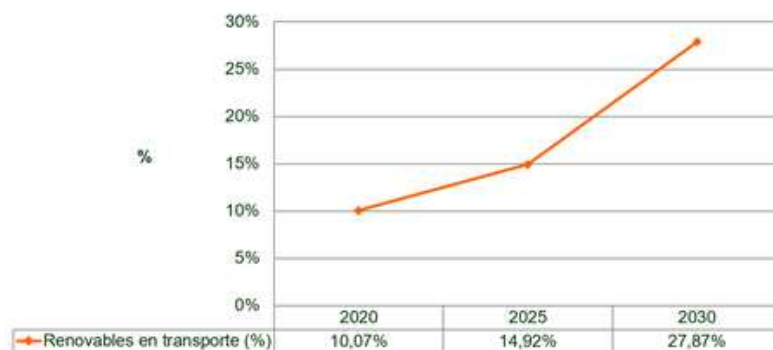


Figura 4.3. Cuotas de consumo de renovables en el transporte (Fuente: APPA)

En la Figura 4.4 se observa los objetivos absolutos de consumo y que revelan, que el bioetanol es la energía renovable en menor cuantía comparado con la fotovoltaica o la eólica a nivel de desarrollo en los próximos 10 años. El APPA cree que hay que incrementar los objetivos de consumo de biocarburantes, incluir medidas para asegurar mayores mezclas con las gasolinas y establecer objetivos concretos para biocarburantes en aviación y navegación, si se quiere que este sector se desarrolle.

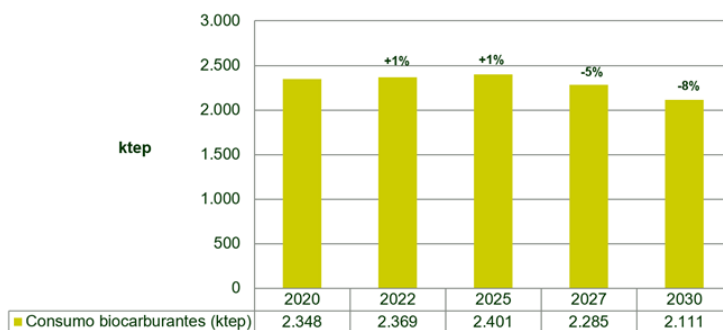


Figura 4.4. Objetivos de consumo de biocarburantes en el PNIEC (Fuente: APPA)

Cada país clasifica los residuos a partir de los cuales producir bioetanol avanzado, dichos residuos no son siempre comparables con la lista del anexo IX de la RED II. Por ejemplo, en algunos países el bagazo contabiliza doble energéticamente como bioetanol avanzado, pero en otros países no está considerado como residuos por lo que no entraría en esta lista.

La Unidad de Biocarburantes Avanzados y Bioproductos del CIEMAT (BIOCAR, http://rdgroups.ciemat.es/en_US/web/biocar/inicio) tiene como objetivo la producción de etanol a partir de biomasa lignocelulósica. Aparte de hacer etanol, se están desarrollando procesos para producir otra serie de bio-productos asociados a esta producción de bioetanol avanzado, ya que la producción única de bioetanol 2G no es competitiva económicamente respecto a la 1G, por lo que hay que sacar otros productos de valor añadido además del biocarburante.

La Unidad es reconocida internacionalmente por sus investigaciones en pretratamientos y obtención de azúcares fermentables desde biomasa lignocelulósica. Se trabaja en acondicionar estos

azúcares para poder utilizar diferentes microorganismos y obtener químicos de valor añadido como el ácido láctico, ácido caproico o antioxidantes.

Las capacidades de la unidad son:

- Separación de los componentes de la biomasa lignocelulósica
- Hidrólisis enzimáticas
- Fermentaciones
- Identificación de compuestos en el pretratamiento

Las instalaciones de la unidad son:

- Plantas piloto de explosión por vapor (2 y 10 litros)
- Laboratorios de fermentación (0.5 – 30 litros)
- Laboratorio de caracterización de biomasa
- Laboratorio de cromatografía (HPLC, CG, etc.)

En la Figura 4.5 se detallan todos los puntos en los que la Unidad está trabajando. Se ha investigado ampliamente en biomásas de diferentes cultivos que es un punto muy importante para determinar el potencial en azúcares y sobre todo para determinar el potencial que tienen para ser estos azúcares fermentados al bioproducto deseado. La Unidad tiene una amplia base de datos con la caracterización de muchos residuos como paja, tallos de girasol, diferentes tipos de poda o residuos de industrias agroalimentarias como el bagazo. La fracción orgánica de los residuos urbanos (FORSU) es una de las biomásas que más estamos estudiando, es una biomasa complicada por su variabilidad estacional pero muy presente en los proyectos europeos dedicados a la economía circular. En Europa existe una directiva de economía circular, planes estratégicos y varios reglamentos y sobre la valorización de los residuos. En estos momentos se trabaja con la producción de bioetanol desde FORSU en varios proyectos europeos.

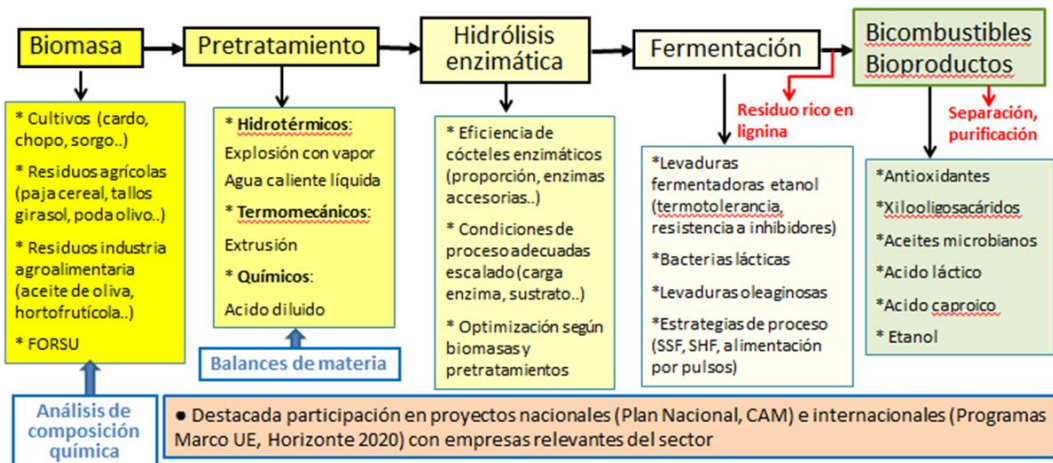


Figura 4.5. Procesos de conversión biológica realizados en la Unidad BIOCAR [15].

Lo primero que hacemos cuando recibimos un residuo nuevo es la composición química, estudiamos los pretratamientos hidrotérmicos de explosión con vapor o agua caliente líquida, procesos termo mecánicos de extrusión y también hacemos procesos químicos de ácido diluido, para ver cuál es el que

mejor se adapta a esa biomasa. Realizamos balances de materia. Hidrólisis enzimáticas analizando cuales son los cócteles más eficientes y las condiciones más adecuadas y finalmente realizamos la optimización de la fermentación con diferentes microorganismos.

Se hacen también trabajos de termo tolerancia y resistencia a inhibidores con ingeniería evolutiva. Dentro de los proyectos, probamos diferentes estrategias de aplicación de los diferentes procesos.

Finalmente, los biocombustibles y bioproductos, si bien la unidad lleva muchos años realizando bioetanol de segunda generación, actualmente nos encontramos investigando otro tipo de bioproductos como aceites microbianos, ácidos lácticos, ácido caproico, xilooligosacáridos, etc. La financiación que tenemos es tanto europea como nacional, realizamos principalmente investigación relacionada con el bioetanol de segunda generación, principalmente lo relacionado con los diferentes pretratamientos en función de la biomasa y la adaptación de los microorganismos para que sean resistentes a los inhibidores que en esta etapa se forman.

Pretratamientos de la biomasa lignocelulósica.

La biomasa lignocelulósica es a partir de la cual hacemos biocarburantes de segunda generación o avanzados, los cuales pueden ser residuos agrícolas y forestales, residuos industriales y FORSU. Su estructura es recalcitrante y heterogénea lo que hace imprescindible separarla para su valorización en sus componentes (Figura 4.6.). Si pensamos en un árbol, las partes celulares están desarrolladas para dar porte y resistencia, es una estructura muy compacta, por lo que su descomposición en sus diferentes componentes (celulosa, hemicelulosa y lignina) es difícil y compleja. Es por esto que existen tantas investigaciones orientadas al estudio del pretratamiento para poder separar estos componentes y poder extraer de los mismos los azúcares que finalmente serán fermentados a biocarburantes.

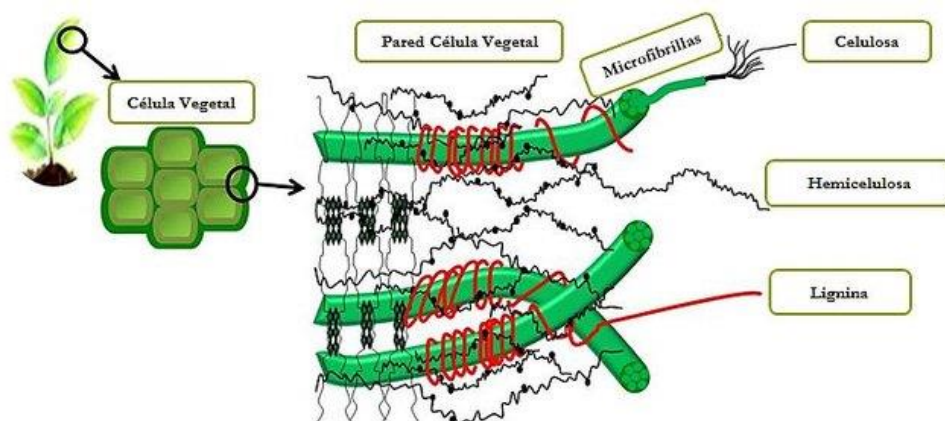


Figura 4.6. Composición y estructura de la biomasa lignocelulósica (Figura adaptada [16]).

El pretratamiento es el principal reto tecnológico a la hora de obtener dichos azúcares de manera eficiente. En la celulosa predomina la glucosa (azúcares C6) y en la hemicelulosa la xilosa (azúcares C5). Normalmente cuando hablamos de este tipo de biomasa, hablamos de azúcares C5 y C6 y por último la lignina que es la parte más resistente de esta biomasa, y está compuesta por anillos. La lignina es un polímero que actualmente tiene muchas aplicaciones pero que en la mayoría de los

casos se está quemando para producir energía por su difícil extracción y transformación a otros bioproductos como compuestos fenólicos o biocomposites.

En la Tabla 4.1, se puede observar una caracterización, realizada en la Unidad BIOCAR, donde se puede ver las fracciones de azúcar C5 y C6, la glucosa, xilosa y arabinosa para distintos materiales. En dicha tabla se puede ver cómo cambia la composición de estos compuestos según sea madera, paja, arbustos, etc.

Tabla 4.1. Caracterización en laboratorio BIOCAR de algunos residuos lignocelulósicos.

Material	Glucose ^a	Xylose ^b	Arabinose ^b	Mannose ^b	Lignin
[% of total dry weight]					
Hardwood					
Birch	38.2	18.5	– ^c	1.2	22.8
Willow	43.0	24.9	1.2	3.2	24.2
Softwood					
Spruce	43.4	4.9	1.1	12.0	28.1
Pine	46.4	8.8	2.4	11.7	29.4
Grasses (Poaceae)					
Wheat straw	38.2	21.2	2.5	0.3	23.4
Rice straw	34.2	24.5	n.d. ^d	n.d. ^d	11.9
Corn stover	35.6	18.9	2.9	0.3	12.3

En la Tabla 4.2 se muestra un análisis similar para FORSU donde se puede ver su composición, los cuales, en general, tienen glucanos en alrededor de un 18% en porcentaje en materia seca. La biomasa debe tener un mínimo de glucanos, es decir azúcares, de alrededor del 20 - 25% para que sea viable/rentable su fermentación.

Tabla 4.2. Caracterización de componentes principales de FORSU. Lab BIOCAR.

Table 1. Biomass composition FORSU	
Composition (% dry weight)	COR M2 011221 (M138)
Glucans	18.2 ± 0.8
Starch	10.9 ± 0.1
Other glucans	7.3 ± 0.8
Xylans	2.2 ± 0.2
Other carbohydrates	2.9 ± 0.1
Protein	9.5 ± 0.0
Ash	38.3 ± 2.2
Moisture	63.4 ± 0.7
Table 1. Biomass composition paper & cardboard samples	
Composition (% dry weight)	BAR PA 251121 (M137)
Glucans	53.5 ± 0.3
Xylans	7.0 ± 0.1
Other carbohydrates	2.4 ± 0.1
Acid Insoluble Residue	13.2 ± 0.3
Total Nitrogen	0.46 ± 0.02
Ash	10.7 ± 1.3
Moisture	41.2 ± 0.2

A continuación, vamos a tratar los procesos químicos, enzimáticos fermentativos, aunque existen otro tipo de procesos de conversión como ya se ha mencionado. Podríamos decir que somos proveedores

de productos intermedios los cuales son azúcares (C5/C6). Cuando hablamos de biorrefinerías hablamos de plataformas, plataformas de azúcares, plataforma de lípidos, plataforma biogás, etc. Nosotros trabajamos en esta plataforma de azúcar, hacemos extracción, HE y fermentación de azúcares. En la Figura 4.7 y Figura 4.8 se pueden observar qué compuestos se pueden obtener de la celulosa, hemicelulosa y lignina en un marco de biorrefinería.

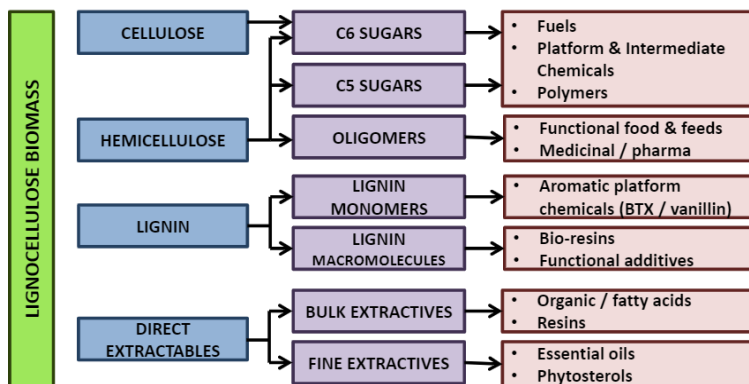


Figura 4.7. Posibles bioproductos obtenidos de la celulosa, hemicelulosa y lignina.

Cuando se habla de los building blocks se habla de moléculas que luego sirven para hacer otro tipo de productos o químicos más complejos. Un ejemplo es el etanol, el cual es uno de los 5 más utilizados para disolventes en cosméticas e hidrogeles, por ejemplo. En este caso, se trabaja con la plataforma de azúcares y un building block que es el etanol.

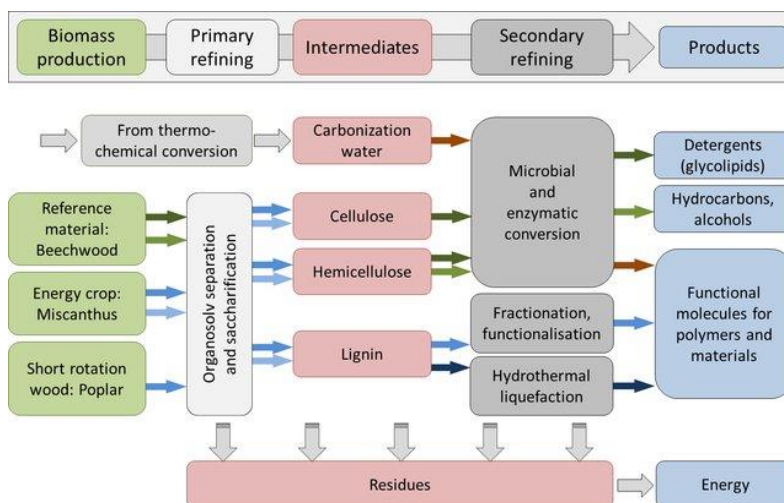


Figura 4.8. Cadenas de valor en el marco de la biorrefinería de biomasa (Fuente: GCB Bioenergy)

En la Figura 4.9 se detalla el esquema de las rutas bioquímicas para la transformación de biomasa lignocelulósica donde hay un pretratamiento y una hidrólisis enzimática (HE) para poder extraer los azúcares y una fermentación y destilación para obtener el bioetanol. Se parte de la celulosa y la hemicelulosa que son las fracciones donde están los azúcares (C6 y C5). Los pretratamientos pueden

ser físicos, químicos, físicos – químicos y biológicos. Lo que se pretende es abrir la estructura para poder acceder luego con las enzimas y poder realizar más eficientemente la HE.

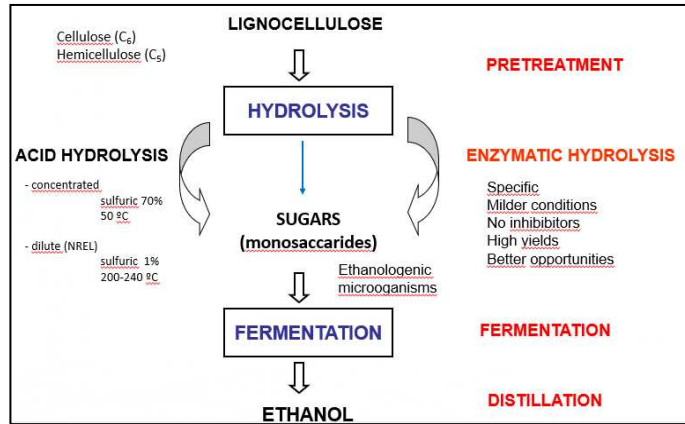


Figura 4.9. Esquema de ruta bioquímica de la biomasa lignocelulósica. BIOCAR

En la Tabla 4.3 se detallan los principales pre tratamientos que hay disponibles para la biomasa lignocelulósica, así como cuál es su efecto sobre la misma. Los pretratamientos deben maximizar las hidrólisis enzimáticas, mejorar la separación de la lignina, minimizar la pérdida de azúcares, minimizar el uso de energía respecto a lo cual actualmente hay muchísimas investigaciones, usar la menor cantidad posible de químicos, cuanto menos químicos se use mejor será el pretratamiento y debe ser escalable.

Tradicionalmente los pretratamientos se han clasificado en físico, químicos, físico-químicos y biológicos [17]. Ha habido un avance importante en el desarrollo de pretratamientos y ya se habla de pretratamientos avanzados con nuevos solventes como fluidos supercríticos o líquidos iónicos [18,19].

Tabla 4.3. Métodos para pretratamientos de biomasa lignocelulósica.

Pretreatment method	Main principle
Dilute acid Steam explosion (auto hydrolysis) Acid-catalysed steam explosion	Partial hydrolysis and solubilization of hemicelluloses, redistribution of lignin on fibre surfaces, fractionation of fibres
Hot water flow through	Removal of hemicelluloses and some lignin
Lime	Removal of lignin
Wet oxidation Wet explosion	Removal and partial degradation of lignin, solubilization and oxidation of some hemicelluloses
AFEX	Cleavage of lignin and partially depolymerization of hemicelluloses and cellulose
Organosolv/Alcell	Removal of lignin and some hemicelluloses

Lo que más se está desarrollando son los pretratamientos integrados, aquellos que tanto el pretratamiento como la hidrólisis enzimática se pueden hacer en un mismo paso. Los pretratamientos biológicos son sin duda los que destacan en este sentido, combinando lacasas para la degradación de la lignina y celulasas para los azúcares que van quedando libres en el medio [20], y los pretratamientos combinados o en dos pasos para buscar el total fraccionamiento de la biomasa o aislar el máximo posible uno de los componentes que nos interese [21].

En la Figura 4.10 se observa un esquema del steam explosion el cual consiste en una inyección a vapor y una despresurización rápida mediante el control de la temperatura y presión para desestructurar la biomasa. Puede tener otros efectos, pues al realizar la inyección de vapor y despresurización, se genera algo de auto hidrólisis ácida debido a la producción de ácido acético, por otro lado, se tiene un efecto mecánico – explosivo generando la ruptura de las fibras.

Las ventajas de este tipo de pretratamiento son la posibilidad de tratar múltiples tipos de biomasa en condiciones buenas para ser sometidas posteriormente a hidrólisis enzimáticas, obtención de partículas de tamaño grande y su condición de ser escalable. Algunas desventajas son la generación de sustancias inhibitoras que afectan los microorganismos de las fermentaciones. Respecto a este punto, se realizan muchas investigaciones orientadas a ver cómo generar la mínima cantidad posibles de sustancias inhibitoras durante el proceso de pretratamiento de forma tal de obtener la mayor cantidad posible de azúcares fermentables. Es importante el correcto control de las temperaturas para esto, así como dependiendo del pretratamiento seleccionado, el agregado de ácido.

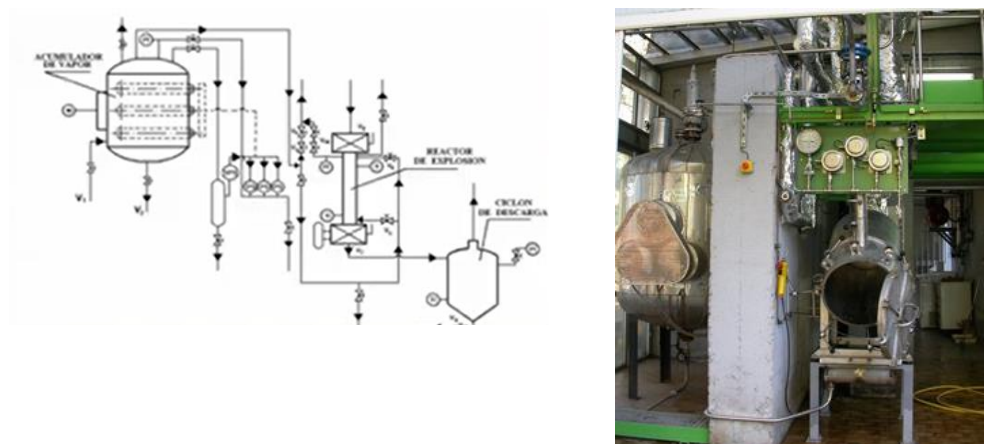


Figura 4.10. Esquema y fotografía del pretratamiento steam explosion. Lab BIOCAR

Para evaluar que el pretratamiento seleccionado está funcionando adecuadamente, deben considerarse algunos parámetros; para el caso del steam explosion se ejemplifican en la figura 4.11 cuales son los mismos, así como los rangos adecuados. Luego del pretratamiento se debe filtrar para separar la fracción líquida donde está la hemicelulosa y el WIS o fracción sólida donde están contenidas la lignina y la celulosa. Generalmente se utiliza únicamente el WIS para hacer el etanol, sin embargo, si la búsqueda es maximizar la producción, lo ideal sería utilizar ambas fracciones luego de separar la lignina, de forma tal de utilizar los azúcares, tanto C5 como C6. En la obtención de las azúcares con la mínima cantidad de inhibidores posibles es donde se evaluará finalmente el pretratamiento.

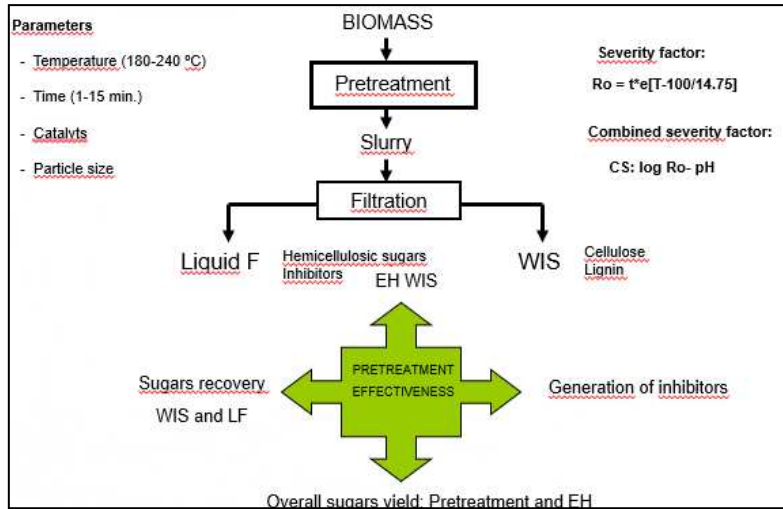


Figura 4.11. Condiciones de funcionamiento de un pretratamiento steam explosion.

Otro pretratamiento que tenemos en la Unidad es el de extrusor, el cual cuenta con un tornillo que puede ser cambiado para tratar distintos tipos de biomasa. Este tipo de pretratamiento al igual que el de explosión admite químicos como ácidos y tiene la ventaja de poder trabajar en continuo.

El pretratamiento puede suponer el 40% de los costes de producción del bioetanol avanzado, teniendo que ajustarse caso por caso a la biomasa y a los componentes de esta biomasa que se quieran recuperar y transformar no solo en biocarburante.

Proceso de hidrólisis enzimática y fermentación

Tras el pretratamiento se realiza la hidrólisis enzimática. Hay diferentes enzimas involucradas:

- Celulosa: endoglucanase, cellobiodrolases, cellobiodehydrogenase, beta-glucosidasa.
- Hemicelulosa: Xylanases, mannanases, xylosidasas, arabinasas, galactosidasas, etc.
- Lignina: Laccases, peroxidasas.

En función de la enzima utilizada se romperán unos enlaces u otros dentro de la estructura de la biomasa a tratar, ver Figura 4.12 y 4.13. [22]

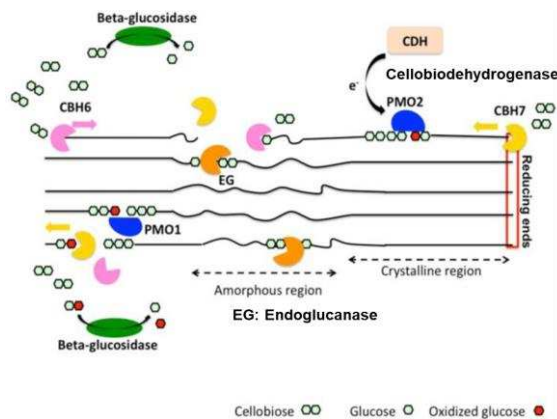


Figura 4.12. Enzimas utilizadas en la HE de celulosa

Una vez obtenidas los azúcares, se realiza la fermentación para su transformación a otros químicos como el etanol, mediante el empleo de levaduras, las cuales, para poder funcionar, estos microorganismo deben cumplir con algunas características como:

- Ser capaces de fermentar azúcares.
- Tener grandes rendimientos de transformación.
- Minimizar otros productos no deseados.
- Tener tolerancia al etanol e inhibidores.
- Tener tolerancia a PH bajo y altas temperaturas.
- Permitido para alimentación animal.

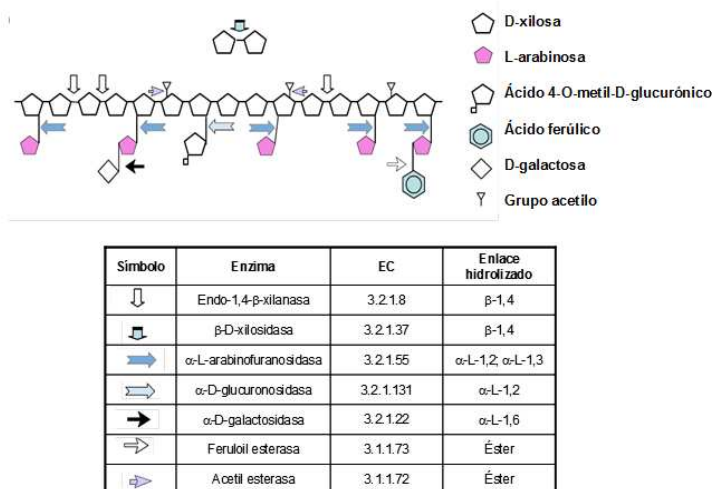


Figura 4.13. Enzimas utilizadas en la HE de hemicelulosa.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, existen diferentes rutas posibles para la realización del proceso, ver Figura 4.14. Según como se hagan las etapas de HE y fermentación se llamará SHF, SSF o SSCF teniendo cada una de ellas ventajas y desventajas, por ejemplo, si se trabaja con un tipo de biomasa que genera muchos inhibidores en el pretratamiento, se debería filtrar y solo transformar la celulosa en una etapa y de forma separada la hemicelulosa, mediante un SHF, facilitando de esta manera la obtención de etanol. En caso de utilizar tanto las celulosas como las hemicelulosas, tanto líquida como sólida, se puede realizar una etapa para quitar los inhibidores precitados y utilizar una SSCF.

En el proceso de fermentación, hay mucho desarrollo e investigación orientada a conseguir levaduras modificadas genéticamente capaces de fermentar hexosas y pentosas con el fin de aumentar la producción de etanol. Si no se consiguen concentraciones de etanol del orden del 4 – 5% en la fermentación, la destilación se vuelve muy cara, por lo que la investigación se centra en aumentar estos rendimientos. Para lograr la mencionada rentabilidad y altos rendimientos también se está estudiando el trabajar a altas cargas de sólidos. Cuantas más altas son las cargas más problemas de mezcla e inhibidores, por lo que debe profundizarse en esta área.

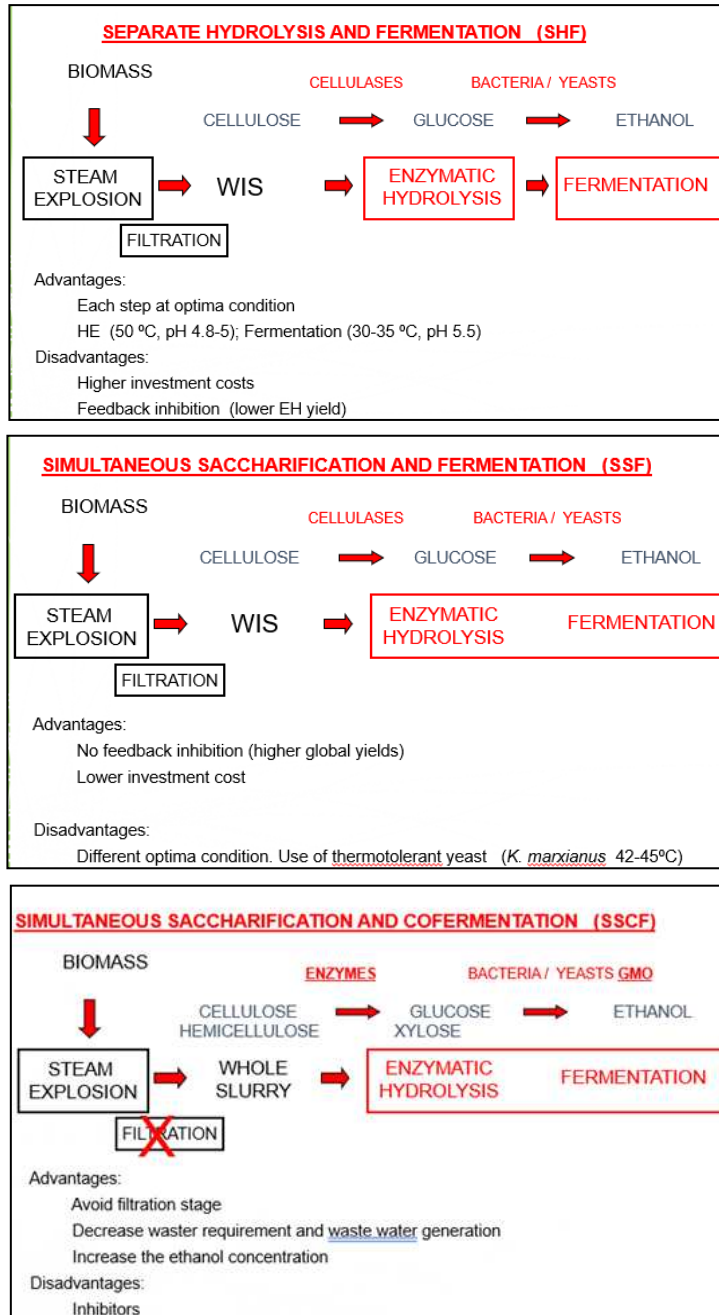


Figura 4.14. Detalle de las rutas SHF, SSF y SSCF. Ventajas y desventajas de cada una de ellas.

Respecto a los inhibidores, compuestos que se forman en el pretratamiento y afectan a los microorganismos mediante la disminución del pH, inhibiendo las enzimas, rompiendo membranas de las levaduras, interactuando con el ADN, entre otros, se plantean algunas posibles soluciones como:

- Cambiar las condiciones del pretratamiento: Por ejemplo, a más temperatura más inhibidores aparecen, intentar trabajar a la menor temperatura posible, o rebajar las condiciones de las hidrólisis ácidas con menos concentración de ácido.

- Eliminación a través de métodos Físicos Químicos: En el caso de tener un inhibidor concreto, se puede incorporar una etapa orientada a la eliminación del mismo con filtración con resinas o con intercambio iónico.

- Adaptación del microorganismo: Mediante ingeniería genética e ingeniería evolutiva, ver Figura 4.15.

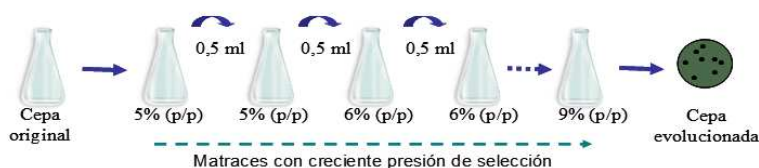


Figura 4.15. Detalle proceso ingeniería evolutiva.

Actualmente se está constantemente en la búsqueda de nuevos microorganismos para la producción de etanol, muchos de ellos tienen algún tipo de limitación por lo que se modifican genéticamente o se adaptan al medio para conseguir mejores rendimientos. Hay mucha investigación para la incorporación de nuevas rutas metabólicas en un microorganismo concreto, insertar rutas de bacterias en levaduras, lo que permite que esa levadura pueda transformar no solo la glucosa C6 si no también los azúcares C5, xilosas. La ingeniería genética es el proceso de la utilización de la tecnología del ADN recombinante (ADNr) para alterar la composición genética de un organismo y la evolutiva es adaptar un microorganismo al medio de forma selectiva.

Los objetivos son aumentar el etanol a más del 4%, poder trabajar a 40g/L de concentración de etanol en el medio, trabajar con cargas de WIS mayores del 15%, en los pretratamientos tratar de trabajar con la menor temperatura posible, intentar resolver problemas de mezclas, inhibidores y microorganismos. También se está trabajando en intentar diseñar nuevos reactores para aumentar los rendimientos.

Otra estrategia interesante es modificar genéticamente los cultivos energéticos para que sean más vulnerables al ataque enzimático, modificando por ejemplo la estructura y contenido de lignina en la pared celular de la biomasa [23] o la sobreexpresión de un gen que proporcione más porcentaje de celulosa en su composición [24].

Biorrefinerías de etanol avanzado

¿Cuántas plantas de etanol avanzado hay en España o en Europa? Hay muy pocas, en España ninguna, en Europa hay un par, en Polonia, Italia, pero pocas, y ¿por qué hay tan pocas? No es rentable, es más caro que el etanol de primera. La biomasa lignocelulósica requiere de pretratamientos que suponen más del 30 % del coste total de producción y además son procesos complicados. Como se ha comentado se empiezan a desarrollar pretratamientos avanzados para poder utilizar todos los componentes de la biomasa (lignina, hemicelulosa y celulosa) y hacer así el proceso de producción de biocarburante más rentable [25].

Lo más destacado de la biomasa lignocelulósica y residual es su gran disponibilidad y su bajo precio. Para el cálculo del costo de la producción de biocarburante habría que evaluar lo que te cuesta la gestión de ese residuo que van a usar como materia prima; por el momento en España, el coste de residuo en vertedero está subiendo dando cada vez más margen a la producción de bioetanol desde estos residuos.

Una biorrefinerías produce bioenergía y bioproductos e implica diferentes sectores como el de la energía, el agrícola o el del transporte. El objetivo es sacar desde biomasa todo lo que sacamos de refinерías o petroquímica, materiales, carburantes, plásticos, disolventes, etc. Se quiere reconvertir las petroquímicas en biorrefinerías para ir dejando de depender del petróleo. En la Figura 4.16 se representa los diferentes tipos de biorrefinerías y en la Tabla 4.4 los elementos principales que todas ellas tienen en común. Según la Agencia Internacional de la Energía, una biorrefinería es procesar biomasa para sacar bioproductos y bioenergía dentro del marco de la economía circular [26]. Las biorrefinerías se pueden clasificar por el tipo de biomasa que usan, la plataforma desde donde se generan los diferentes bioproductos y energía o por los procesos que las integran.

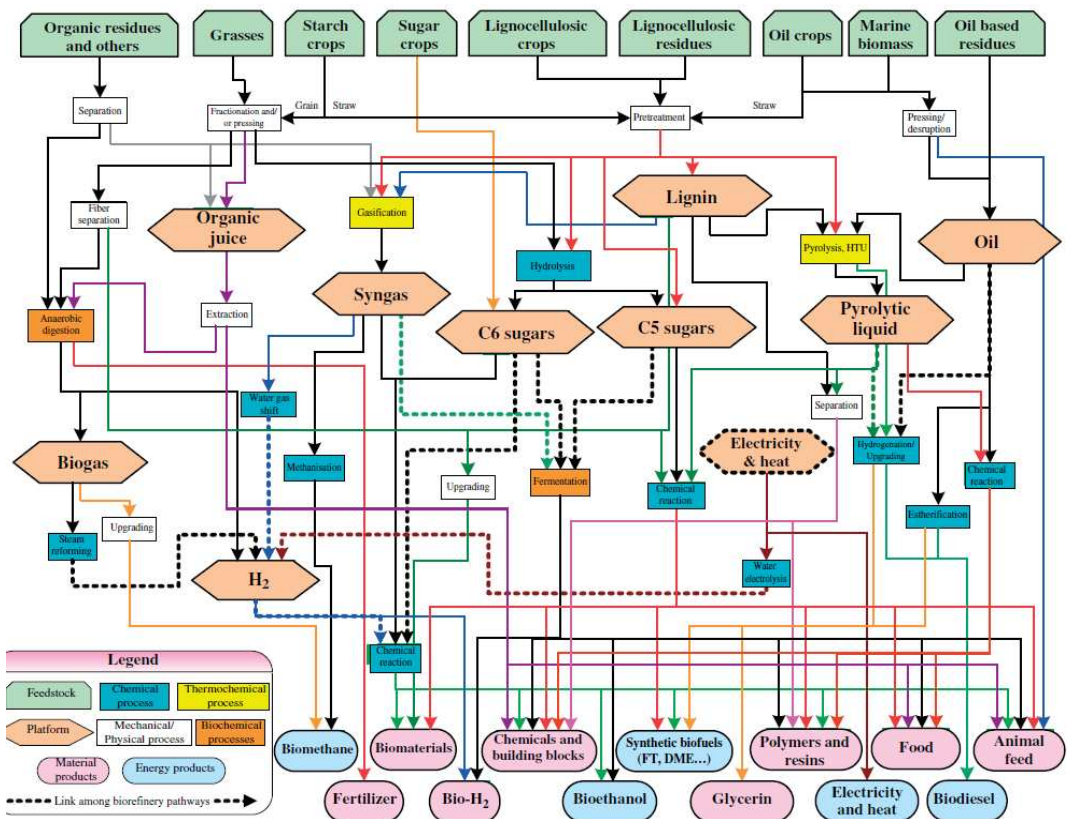


Figura 4.16. Esquemas de biorrefinerías. Clasificación [27]

Este concepto no es totalmente nuevo, ya hay industrias como la del papel o las agroalimentarias que son biorrefinerías al producir energía y diferentes subproductos en sus procesos.

En los últimos 10 años el concepto de biorrefinería se ha asociado a sacar tanto intermedios energéticos como los building blocks ya mencionados. Las biorrefinerías convencionales son aquellas basadas en cultivos energéticos y ya están desarrolladas, las biorrefinerías basadas en lignocelulosa están en TRL 6-8, y por tanto sigue faltando el salto a su industrialización.

Se van transformando biorrefinerías convencionales a lignocelulósicas de una manera progresiva, haciendo cambios progresivos en los tratamientos o las biomásas a procesar [28]. La recuperación de la lignina y su valorización en otros químicos, resinas y biomateriales está siendo una de las rutas más estudiadas para hacer más eficiente las biorrefinerías lignocelulósicas. Por otra parte, los azúcares (C5 y C6) constituyen una plataforma por sí mismos de donde se pueden producir con diferentes microorganismos múltiples químicos de valor añadido [29].

Dependiendo de la biomasa de la que partamos y la situación del país en la que nos encontremos, una misma biorrefinería puede mostrar un tecno-económico diferente, siendo sostenible en un lugar e inviable en otro. Hay que incluir en estos estudios de viabilidad es el desarrollo económico que estas biorrefinerías producen en zonas rurales y las nuevas cadenas de valor que generan.

Las biorrefinerías lignocelulósicas de donde se produce el etanol avanzado han demostrado contribuir al desarrollo de zonas agrícolas y a sacar más beneficia a las agroindustrias, sin embargo, queda todavía que realizar un esfuerzo investigador y tecnológico para hacerlas más rentables frente a las refinerías convencionales.

Tabla 4.4. Elementos principales de las biorrefinerías. BIOPLAT [31]

Materias primas	Cultivos [alcoholígenos, algas, aromáticos, lignocelulósicos, oleaginosos]
	Residuos agrícolas
	Aprovechamientos y residuos forestales
	Biomásas ganaderas
	Biomásas industriales
	Biomásas domésticas (procedentes de residuos urbanos)
Plataformas	Plataforma de aceites vegetales y lípidos
	Plataforma de lignocelulosa
	Plataforma de azúcares
	Plataforma de proteínas
	Plataforma de biogás
	Plataforma de gas de síntesis
Procesos	Físicos, incluidos los procesos mecánicos
	Termoquímicos
	Químicos
	Bioteconológicos
Productos	Bioenergía (biocombustibles, calor, electricidad)
	Bioproductos (productos químicos, materiales, alimentos, piensos)

Hay que reducir el precio de los procesos enzimáticos que intervienen en la producción de bioetanol avanzado que además es el proceso que más contribuye en emisiones en las evaluaciones medioambientales. El microorganismo más usado para la fermentación de azúcares a etanol es la levadura *Saccharomyces cerevisiae* y la bacteria *Zymomonas mobilis* que en condiciones naturales solo fer-

mentan azúcares C6. Modificando genéticamente estos microorganismos se ha conseguido que también fermenten la xilosa (azúcar C5), lo que ha contribuido a subir los rendimientos de producción. Además, estos microorganismos se han ido adaptando a condiciones de más temperatura haciéndolas más termotolerantes y más resistentes a inhibidores lo que también ha permitido aumentar los rendimientos de producción [30]. Los costes de las enzimas y microorganismos modificados contribuyen notablemente al coste final del etanol avanzado.

Para ver si es rentable poner una biorrefinería o convertir etanol de 1G en 2G, lo primero que hay que tener es un inventario de los tipos de biomásas de las que se disponen, caracterizar y geolocalizar. En España hay varios inventarios de recursos biomásicos, la cantidad de tn/año de cada tipo de biomasa, por ejemplo, de cultivos [31].

La biomasa es muy heterogénea y estacional por lo que se hace necesario disponer de centros logísticos de biomasa y adaptar cada biorrefinería a la zona. No hay una solución estándar para cada biomasa, dependiendo de la zona habrá que hacer una recogida diferente, un pretratamiento diferente y unas condiciones de procesado diferentes.

En la Figura 4.17 se detalla la producción del etanol de primera y los cambios a realizar para producir etanol avanzado. Se trata de sustituir el grano por biomasa lignocelulósica, en este caso paja de cereal. Incluir un pretratamiento para separar la celulosa de la hemicelulosa y lignina. Luego se realiza la hidrólisis enzimática, esta parte se va mejorando constantemente, existen empresas dedicada a hacer cócteles enzimáticos mejorados y adaptados a una biomasa en concreto.

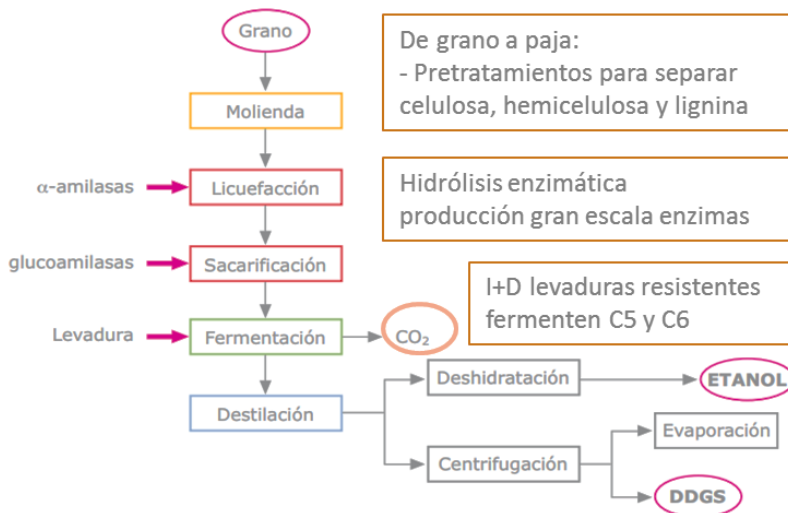


Figura 4.17. Biorrefinería de etanol de 1G a etanol avanzado.

En la etapa de fermentación, el CO₂ producido es recuperado y vendido como químico, para hacer bebidas carbonatadas, por ejemplo. Del proceso de destilación se saca el etanol y las vinazas, que procesadas, se convierten en DDGS que contribuyen con su venta a la sostenibilidad económica de la planta.

El etanol de primera es un gran contribuidor de bioenergía para el transporte, siendo EEUU el mayor contribuidor con más de la mitad de la producción mundial [32], sin embargo, con la nueva

legislación europea y la implantación de la bioeconomía a nivel mundial, cada vez hay más países que apuestan por etanol avanzado [33].

Según la RED II las biomásas utilizadas para hacer biocarburantes tienen que tener un 35% menos de emisiones en comparación con las gasolinas de origen fósil. Además, no puede haber competencia con la producción agrícola para alimentación humana o animal, por lo que la directiva ha limitado la producción de los carburantes de 1G y un nuevo paradigma se abre frente a la producción de los biocarburantes avanzados, sin duda se necesita una visión más holística del tema y tener en cuenta la situación del país donde se producen [34].

En EEUU la Agencia Medioambiental Americana (EPA) tiene publicados los procesos y los abatimientos de emisiones que se deben conseguir para producir etanol celulósico [35]. Se dan además metodología para hacer los análisis de ciclo de vida de estos biocarburantes evaluando así las consecuencias medioambientales de su producción. Las metodologías para realizar los análisis de ciclo de vida son diferentes en EEUU que, en Europa, sería bueno tener un modelo estandarizado internacional para poder comparar resultados [36], ya que estos modelos son usados para la certificación de sostenibilidad de este tipo de biocarburante.

Estos esquemas de producción de bioetanol a carburantes avanzados se han visto limitados por los costes que suponen los pretratamientos de biomasa lignocelulósica, lo complicado de la logística y sobre todo el bajo rendimiento, con caña de azúcar se pueden conseguir hasta 100 L de etanol por tonelada de materia prima [37]. En el caso del grano del maíz, Figura 4.18, son necesarios los pasos de licuefacción y sacarificación antes de la fermentación.

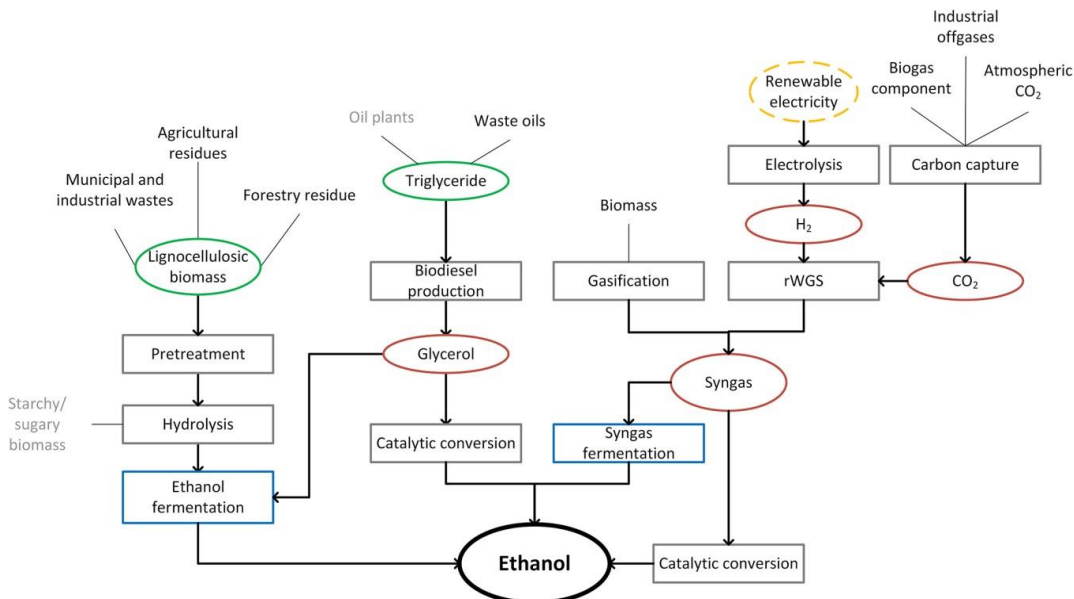


Figura 4.18. Procesos para la producción de bioetanol avanzado [40].

El proceso se compone de una molienda, una cocción a 85°C durante un par de horas para añadir después las amilasas, se baja la temperatura a 30-35 °C y se incorpora las glucoamilasas junto a la levadura (*S. cerevisiae*) para realizar a la vez la sacarificación y la fermentación durante 40-50 horas. Tras este proceso se realiza la destilación y como resultado tenemos el etanol y las vinazas que tras

su secado contiene 27% de proteínas y es utilizado como alimento animal. Este proceso tiene rendimientos de hasta 400 L de etanol por tonelada de grano de maíz [38]. Cuando cambiamos el maíz por paja de cereal, los rendimientos bajan y el coste de producción sube drásticamente.

Existen muchas estrategias para hacer más rentable la producción de etanol avanzado o de segunda generación: reducir los costes de las materias primas, tamaño de la planta o integrando tecnología de producción de 2G en plantas 1G junto la producción de otros bioproductos de alto valor añadido como el xilitol, los antioxidantes o el furfural [39]. Para producir bioetanol avanzado se pueden usar rutas termoquímicas o bioquímicas.

La Unidad de Biocarburantes Avanzados y Bioproductos está especializada en la ruta bioquímica como se ha comentado anteriormente. De los cuatro pasos necesarios para la producción de etanol avanzado por la ruta bioquímica: pretratamiento, hidrólisis enzimática, fermentación y destilación, la unidad destaca en la producción de medios azucarados desde biomasa lignocelulósica para su posterior fermentación a diferentes bioproductos.

La integración de tecnología para producir etanol avanzado en plantas que producen etanol de primera generación está siendo una estrategia que muchas industrias europeas están siguiendo. Los residuos que se generan en plantas 1G con caña de azúcar son procesados para hacer etanol de segunda generación, la industria del vino o las cerveceras utilizan el residuo que les queda tras sus procesos para producir etanol. En EEUU algunas plantas de 1G que usan maíz, utilizan el resto de la mazorca para hacer etanol avanzado en la misma localización aprovechando así, la logística y personal de la planta 1G.

Proyectos europeos: The BIOFIT Project – Retrofitting of the bioethanol industry

El proyecto BIOFIT (<https://www.biofit-h2020.eu/>) trata de mostrar cómo hacer el retrofitting de 5 industrias con biomasa, para que usen o produzcan bioenergía. El retrofitting es transformar parte de una planta o industria con el objetivo de incorporar el uso de bioenergía, por ejemplo, sustituir el gas natural para calderas por calderas de biomasa y en el caso de biocarburantes de primera cambiar parte de la planta para poder producir etanol de segunda.

En la Figura 4.19 se muestra el mercado de bioetanol de 1G junto con la producción por año en la Unión Europea. Se puede ver que el consumo fue variando año a año, con una tendencia al alza, cada vez se utiliza más, sobre todo en la mezcla con gasolinas. Dicho crecimiento se está dando de a poco y es debido principalmente a la transición que todos los países europeos quieren hacer a energías renovables y la obligación de descarbonizar sistemas como por ejemplo el del transporte donde en el año 2018 se vio un aumento del consumo de etanol en dicha área del 6.4%

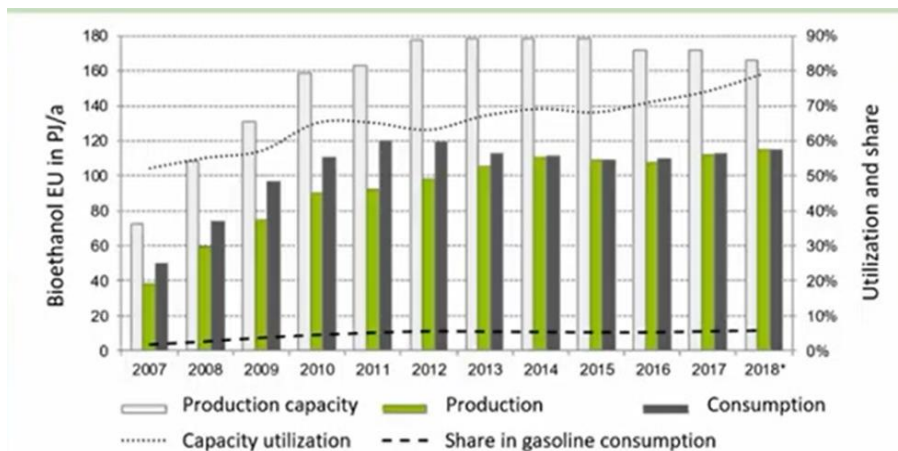


Figura 4.19. Mercado del etanol en la Unión Europea.

En la Figura 4.20 por otro lado, se puede ver la materia prima que se utiliza para producir el bioetanol en Europa, la mayoría es grano de maíz seguido por trigo; residuos y melazas con alto contenido de azúcares; residuos lignocelulósicos, principalmente el anexo IX de la REDII y por últimos otros tipos de biomasa, como remolacha, algas, etc. Europa está interesada en instalar plantas de 2G, actualmente la mayoría de las plantas son 1G y su transformación depende en gran medida del marco normativo que se establezca para el uso del etanol avanzado. En Francia han apostado muy fuerte por bioetanol, donde la mezcla con gasolina puede llegar hasta el 85% de bioetanol. La identificación y caracterización del mercado es importante a la hora de plantear el paso de 1G a 2G.

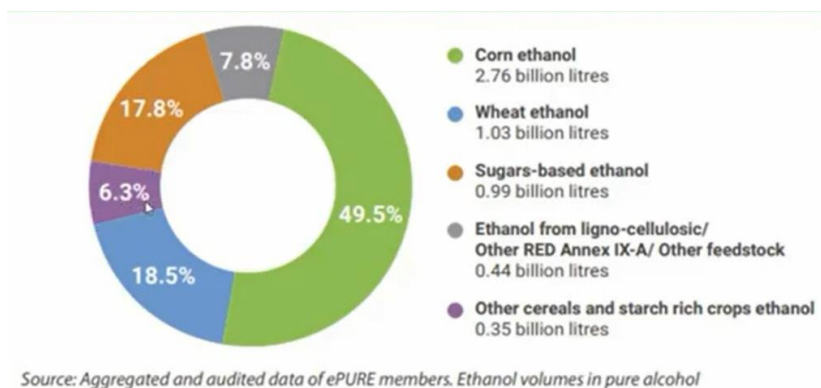


Figura 4.20. Origen de las materias primas usadas para producción de bioetanol.

En Europa se quieren carburantes sostenibles producidos desde biomasa residual y este tipo de proyectos europeos como el BIOFI ayudan a las empresas a visualizar el marco normativo, procesos y maneras para conseguir implantar bioenergía en su industria o transformar plantas de etanol 1G a 2G.

Como se ha comentado anteriormente, existen preocupaciones respecto a la sustentabilidad a largo plazo de la producción de bioetanol de 1G como es la competencia con la producción de alimentos, los impactos que existen sobre el suelo y las limitaciones que hay sobre el agua, cuestiones que

empujan cada vez más a algunas plantas de 1G a tener que empezar a optar por producir etanol avanzado.

España es el tercer país de la EU con mayor biomasa lignocelulósica, se tienen residuos agrícolas y forestales del orden de miles de toneladas al año con la composición de la Figura 4.21 que podrían aprovecharse en el proceso de producción de etanol de segunda generación.

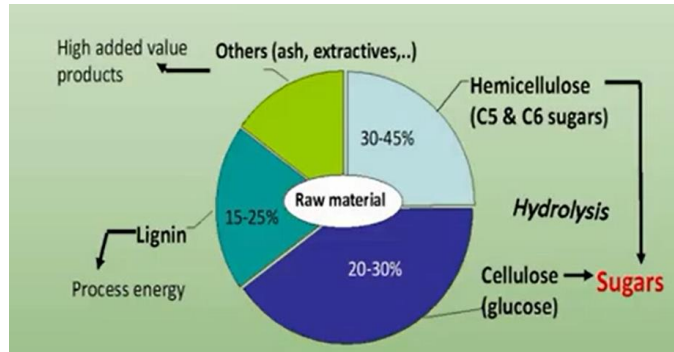


Figura 4.21. Composición de la biomasa lignocelulósica.

Dentro de este proyecto la Unidad BIOCAR del CIEMAT estudió el caso de retrofitting de una planta de etanol de 1G para producción de etanol de 2G. Se hizo el estudio de una planta concreta, ver Figura 4.22, ubicada en Salamanca, España, que utiliza como materia prima para la producción de bioetanol granos de maíz. Mediante simulación utilizando el software Aspen Plus V11 se realizaron balances energéticos y de materia para determinar la viabilidad de los posibles retrofittings. En dicha planta, parte del CO₂ de la fermentación es vendida a una empresa de bebidas carbonatadas. Los DDGS lo venden para alimentación animal base de su rentabilidad. En la Figura 4.23 se ve resumido el diagrama de producción que se sucede en la misma. La producción de bioetanol de 1G supera los 400 L por tonelada de grano de maíz. Los precios en el mercado europeo del bioetanol de 1G varían entre 400-500 €/m³.



Figura 4.22. Planta estudiada proyecto BIOFIT. Retrofitting de 1G a 2G.

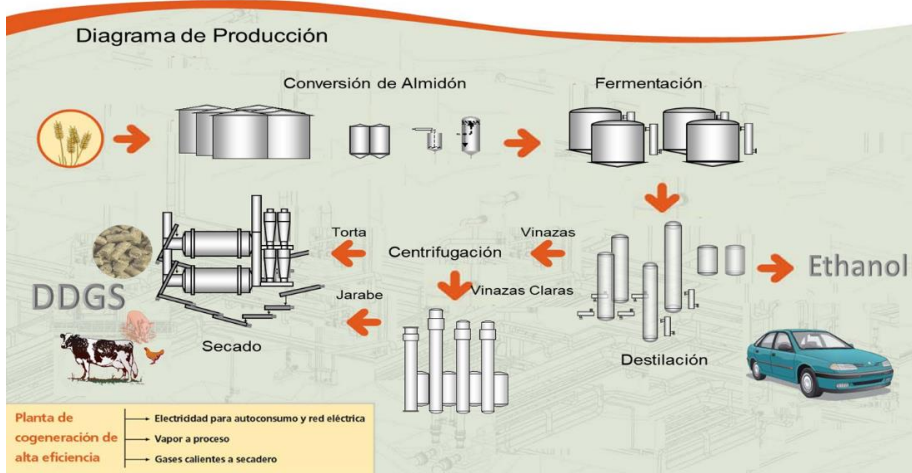


Figura 4.23. Flujo productivo de la planta estudiada para el retrofitting.

En la Figura 4.24 se pueden ver las diferentes alternativas de escenarios que se pueden realizar en una planta de etanol de primera generación para incluir biomasa lignocelulósica.

En el proyecto BIOFIT se simularon varios casos, en el primer caso se producirían 11.000 m³ de bioetanol avanzado a partir de biomasa incluida en el anexo IX de la REDII. El caso dos, era la producción de 19.000 m³ pero a partir del raquis de maíz obtenido de la separación del grano de maíz de la mazorca. En las simulaciones se detallan que se puede ir utilizando y que procesos hay que incorporar en la planta 1G para obtener este etanol avanzado.

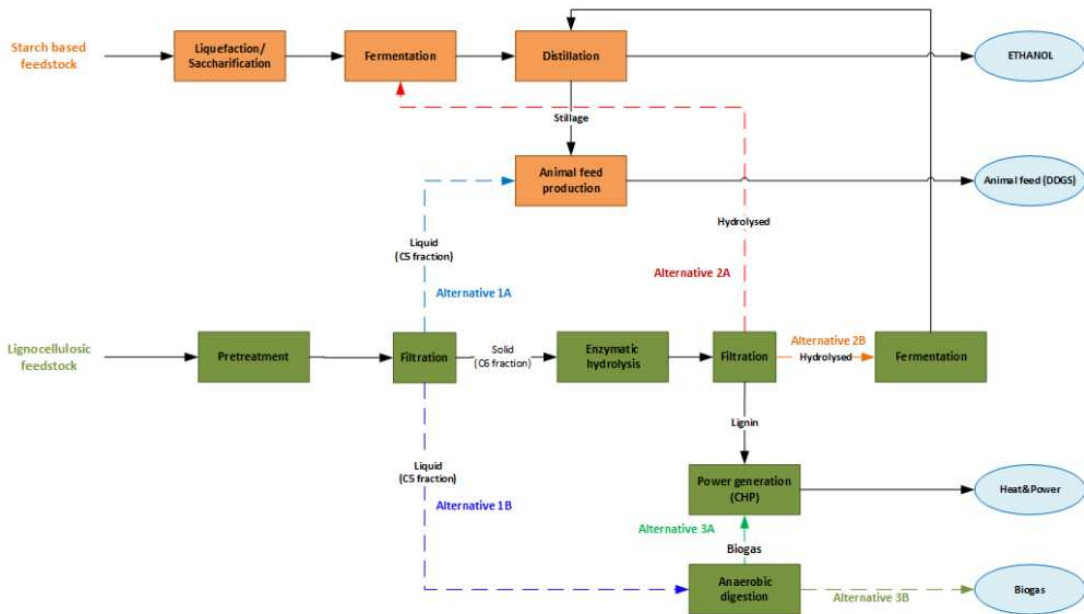


Figura 4.24. Posibles alternativas de retrofitting en una planta de bioetanol 1G [28].

Las alternativas que se estudiaron se describen en la Figura 4.25., donde se puede observar los procesos y biomásas que se integraron en la planta 1G para producir etanol avanzado en los diferentes casos estudiados. Para tratar el raquis del maíz es necesario incluir un pretratamiento por steam explosion donde una vez se trata la biomasa salen dos corrientes, una sólida que contiene los azúcares C6 y la lignina, y otra líquida también llamado prehidrolizado que contiene principalmente xilosa (azúcares C5). La corriente sólida es la que se somete a un proceso PSSF para obtener etanol. La parte líquida se incluye en el proceso de obtención de DDGS del proceso de obtención de etanol de primera generación.

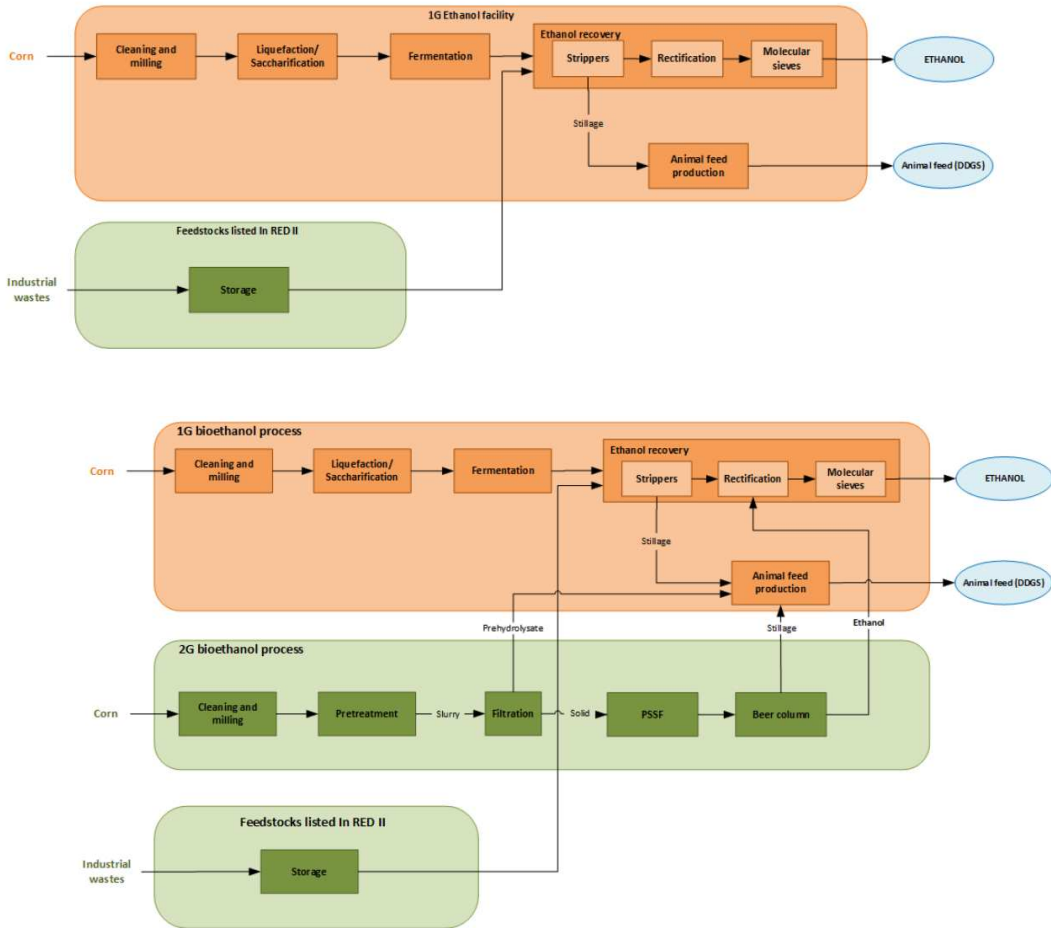


Figura 4.25. Casos de estudio del proyecto BIOFIT [28].

Se hizo un análisis tecno económico de los dos casos de estudio y una de las conclusiones que se obtuvieron es el precio mínimo del etanol avanzado, unos 750 €/m³ para que la producción sea rentable. La diferencia de costos con primera se debe principalmente a los pretratamientos necesarios para producir bioetanol de segunda generación. Se hizo también un estudio medioambiental que consistió en energéticamente ver cuánto se consume y se emite de CO₂ en las calderas, la molienda, etc. en cada una de las etapas y partes del proceso. Se observó que el etanol de segunda generación emite mucho CO₂ en el pretratamiento y en la producción de las enzimas, por lo que hay un límite de

m³ de etanol de segunda que se pueden producir para que salga rentable tanto económicamente como ambientalmente el proceso.

Se hizo un estudio de los riesgos de realizar el retrofitting en una planta de 1G. En la Tabla 4.5 se resumen los aspectos que más preocupan a los inversores cuando se plantean construir una planta de etanol avanzado. Se observa que los cambios en el marco regulatorio les condiciona mucho a la hora de tomar una decisión. Por ejemplo, en Europa con la crisis energética se está volviendo a energías como la nuclear y en el transporte se apuesta por el coche eléctrico y el hidrógeno. Esto hace que hay menos incentivos para invertir en la producción de etanol avanzado para el transporte. Otro problema es la logística de las materias primas residuales que no siempre están en cantidades suficientes y cerca de la planta de bioetanol. Además, hay fuertes variaciones tanto en el precio del etanol como en el precio de las materias primas.

En resumen, el retrofitting más rentable y con menos riesgos por el momento es incorporar en las plantas de 1G corrientes residuales azucaradas de otras industrias donde los cambios a realizar en la planta son mínimos y el etanol generado es considerado avanzado siempre que esté listado como residuo en la REDII. A medida que los pretratamientos sean menos costosos, se use menos cantidad de enzimas y el precio del etanol de segunda generación se mantenga al menos al doble que el de primera, se irán implantando más plantas de segunda generación para la obtención de bioetanol.

Tabla 4.5. Principales riesgos para la inversión en plantas de etanol avanzado. BIOFIT

Risk	Probability (1 – 4)	Consequence (1 – 4)	Total risk* (1 – 16)	Risk mitigation action
Change in regulations concerning the use of biofuels	3	3	9	Diversification in products: bioethanol 1G, bioethanol 2G, industrial alcohol, etc..
Decrease in support for biofuels compared to other renewable resources in the transport sector such as renewable electricity (electric car) or hydrogen	3	2	6	Diversification in other technologies such as hydrogen, jet fuel, bioplastics, etc
Raw material supply	3	2	6	Diversification of raw materials
Variability in the price of raw materials	3	2	6	Diversification of raw materials
Raw material storage / Safety stock to maintain production	2	2	4	Investment in storage
Safety in raw material storage	2	1	2	Investment in storage
Decrease in fuel use caused by a decrease in mobility due to the pandemic.	1	2	2	Diversification in products
Risk in the process. Efficiency issues	1	1	1	Investment in R&D&I

The URBIOFIN Project – Etanol avanzado desde FORSU

El proyecto urbiofin (<https://www.urbiofin.eu/>) estudia la viabilidad de la producción de bioproductos y bioenergía desde la fracción orgánica de los residuos urbanos (FORSU).

Se decide como bioenergía producir bioetanol, y las razones vienen descritas en la Figura 4.26.



Figura 4.26. Ventajas de producir bioetanol desde FORSU. Proyecto URBIOFIN

La demostración de la producción de etanol desde FORSU se hace en una planta semi-industrial (TRL 6-7), Figura 4.27. Esta planta puede fermentar 25 toneladas de FORSU por día. La planta está ubicada en Valencia y participa en múltiples proyectos. En el Urbiofin se quiere reproducir una biorrefinería urbana, sacar bioetanol de segunda generación y otros bioproductos con valor añadido como PHA con los que se puede hacer bioplásticos, el etileno desde el etanol como químico o el biometano desde biogás como biocarburante.



Figura 4.27. Objetivos del proyecto URBIOFIN.

El objetivo del proyecto URBIOFIN (Figura 4.28) es demostrar la viabilidad técnico económica y ambiental de la conversión de 10 toneladas por día de la fracción orgánica de RSU en: Componentes químicos (bioetanol, ácido grasos volátiles medianos o cortos, biogás), biopolímeros (polihidroxialcanoatos de cadenas bajas y media, compuestos que combinan diferentes PHA) y aditivos (bioetileno, bioquímicos derivados de microalgas).

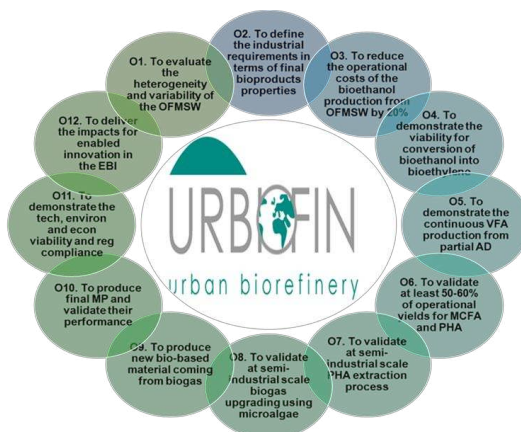


Figura 4.28. Objetivos del proyecto URBIOFIN.

Este proyecto pretende: Evaluar y caracterizar los FORSU, ver los requerimientos industriales de cada bioproductos que se quiere producir, reducir el coste operacional de la producción de bioetanol desde FORSU, demostrar la viabilidad de producir etileno desde este bioetanol, continuidad en la producción de AGV y PHAs para producción e bioplásticos, consolidar el proceso de upgrading de biogás a biometano con microalgas, transformación del biogás a bioproductos, demostrar la viabilidad económica de los diferentes procesos y verificar la calidad de los bioproductos obtenidos.

Con este tipo de proyecto se quiere demostrar que hay otras alternativas para los FORSU, en vez de mandarlos los residuos como relleno, compostaje o digestión anaerobia, se pueden usar como materia prima de una biorrefinería.

Las rutas que se han estudiado en el proyecto vienen representadas en la Figura 4.29. Como puede observarse se han dividido en tres módulos. La Unidad BIOCAR del CIEMAT participa en desarrollo del módulo 1 dedicado a bioetanol avanzado.

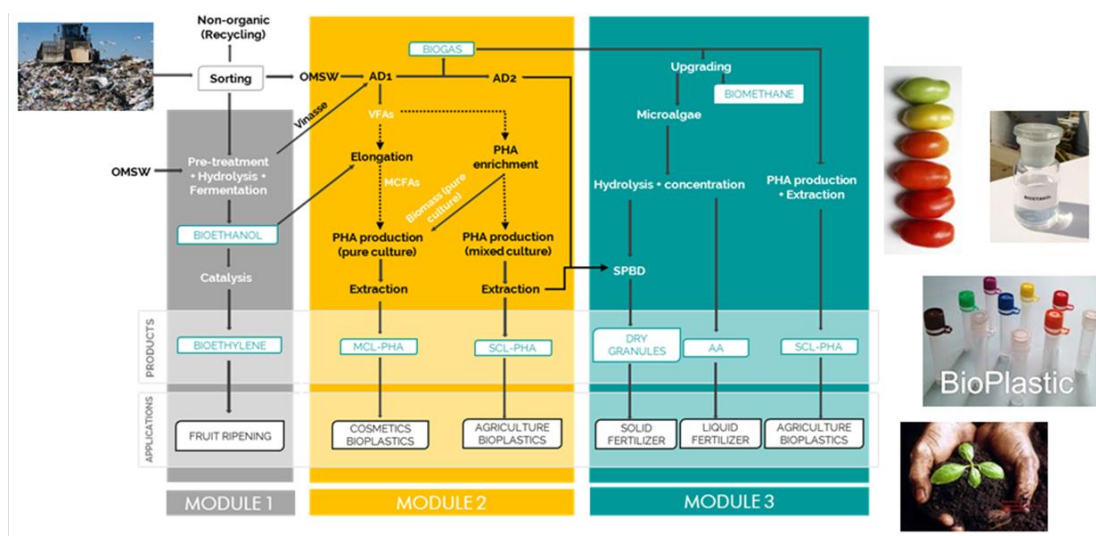


Figura 4.29. Procesos estudiados en el proyecto URBIOFIN.

Referencias

1. IEA. Transport: Improving the Sustainability of Passenger and Freight Transport. Available online: <https://www.iea.org/topics/transport> (2021).
2. Papong, S.; Rewlay-ngoan, C.; Itsubo, N.; Malakul, P. Environmental life cycle assessment and social impacts of bioethanol production in Thailand. *J. Clean. Prod.* 2017, 157, 254–266.
3. Islam, M.K.; Wang, H.; Rehman, S.; Dong, C.; Hsu, H.Y.; Lin, C.S.K.; Leu, S.Y. Sustainability metrics of pretreatment processes in awaste derived lignocellulosic biomass biorefinery. *Bioresour. Technol.* 2020, 298, 122558.
4. EUBIA. Bioethanol; European Biomass Industry Association: Brussels, Belgium, 2020; <https://www.eubia.org/cms/wiki-biomass/biofuels/bioethanol/> (2021).
5. Minteer, S. Alcoholic fuels: An overview. In *Alcoholic Fuels*; Minteer, S., Ed.; Taylor and Francis: Boca Raton, FL, USA, 2006; pp. 1–4.
6. Fuelling Europe's Future: A Vision for How Renewable Ethanol Can Help Drive the EU GreenDeal; ePure: Brussels, Belgium, 2020. <https://www.epure.org/news-and-media/news/fuelling-europes-future-a-vision-for-how-renewable-ethanol-can-help-drive-the-eu-green-deal> (2020).
7. EU. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources. <https://eurlex.europa.eu>
8. Saini, J.K.; Saini, R.; Tewari, L. Lignocellulosic agriculture wastes as biomass feedstocks for second-generation bioethanol production: Concepts and recent developments. *3 Biotech* 2015, 5, 337–353.
9. Negro, M.J.; Álvarez, C.; Doménech, P.; Iglesias, R.; Ballesteros, I. Sugars production from municipal forestry and greening wastes pretreated by an integrated steam explosion-based process. *Energies* 2020, 13, 4432.
10. Sathitsuksanoh, N.; Zhu, Z.; Zhang, Y.H.P. Cellulose solvent- and organic solvent-based lignocellulose fractionation enabled efficient sugar release from a variety of lignocellulosic feedstocks. *Bioresour. Technol.* 2012, 117, 228–233.
11. Takara, D.; Khanal, S.K. Characterizing compositional changes of Napier grass at different stages of growth for biofuel and biobased products potential. *Bioresour. Technol.* 2015, 188, 103–108.
12. Eurostat. MunicipalWasteStatistics. <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>
13. Moreno, A.D.; Magdalena, J.A.; Oliva, J.M.; Greses, S.; Coll Lozano, C.; Latorre-Sánchez, M.; Negro, M.J.; Susmozas, A.; Iglesias, R.; Llamas, M.; et al. Sequential bioethanol and methane production from municipal solid waste: An integrated biorefinery strategy towards cost-effectiveness. *Process Saf. Environ. Prot.* 2021, 146, 424–431.
14. Tomás-Pejó, E.; Moreno, A.D. Alcohol fuels: The biochemical route. In *Biofuels Production and Processing Technology*; Riazi, M.R., Chiamonti, D., Eds.; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2017; pp. 341–360
15. http://rdgroups.ciemat.es/en_US/web/biocar/inicio
16. Galbe, M.; Wallberg, O. Pretreatment for biorefineries: A review of common methods for efficient utilisation of lignocellulosic materials. *Biotechnol. Biofuels* 2019, 12, 294

17. Mejoramiento de la levadura *Saccharomyces cerevisiae* Y138 por ingeniería evolutiva para la producción de bioetanol de segunda generación. DOI: 10.13140/RG.2.1.4246.3602 Thesis for: Biotechnology Advisor: Prof. Dr. Miguel Ángel Galvagno and Dr. Patricio Porta. 2016
18. De Carvalho Silvello, M.A.; Martínez, J.; Goldbeck, R. Application of supercritical CO₂ treatment enhances enzymatic hydrolysis of sugarcane bagasse. *Bioenergy Res.* 2020, 13, 786–796.
19. Diez, V.; DeWeese, A.; Kalb, R.S.; Blauch, D.N.; Socha, A.M. Cellulose dissolution and biomass pretreatment using quaternary ammonium ionic liquids prepared from H-, G-, and S-type lignin-derived benzaldehydes and dimethyl carbonate. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2019, 58, 16009–16017.
20. Kirupa Sankar, M.; Ravikumar, R.; Naresh Kumar, M.; Sivakumar, U. Development of co-immobilized tri-enzyme biocatalytic system for one-pot pretreatment of four different perennial lignocellulosic biomass and evaluation of their bioethanol production potential. *Bioresour. Technol.* 2018, 269, 227–236.
21. Moreno, A.D.; Olsson, L. Pretreatment of lignocellulosic feedstocks. In *Extremophilic Enzymatic Processing of Lignocellulosic Feedstocks to Bioenergy*; Sani, R.K., Krishnaraj, R.N., Eds.; Springer International Publishing AG: Cham, Switzerland, 2017; pp. 31–52.
22. Moreno, A.D.; Alvira, P.; Ibarra, D.; Tomás-Pejó, E. Production of ethanol from lignocellulosic biomass. In *Production of Platform Chemicals from Sustainable Resources*; Fang, Z., Smith, R.L., Qi, X., Eds.; Springer Nature: Singapore, 2017; pp. 375–410
23. Boerjan, W.; Ralph, J.; Baucher, M. Lignin Biosynthesis. *Annu. Rev. Plant Biol.* 2003, 54, 519–546.
24. Yang, Y.; Yoo, C.G.; Guo, H.B.; Rottmann, W.; Winkeler, K.A.; Collins, C.M.; Gunter, L.E.; Jawdy, S.S.; Yang, X.; Guo, H.; et al. Overexpression of a Domain of Unknown Function 266-containing protein results in high cellulose content, reduced recalcitrance, and enhanced plant growth in the bioenergy crop *Populus*. *Biotechnol. Biofuels* 2017, 10, 74.
25. Ruiz, H.A.; Conrad, M.; Sun, S.N.; Sanchez, A.; Rocha, G.J.M.; Romani, A.; Castro, E.; Torres, A.; Rodríguez-Jasso, R.M.; Andrade, L.P.; et al. Engineering aspects of hydrothermal pretreatment: From batch to continuous operation, scale-up and pilot reactor under biorefinery concept. *Bioresour. Technol.* 2020, 299, 122685.
26. Lindorfer, J.; Lettner, M.; Fazeni, K.; Rosenfeld, D.; Annevelink, B.; Mandl, M. Technical, Economic and Environmental Assessment of Biorefinery Concepts; IEA Bioenergy: Paris, France, 2019.
27. Cherubini, F.; Jungmeier, G.; Wellisch, M.; Willke, T.; Skiadas, I.; Van Ree, R.; de Jong, E. Toward a common classification approach for biorefinery systems. *Biofuels Bioprod. Biorefin.* 2009, 3, 534–546.
28. Susmozas, A.; Martín-Sampedro, R.; Ibarra, D.; Eugenio, M.E.; Iglesias, R.; Manzanares, P.; Moreno, A.D. Process Strategies for the Transition of 1G to Advanced Bioethanol Production. *Processes* 2020, 8, 1310.
29. Rosales-Calderón, O.; Arantes, V. A review on commercial-scale high-value products that can be produced alongside cellulosic ethanol. *Biotechnol. Biofuels* 2019, 12, 240.
30. Mukherjee, V.; Radecka, D.; Aerts, G.; Verstrepen, K.J.; Lievens, B.; Thevelein, J.M. Phenotypic landscape of non-conventional yeast species for different stress tolerance traits desirable in bioethanol fermentation. *Biotechnol. Biofuels* 2017, 10, 216.

31. <https://bioplat.org/>
32. Maczynska, J.; Krzywonos, M.; Kupczyk, A.; Tucki, K.; Sikora, M.; Pin'kowska, H.; Ba,czyk, A.; Wielewska, I. Production and use of biofuels for transport in Poland and Brazil—The case of bio-ethanol. *Fuel* 2019, 241, 989–996
33. <https://afdc.energy.gov/laws/RFS.html>
34. Rosillo-Calle, F. Food versus fuel: Toward a new paradigm—The need for a holistic approach. *ISRN Renew. Energy* 2012, 2012.
35. US-SA. The Renewable Fuel Standard and Biofuels Policy; The US Sustainability Alliance: Washington, DC, USA, 2020.
36. Saddler, J.; McMillan, J.; Ebadian, M. Comparison of International Life Cycle Assessment (LCA) Biofuels Models; International Energy Agency: Paris, France, 2019
37. Vohra, M.; Manwar, J.; Manmode, R.; Padgilwar, S.; Patil, S. Bioethanol production: Feedstock and current technologies. *J. Environ. Chem. Eng.* 2014, 2, 573–584.
38. Naylor, R.L.; Liska, A.J.; Burke, M.B.; Falcon, W.P.; Gaskell, J.C.; Rozelle, S.D.; Cassman, K.G. The ripple effect: Biofuels, food security, and the environment. *Environ. Sci. Policy Sustain. Dev.* 2007, 49, 30–43.
39. Susmozas, A.; Moreno, A.D.; Romero-García, J.M.; Manzanares, P.; Ballesteros, M. Designing an olive tree pruning biorefinery for the production of bioethanol, xylitol and antioxidants: A techno-economic assessment. *Holzforschung* 2019, 73, 15–23.
40. Schubert, T. Production routes of advanced renewable C1 to C4 alcohols as biofuel components—A review. *Biofuel Bioprod. Biorefin.* 2020, 14, 845–878.

SECCIÓN IV: BIOCOMBUSTIBLES GASEOSOS



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa
y Bioenergía Rural

Sección V, Capítulo VI 2023: 123-164
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO V. BIOGÁS (RUTA BIOQUÍMICA)

Nely Carreras

¹ Depto. de Medio Ambiente, CIEMAT. Avda. Complutense 40, 28040 Madrid. Email: nely.carreras@ciemat.es

Resumen. En este capítulo se informa de las características y composición del biogás. Asimismo, se citan los residuos biodegradables más útiles para la producción de biogás y se explica el proceso de digestión anaerobia que da lugar a este biocombustible de gran importancia en la actualidad. Por otra parte, se destacan los beneficios de la biometanización y se detalla cómo ha ido evolucionando en el tiempo la investigación de esta tecnología. A lo largo del capítulo se trata tanto la producción de biogás mediante digestores como la que tiene su origen de forma natural en los rellenos sanitarios de residuos sólidos urbanos. Respecto a los digestores, se explican las condiciones óptimas de operación y se exponen las características de las distintas tecnologías existentes, tanto básicas como avanzadas. En cuanto al biogás de los rellenos sanitarios, se informa de su proceso de formación, así como la infraestructura de su extracción y aprovechamiento. También se define el relleno sanitario como biorreactor y se aportan ventajas e inconvenientes de esta tecnología. Para finalizar, se hace referencia a los usos del biogás como fuente de energía, se informa de procesos de tratamiento y se define el biometano y su importancia como sustituto del gas natural.

1. Introducción

La situación mundial del acceso a la energía es muy variable, es un reto aún pendiente de acometer. En 2018, un informe sobre el progreso de la energía elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División de Estadística de Naciones Unidas (UNSD), el Banco Mundial (WB) y la Organización Mundial de la Salud (OMS) indicaba que el 13% de la población mundial aún no tenía acceso a la electricidad y alertaba de que el planeta no estaba en la dirección adecuada para cumplir los objetivos de energía sostenible en 2030 (AIE et al., 2018). Asimismo, la Organización de Naciones Unidas (ONU) también ha indicado que 1.300 millones de personas carecen de acceso a la electricidad y 2.600 millones utilizan fuentes tradicionales de biomasa para cocinar o calentarse (ONU, 2018). Por otro lado, cuatro de cada cinco personas sin acceso a electricidad viven en áreas rurales del mundo en desarrollo, principalmente en el sur de Asia y el África subsahariana, que tienen una cobertura de acceso del 40% y 20% de la población, respectivamente.

Es evidente que la situación mundial de acceso a la energía es un reflejo de la desigualdad mundial en relación con el desarrollo. Según Naciones Unidas, un habitante de un país desarrollado consume diez veces más energía primaria que uno de un país pobre, factor que pasa a ser de cien cuando hablamos de una fuente de energía “moderna” como es la electricidad. Los países desarrollados consumen entre 50% y 90% de los recursos de la Tierra y generan las dos terceras partes de las emisiones de dióxido de carbono.

Ya en 1992 surgió un nuevo concepto, el Desarrollo Sostenible, nacido de la Conferencia de Medio Ambiente y Desarrollo que tuvo lugar en Río de Janeiro. Se proclamó, entre otros principios, que *“el derecho al desarrollo debe ejercerse de forma tal que responda equitativamente a las necesidades de desarrollo y ambientales de las generaciones presentes y futuras”* (ONU, 1992). Por lo tanto, hay que satisfacer las necesidades humanas, pero respetando los recursos, disminuyendo la degradación ambiental y evitando la contaminación, es decir, sin hipotecar el futuro de las próximas generaciones. Este hecho ha influido en la gestión de los residuos, pues dio lugar a un cambio importante de concepto al sustituir la palabra “basuras” por “residuos”, al considerar a éstos como una fuente de materias primas que nuestra sociedad no puede permitirse el lujo de desaprovechar, ya que es importante tener en cuenta que La Tierra es finita, y al pensar que una buena gestión y aprovechamiento de los residuos es una fuente de empleo y una oportunidad nada desdeñable para el desarrollo económico.

Actualmente, la estrategia es lograr la minimización de los residuos producidos y obtener el mejor aprovechamiento de los que se generan, reduciendo al mismo tiempo su impacto ambiental. Dicho con otras palabras, impulsar el concepto de economía circular que es un modelo de producción y consumo que implica compartir, reutilizar, reparar y reciclar materiales y productos todas las veces que sea posible para crear un valor añadido. Básicamente se podría decir que es considerar el residuo como un recurso del que se pueden obtener beneficios, lo que implica transformar la economía lineal, que actualmente impera, en economía circular.

Reciclar significa transformar los residuos para que vuelvan a utilizarse con su fin inicial o para otros fines. Entre sus ventajas cabe destacar: aprovechamiento de materias primas, economía energética, uso racional de recursos naturales y devolución a la tierra de su riqueza orgánica.

De las diversas técnicas de tratamiento que permiten reducir la carga orgánica contaminante de los residuos, uno de los procesos que más se está empleando en la actualidad es la digestión anaerobia o biometanización. Se podría decir que es una tecnología única y tiene un especial interés porque además de reducir la contaminación da lugar a la producción de biogás, combustible gaseoso renovable con un importante valor energético al estar constituido mayoritariamente por metano (55-65%), y a un lodo más estabilizado (digestato o biol) con características fertilizantes al ser rico en nutrientes.

La FAO, a través de un informe publicado en 2012 (FAO, 2012), destacó al biogás como fuente de energía para la agricultura en América Latina y el Caribe. Aseveró que el biogás es una fuente de energía renovable que puede impulsar las actividades agropecuarias de los pequeños productores y reducir la emisión de gases de efecto invernadero en ésta y otras regiones del planeta. Asimismo, la ONU indicó que en los últimos años la energía y los biocombustibles ocupan un lugar prioritario en la agenda de la región debido a la volatilidad de los precios del petróleo y la necesidad de los países de adquirir mayor independencia energética (ONU, 2018).

Por lo tanto, la digestión anaerobia se configura como uno de los procesos más idóneos para el tratamiento y aprovechamiento energético de los residuos orgánicos biodegradables, lo que reduce a la vez la emisión de gases de efecto invernadero, siendo además estos residuos un recurso renovable de gran importancia en la práctica totalidad de países. Se podría decir que la digestión anaerobia de los residuos orgánicos biodegradables es el paradigma de la economía circular, ya que se utiliza un residuo para producir energía reduciéndose al mismo tiempo su contaminación.

2. El Biogás

El biogás es un gas producido por bacterias durante el proceso de biodegradación de la materia orgánica en condiciones anaeróbicas, es decir en ausencia de aire, conocido como digestión anaerobia o biometanización. Tiene un importante valor energético al contener metano como componente mayoritario (50-70%). Es por tanto una energía renovable, cuyo origen es la degradación anaerobia de materia orgánica biodegradable, que además puede ser fácilmente utilizada.

Su aprovechamiento como fuente de energía va aumentando día a día, a la vez que se va dando mayor importancia al Medio Ambiente y a las Energías Renovables como alternativa a las fuentes tradicionales de energía de origen no renovable (petróleo, gas, carbón, etc.). Actualmente, destaca como una fuente de energía renovable de gran valor que, además de producirse como consecuencia del tratamiento de un residuo contaminante, puede contribuir al desarrollo económico sostenible en zonas rurales.

La transformación de la materia orgánica en biogás se puede llevar a cabo en digestores anaerobios o se puede producir de forma natural en vertederos controlados (o también llamados rellenos sanitarios), de residuos sólidos urbanos (RSU).

Tanto la generación de biogás en digestores anaerobios como la extracción y utilización del biogás generado en los vertederos controlados de RSU son procesos de interés en el área de la producción energética. Las Figuras 5.1a y 5.1b muestran, respectivamente, los esquemas de ambos procesos.

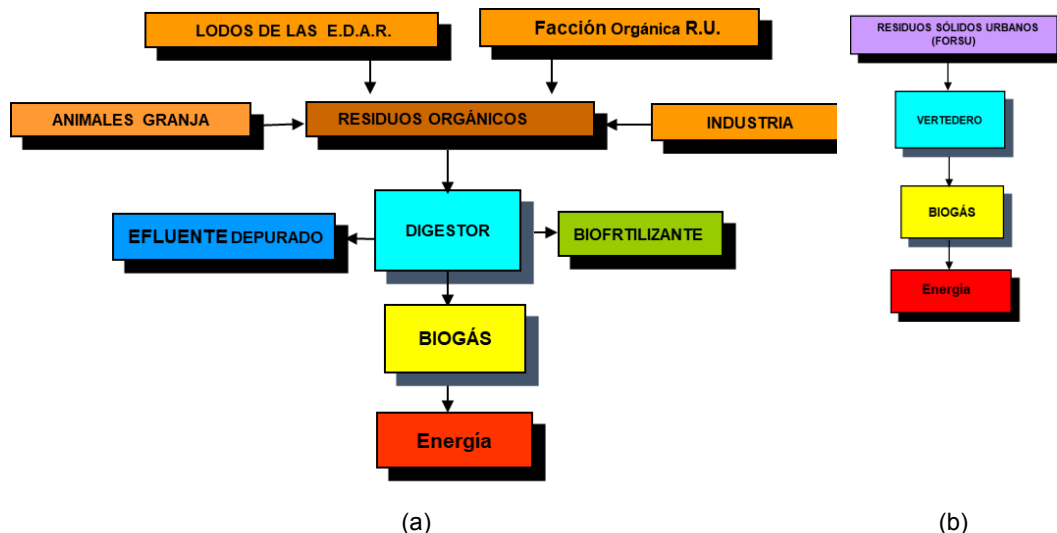


Figura 5.1. Esquema de formación de biogás en digestores (a) y vertederos controlados de RSU (b).

En ambos casos se produce energía y, además, se favorece el medio ambiente, ya que en los digestores tiene lugar la depuración de residuos y en los vertederos controlados se evitan emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Ambos procesos se tratarán en capítulos posteriores.

2.1. Origen: los residuos orgánicos biodegradables

Los residuos orgánicos biodegradables, que se caracterizan por elevada carga orgánica y su alto contenido en agua, pueden ser tratados por digestión anaerobia para reducir su contaminación y, a la vez, obtener de ellos energía en forma de biogás.

Estos residuos se generan en grandes cantidades, pues provienen de actividades productivas que dan lugar a millones de toneladas deben de ser gestionados adecuadamente para cumplir con los requisitos de sostenibilidad y respeto al medio ambiente. Dentro de estos residuos cabe destacar por las grandes cantidades que se generan: la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), los residuos de explotaciones ganaderas (estiércoles y purines), los residuos de agroindustrias (como los que se generan en alcohólicas, azucareras, queserías, mataderos, conserveras, feculeras, papeleras, etc.) y los lodos aerobios que se producen en las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR). Figura 5.1a muestra el esquema del proceso.

Hoy en día estos residuos son tan numerosos que han de ser gestionados adecuadamente para no ocasionar un grave problema medioambiental. En este sentido, el tratamiento de estos residuos por digestión anaerobia o biometanización, tiene no sólo importantes beneficios ambientales, pues se contribuye a la disminución de su carga contaminante, sino también energéticos, ya que se produce un combustible renovable gaseoso, conocido como Biogás por su origen biológico.

Estos residuos son muy importantes tanto en España como en la región de América Latina y el Caribe. España es el primer país de la Unión Europea (UE) en superficie dedicada al cultivo, el cuarto en producción ganadera y el quinto en producción alimentaria a nivel industrial. La región de América Latina y el Caribe tiene una gran producción de residuos biodegradables como lo demuestra el hecho

de ser de las regiones con mayor exportación de alimentos del planeta y la primera exportadora de carne bovina. En esta Región, se produce más del 14% de la producción ganadera mundial (FAO, 2014) y, además, es una región especialmente agroindustrial con grandes producciones de café, caña de azúcar, etc. Asimismo, es una Región con gran número de habitantes, lo que implica una elevada producción de residuos sólido urbanos y, por tanto, de FORSU.

2.2. Composición del Biogás

El Biogás está constituido mayoritariamente por metano (55-65 %) y dióxido de carbono (30-40 %), pero también, dependiendo de su origen, pueden estar presentes otros gases en concentraciones muy pequeñas, tales como H₂, O₂, H₂S, N₂, H₂O, CO, VOC's, y Siloxanos, principalmente. La Tabla 5.1 muestra los valores entre los que se encuentran los principales constituyentes del biogás.

Tabla 5.1: Composición del biogás. Fuente: MMAMRM (2010).

Componente	%
Metano, CH ₄	50-75
Dióxido de carbono, CO ₂	25-45
Vapor de agua, H ₂ O	1-2
Monóxido de carbono, CO	0-0,3
Nitrógeno, N ₂	1-5
Hidrógeno, H ₂	0-3
Sulfuro de hidrógeno, H ₂ S	0.1-0.5
Oxígeno, O ₂	0,1-1,0

El metano, principal componente del biogás, es el gas que le confiere las características combustibles. El valor energético del biogás, que está determinado por su concentración de metano, es de 20 - 25 MJ/m³, comparado con los 33 - 38 MJ/m³ del gas natural (Werner et al 1989), que tiene un porcentaje de metano superior al 95%.

El biogás generado en los rellenos sanitarios de RU contiene además otros muchos gases, que están presentes en mínimas cantidades, dependiendo de: las características y composición de los residuos depositados, la edad del vertedero, las condiciones del lugar, la gestión del vertedero y la presencia de un sistema de recogida del biogás.

2.3. Beneficios de la biometanización

La energía es un bien escaso y muy valorado, y la digestión anaerobia o biometanización es una tecnología apropiada para obtener la energía potencial de los residuos orgánicos biodegradables de los que, como ya se ha visto, hay un gran potencial en Latinoamérica y España.

Por otra parte, el biogás es una fuente renovable de energía, lo que implica mayor seguridad en el suministro, disminución de emisiones contaminantes y, además, fuente generadora de empleo, sobre todo en áreas rurales. También otorga independencia energética y económica y es portador de

una energía versátil al poderse utilizar en diversos usos tanto familiares (cocinar, disponer de iluminación, agua caliente y electricidad) como industriales (calderas, generación de energía eléctrica, combustible para vehículos o introducirlo en la red de gas, en estos dos últimos casos previamente transformado en metano) y es una aportación importante ante el efecto invernadero.

Por otro lado, en el proceso de digestión anaerobia se produce un digestato, o materia orgánica estabilizada, que, previamente acondicionado y en función de sus características y composición, puede ser utilizado como biofertilizante por su alto contenido de materia orgánica, nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K).

La Figura 5.2. muestra la representación esquemática del ciclo sostenible del biogás.

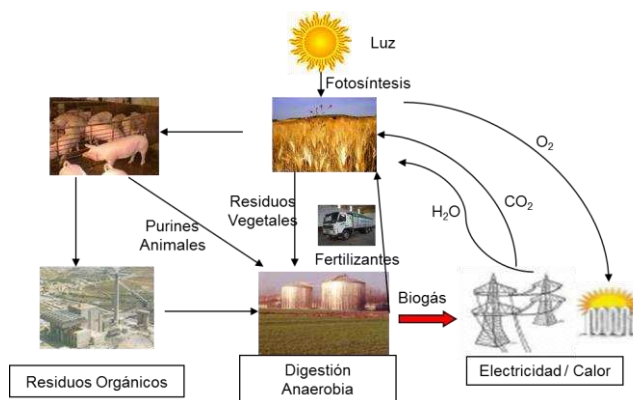
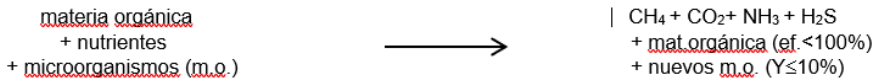


Figura 5.2: Representación esquemática del ciclo sostenible del biogás

3. Digestión anaerobia o Biometanización

La Digestión Anaerobia, también llamada Biometanización, es un proceso biológico mediante el cual la materia orgánica biodegradable, en ausencia de oxígeno y por medio de un grupo de bacterias específicas (anaerobias), se degrada en una serie de productos gaseosos conocidos como "BIOGÁS" y un subproducto rico en nutrientes conocido como digestato (o biol en algunos países de América Latina).

El Biogás, como se ha comentado, tiene un importante valor energético, al contener metano en su composición, y puede ser aprovechado para diversos usos. El digestato, que contiene la mayor parte de los elementos minerales de la materia orgánica original, productos intermedios de reacciones precedentes, como ácidos orgánicos, y sustancias de difícil degradación, puede ser empleado como abono sustituyendo a los fertilizantes inorgánicos. Tanto la generación de biogás en digestores anaerobios como la extracción y utilización del biogás generado en los vertederos controlados de RSU son procesos de interés en el área de la producción energética. Además, en ambas situaciones se produce una mejora medioambiental importante ya que, la extracción del biogás de los rellenos sanitarios ofrece la posibilidad de reducir las emisiones de metano y dióxido de carbono, gases que contribuyen de manera notable al efecto invernadero, y la digestión anaerobia de los residuos reduce considerablemente el poder contaminante de éstos. La degradación anaerobia de la materia orgánica se resume en el siguiente esquema:



La bioquímica y microbiología de los procesos anaerobios es más complicada que en los procesos aerobios, esto se debe a la existencia de numerosas rutas que puede utilizar una población bacteriana anaerobia para la bioconversión de la materia orgánica. Las rutas y mecanismos no se conocen al detalle, pero en los últimos años se han escrito amplias líneas de estos procesos.

3.1. Fases del proceso de digestión anaerobia

El mecanismo anaerobio puede representarse como un proceso en 4 fases relacionadas entre sí. El esquema global del proceso de digestión anaerobia se muestra en la Figura 5.3.

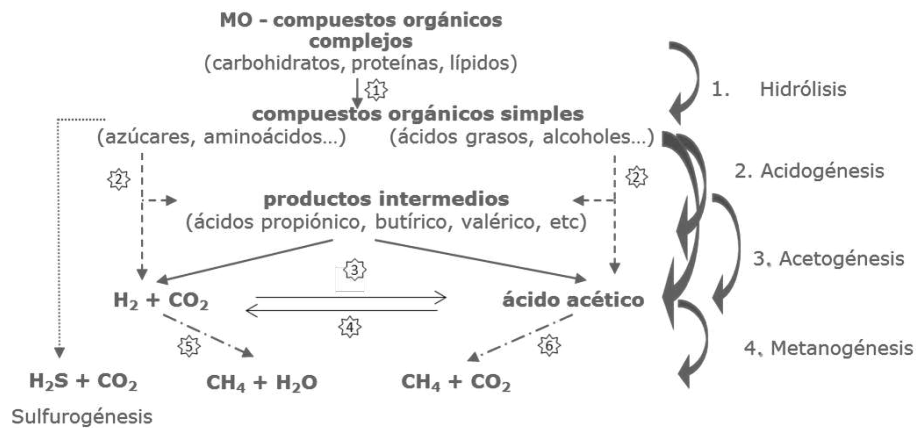


Figura 5.3: Proceso global de la digestión anaerobia. Fuente: Adaptada de Pavlostathis y Giraldo-Gómez (1991).

Las características de las fases son las siguientes:

1. Fase de Hidrólisis: mediante la cual las macromoléculas orgánicas, como carbohidratos, proteínas y lípidos, se descomponen en productos más simples como azúcares, aminoácidos y ácidos grasos, respectivamente.

2. Fase de Acidogénesis: conduce por un lado a la formación de productos intermedios (ácidos orgánicos) y por otro a la formación de ácido acético, hidrógeno (H_2), y dióxido de carbono (CO_2).

3. Fase de Acetogénesis: los productos intermedios formados en la fase de acidogénesis se transforman en ácido acético, H_2 y CO_2 .

4. Fase de Metanogénesis: última fase que conduce a la producción de metano por dos vías, una a partir de ácido acético (bacterias acetoclásticas) y otra a partir de H_2 y CO_2 (bacterias hidrogenotróficas) producidos de las etapas anteriores. Cabe destacar que ésta es la fase más lenta del proceso.

Por otra parte, también puede producirse la fase de Sulfurogénesis. Cuando hay sulfatos en el medio, las bacterias sulfato reductoras compiten por H_2 con las bacterias hidrogenotróficas y en ese caso se genera H_2S , baja la producción de CH_4 y hay problemas de olores e inhibición.

Desde el punto de vista microbiológico, el proceso de digestión anaerobia requiere de la intervención de diferentes grupos de microorganismos facultativos y anaerobios estrictos que utilizan de forma secuencial los productos metabólicos generados por cada grupo. Los distintos grupos que intervienen en el proceso y numerados en función de la etapa en la que intervienen como se especifica en la Figura 5.3 son los siguientes:

1. Bacterias hidrolíticas
2. Bacterias fermentativas o acidogénicas.
3. Bacterias que oxidan el acetato o adecogénicas.
4. Bacterias homoacetogénicas
5. Metanogénicas acetoclásticas (anaerobias estrictas)
6. Metanogénicas hidrogenotróficas (anaerobias estrictas)

3.2 *Reseña histórica*

La digestión anaerobia es uno de los procesos más comunes utilizado por la naturaleza para degradar la materia orgánica. La ciencia del proceso de producción de biogás es tan antigua como pueda ser la investigación científica e incluye los nombres de los investigadores más famosos del mundo (Van Helmont, Boyle, Volta, Dalton, Henry, Davy, Faraday, Avogadro, Pasteur...).

El interés científico del proceso con fines energéticos data del año 1776, cuando Alessandro Volta identifica la relación que tiene la descomposición de la materia orgánica en un medio en ausencia de oxígeno con la presencia de gas combustible, el cual había sido definido años antes como "gas de los pantanos" por su descubridor, Thomas Shirley en 1667. No obstante, años antes, concretamente en 1682, Robert Boyle predijo la posibilidad de obtener gas a partir de residuos animales y vegetales en descomposición.

En 1804, John Dalton descubrió la presencia de metano en el gas y fue Humphry Davy quien en 1808 generó metano en recipientes cerrados de laboratorio; se toma este acontecimiento como el inicio de la investigación sobre biogás. En 1859 se construye el primer biodigestor a escala real en Bombay (India). En 1884, Louis Pasteur cuantificó el metano producido y sugirió utilizarlo para calefacción y alumbrado. Jacob van Senus, en 1890, estudió las relaciones entre las actividades de varios microorganismos. En 1895 en Exeter, Inglaterra, las lámparas de alumbrado público eran alimentadas por el gas recolectado de los digestores que fermentaban los lodos cloacales de la ciudad.

Ya en el siglo XX aparecieron los primeros progresos en investigación y tecnología. En 1905 N. L. Söhngen realizó su tesis doctoral sobre "El proceso microbiológico de la digestión anaerobia". Llevó a cabo la demostración de la formación de metano a partir de la reacción entre el H_2 y el CO_2 . En 1927 Aldo Castellani y otros científicos estudiaron las relaciones simbióticas entre los diversos microorganismos que intervienen en el proceso de producción de metano. El desarrollo de la microbiología como ciencia condujo a que investigadores, como A.M. Buswell, en la década de 1930 identificaran las bacterias anaerobias y las condiciones que promueven la producción de metano.

Entre 1927 y 1950, se realizaron diversos trabajos experimentales sobre la producción de gas a partir de residuos ganaderos y, entre 1950 y 1970, se produce un mayor interés por la Digestión Anaerobia. En Alemania se construyó en 1951 un digestor que generó más de 16 millones de m³ de biogás a partir de lodos de depuradora, que fueron empleados para diferentes usos: 3,4% para producir energía de consumo interno de la planta, 16,7% para la calefacción del digestor, 28,5% se introduce en el sistema suministrador del gas municipal y el 51,4% es convertido en fuel para vehículos a motor.

3.3. Condiciones óptimas de operación en un digestor anaerobio

La selección de las condiciones ambientales que se deben mantener en el interior de un digestor se realiza en función del conocimiento básico sobre la microbiología, la cinética y la energía del proceso.

El objetivo básico del digestor es mantener la mayor actividad bacteriana posible. La cantidad de microorganismos retenidos depende, en gran medida, de la configuración y diseño del digestor; el estado en que se encuentren y lograr una flora equilibrada es función de los parámetros de operación

Para que el proceso tenga lugar con la máxima eficacia se debe conseguir:

1.- Mantener la máxima actividad de los microorganismos

Para ello, hay que tener en cuenta principalmente los siguientes parámetros:

- pH: para que el proceso anaerobio se desarrolle adecuadamente en un único reactor y no se inhiba el proceso de las bacterias metanogénicas, el pH debe estar comprendido entre 6 y 8, siendo 7 el valor óptimo.

- Alcalinidad: Es una medida de la capacidad tampón del medio. En el rango de pH del proceso de digestión anaerobia, el principal equilibrio que controla la alcalinidad es el dióxido de carbono/bicarbonato. Estudios previos han demostrado que valores de la alcalinidad del bicarbonato por encima de 2.500 mg/l, aseguran un buen control del pH y una adecuada estabilidad del sistema.

- Potencial redox: Al ser anaerobias estrictas, la tolerancia de las bacterias metanogénicas a los cambios en el potencial redox es menor que la de otras especies implicadas. Para asegurar el ambiente fuertemente reductor que estas bacterias necesitan para su óptima actividad se recomienda que esté por debajo de 350 mV.

- Temperatura: La eficacia del proceso está directamente ligada a la temperatura. Influye en la velocidad de metabolismo de las bacterias y en la solubilidad de los sustratos. Existen tres rangos de temperatura: psicrófilo (5-25 °C), mesófilo (35-37 °C) y termófilo (45-65°C). Normalmente se emplea el rango mesófilo.

- Nutrientes: Algunos elementos deben estar presentes en el digestor como macronutrientes (N, P, S) y micronutrientes (Fe, Zn, etc.) para asegurar el correcto funcionamiento de los microorganismos. Los nutrientes son elementos esenciales para su desarrollo, y deben estar en forma directamente asimilable por los microorganismos. Valores promedios orientativos para tratamientos anaerobios (expresados en mg/l) de los más importantes serían DBO₅/N/P = 100/0,5/0,1. Una de las ventajas inhe-

rentes al proceso de digestión anaerobia, frente a los procesos aerobios, es la de sus bajas necesidades de nutrientes derivada de sus bajos índices de producción de biomasa que presentan los microorganismos anaerobios. Por lo general, las aguas procedentes de la industria agroalimentaria, residuos ganaderos, fangos de depuradoras de aguas residuales urbanas o la fracción orgánica de los residuos urbanos no precisan de la adición de nutrientes en sistemas anaerobios.

- Toxicidad e Inhibidores: el proceso es inhibido por la presencia de tóxicos en el sistema. Estas sustancias pueden ser subproductos de la actividad metabólica de los microorganismos anaerobios o pueden formar parte del influente. Las formas no ionizadas de los ácidos grasos volátiles, así como el amoníaco libre o el ácido sulfhídrico son importantes inhibidores de las bacterias metanogénicas. Estos compuestos presentan una inhibición de tipo reversible. En cuanto a los cationes, su toxicidad aumenta con el peso molecular, por lo que los metales pesados son los que provocan mayor toxicidad a menor concentración. El orden de toxicidad de los metales pesados es $Ni > Cu > Cr(IV) \approx Cr(III) > Pb > Zn$.

2.- Mantener una concentración mínima de productos intermedios

La concentración de productos intermediarios es un indicador del equilibrio existente entre los microorganismos implicados en las diferentes fases del proceso. Para mantener baja la concentración de estos compuestos intermediarios se deben de tener en cuenta los siguientes factores:

- Homogenización: Con ello se consigue un desarrollo uniforme de las diferentes poblaciones bacterianas y mantenimiento del pH en el digestor, ya que el bicarbonato formado actúa como tampón.
- Tiempo de Retención Hidráulico (TRH): Permite controlar el caudal del efluente tratado. Si hay acumulación de productos intermediarios, por ser mayor la alimentación de sustrato que la de su degradación, es conveniente disminuir el TRH adecuadamente.
- Carga Orgánica: Es la cantidad de materia orgánica introducida diariamente en el digestor por unidad de volumen. Depende de la composición del residuo y del TRH.

3.- Conseguir aumentar la velocidad de aquella etapa que limite globalmente el proceso. Se debe garantizar un adecuado equilibrio entre las comunidades de bacterias que intervienen. Hay que tener en cuenta que la tasa de crecimiento de las metanogénicas es inferior a las acidogénicas y acetogénicas. Si disminuye la tasa de reproducción de las metanogénicas, se dará acumulación de ácidos lo que provocará la inhibición de las metanogénicas y la interrupción de la reducción de la DBO, generándose malos olores. Por ello, es necesario controlar tanto el tiempo de retención de lodos, ya que si los digestores operan con concentraciones muy elevadas de biomasa bacteriana activa se consiguen mejores condiciones de estabilidad, como los parámetros físico-químicos, tales como pH, potencial redox, temperatura, nutrientes y toxicidad.

3.4. *Producción de biogás a partir de distintos residuos*

La Tabla 5.2 muestra el potencial de metano que se puede obtener a partir de distintos residuos orgánicos biodegradables.

Tabla 5.2: Producción de biogás a partir de distintos residuos. Fuentes diversas: Kübler (1999), Abring (1992), Slessor y Lewis (1979), Flotats (2000), Mata (1999).

Residuo	Biogás potencial (Nm ³ /t ST)	Riqueza en metano (%)
Residuos Urbanos	400-700	60-65
Lodos EDAR	380-400	65-75
Purín de cerdo	250-350	65-70
Lodos lácteos	950-1100	75
Lodos papelera	180-210	55
Papel prensa	80-100	50
Paja de trigo	200-250	65

4. Tecnologías de los Digestores Anaerobios

4.1. Evolución de la Tecnología

La transformación en energía de los residuos orgánicos mediante la fermentación anaerobia es un proceso que se viene practicando desde hace más de cien años en países como China e India, donde hay instalados millones de digestores familiares.

La tecnología utilizada en aquellos años era muy primitiva, tenía bajos rendimientos y no se llevaban a cabo las impermeabilizaciones adecuadas por no existir la concienciación medioambiental que hay actualmente; sin embargo, cumplía una función energética muy importante.

Con el paso de los años la tecnología ha ido evolucionando gracias a los avances en la investigación llegando a un conocimiento más profundo del proceso, tanto a nivel microbiológico como de los parámetros que regulan esta fermentación, lo que ha permitido progresar notablemente en aspectos tecnológicos y mejorar considerablemente su eficacia.

Existe en la actualidad un gran número de tecnologías adaptadas al tratamiento de residuos por digestión anaerobia, la selección de una u otra depende principalmente de las características del residuo a tratar.

4.2. Selección del tipo de Digestor Anaerobio

La selección del diseño del digestor depende de: diversos factores como son: frecuencia de carga orgánica e hidráulica, características del influente, disponibilidad de terreno, etc.

En todos los casos es importante favorecer el contacto del líquido influente con la biomasa activa en el digestor para promover una degradación más eficiente.

Los diseños con sistema de retención de biomasa permiten aumentar el tiempo de retención de sólidos (TRS), es decir, el tiempo de retención de los microorganismos, reduciendo así el TRH.

Los Digestores Anaerobios pueden clasificarse en función de diferentes conceptos. Así, en función de la frecuencia de carga los digestores pueden ser:

- Digestor Batch o Discontinuo: Se caracteriza por cargarse una vez de forma total y descargarse una vez haya concluido el proceso de digestión. Es decir, el digestor se carga, la materia orgánica se digiere y después de su respectivo TRH se descarga y se vuelve a alimentar. La tasa de producción

de biogás en este tipo de digestor es alta al inicio, llegando a un máximo, pero luego decae bruscamente debido a que las bacterias no tienen posibilidad de desarrollarse. Desde el punto de vista energético tiene poco interés al producirse el biogás de forma discontinua.

- Continuos: Este tipo de digestores consiste en, una vez alimentado con la primera carga, mantener la alimentación regularmente. Una vez que el proceso de digestión se ha estabilizado, la tasa de producción es bastante constante, siempre que se mantenga la velocidad de alimentación y la temperatura. Hay que tener precaución de que la entrada y la salida de las tuberías no estén bloqueadas como consecuencia de la digestión.

- Semicontinuos: En estos digestores se realiza una primera carga de residuos y a medida que el rendimiento del gas va disminuyendo, se le agregan nuevas cargas de forma gradual. La carga no tiene una periodicidad constante en el tiempo. Este tipo de digestor es el más usado a nivel mundial en el medio rural, cuando se trata de digestores pequeños o para uso doméstico.

- En función del grado de desarrollo de la tecnología los digestores pueden ser de:

- Tecnologías Básicas: El objetivo buscado es proporcionar energía, sanidad y fertilizantes orgánicos a agricultores de áreas marginales o a productores medios de países con sectores rurales de bajísima renta y difícil acceso a fuentes convencionales de energía. La tecnología desarrollada busca la obtención de digestores de mínimo coste y fácil mantenimiento, pero tienen eficiencias pobres y bajos niveles de producción de energía. Son tecnologías de pequeña escala y bajo coste, es decir, son digestores pequeños y económicos. Su aplicación es más energética que medioambiental.

- Tecnologías Avanzadas: Están orientados al sector agrícola y agroindustrial de renta media-alta. El objetivo en este caso es suministrar energía y resolver graves problemas de contaminación. Son digestores de mayor tamaño y hay una amplia gama de tecnologías. Los digestores de alta eficiencia desarrollados para esta aplicación tienen mayor coste inicial y poseen sistemas que vuelven más compleja su gestión y su mantenimiento.

4.3. Digestores de Tecnologías Básicas

Su aplicación en el medio rural tiene importantes ventajas, ya que permite disminuir la tala de los bosques al no ser necesario el uso de la leña para cocinar, humanizando así el trabajo de los campesinos que antes debían buscar la leña en lugares cada vez más lejanos.

Tratan los residuos orgánicos reduciendo su carga contaminante, por ejemplo la excreta animal, que contamina el medio ambiente y es fuente de enfermedades para el hombre y los animales, y mejoran la economía familiar al obtener energía (biogás) fácilmente aprovechable. El biogás obtenido se puede utilizar para diversos usos domésticos (alumbrado, cocción de alimentos, producción de energía eléctrica, transporte automotor y otros) y se produce un biofertilizante rico en nitrógeno, fósforo y potasio, capaz de competir con los fertilizantes químicos que son más caros y dañan el medio ambiente, que pueden utilizar en sus cultivos. También tiene algunos inconvenientes, como la necesidad de acumular los residuos orgánicos cerca del biodigestor y el riesgo de explosión que se puede producir en el caso de que no se cumplan las normas de seguridad para gases combustibles.

Existen tres tipos de digestores anaeróbicos de tecnología básica que son los más utilizados en el mundo en desarrollo. Estos son: Digestores de cúpula fija, Digestores de tambor flotante y Digestores tubulares de polietileno. La biodigestión a escala familiar ha sido ampliamente difundida en países como China e India y los digestores más empleados han sido, respectivamente, los de cúpula fija y los de cúpula flotante. Sin embargo, la complejidad de su construcción y el coste relativamente elevado pueden ser limitantes para su implantación en otros países. Los biodigestores tubulares de plástico, de construcción simple y económica, permiten una mayor expansión de esta tecnología.

- Digestor de Campana Fija

Este digestor también es conocido como digestor “modelo chino” por su origen. Se construye dentro de un hoyo excavado en el suelo para proteger la estructura y, a la vez, proporcionar aislamiento. La mampostería se sella con una pintura de polímero para que haya estanqueidad en el interior del digestor.

Consta de un compartimento de albañilería subterránea (que puede ser de ladrillo o de elementos prefabricados de hormigón), también conocido como cámara de fermentación, y una cúpula fija para el almacenamiento del biogás (Figura 5.4).

Se opera alimentándolo con estiércol mezclado con agua formando un lodo que entra a través del tubo de entrada. Este lodo fluye por gravedad hacia la parte inferior del digestor.

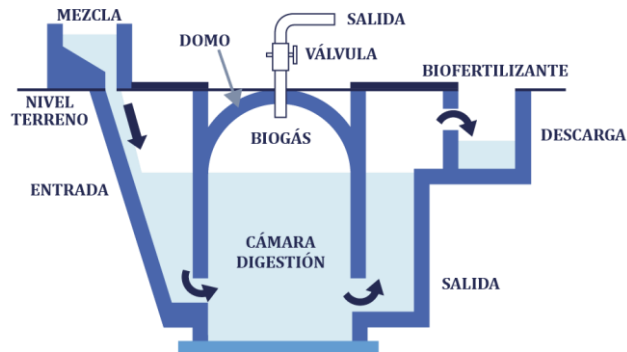


Figura 5.4: Digestor anaerobio de campana fija. Fuente: Carreras (2013).

En estos digestores el biogás es almacenado dentro del digestor creando un aumento gradual de la presión. A medida que la presión del gas aumenta por encima del punto de equilibrio, ésta desplaza el lodo digerido desde la parte inferior hacia tubo de salida del digestor y de ahí al depósito de recogida. La masa de lodo, que se ha reducido respecto a la del residuo alimentado, se acumula en el depósito de recogida que debe vaciarse cuando se llena.

Las principales ventajas de este digestor son: no tienen partes móviles, los costes son relativamente bajos, aunque superiores a las otras tecnologías, y su vida útil de diseño es de unos 20 años, aunque hay autores que dan una durabilidad de 20 a 50 años siempre que se realice un mantenimiento sistemático. Entre sus desventajas cabe destacar: la necesidad de sellados especiales, se requiere altos conocimientos técnicos para su construcción, las presiones del gas fluctúan lo que hace más

complicado su uso, a pesar de ser económico tiene un alto coste de inversión comparado con otras tecnologías, circunstancia que ha impedido su generalización en América Latina, y la operación no es fácil de entender a nivel familiar, ya que no se puede ver la cantidad de gas presente en el digestor.

- Digestor de Tambor Flotante

Este digestor es conocido como digestor “modelo hindú” por su origen. Se diferencia del modelo chino porque en este caso se utiliza un tambor móvil. Cuando no hay biogás el tambor flota, bien en una camisa de agua que rodee al digestor o directamente en la suspensión a digerir. Cuando el biogás se produce, el tambor, que está montado sobre un bastidor de guía móvil, va ascendiendo conforme aumenta la presión del gas sobre él (Figura 5.5). El tambor puede ser de metal, hormigón o plástico.

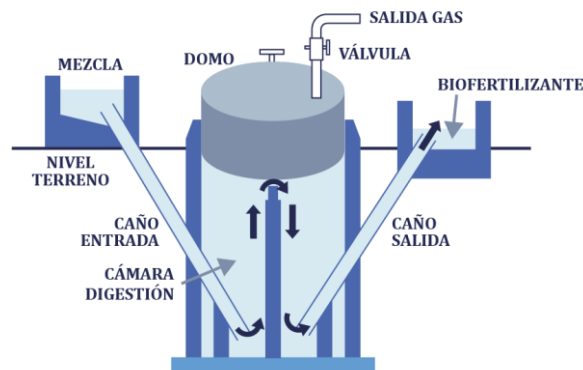


Figura 5.5: Digestor anaerobio de tambor flotante. Fuente: Carreras (2013)

Para permitir la entrada de la materia orgánica y la salida del biofertilizante se emplean dos tubos que pueden ser de plástico, fibrocemento, cerámica u otros materiales, que conectan el tanque de almacenamiento con el de carga y descarga. También cuenta con tuberías, válvulas de corte y seguridad para garantizar el buen funcionamiento del biodigestor. Se operan alimentándolos con estiércol mezclado con agua que se introduce a través del tubo de entrada al digestor. Al igual que el digestor de campana fija, la suspensión fluye hacia abajo por la tubería de entrada y llega a la parte inferior del digestor

La principal ventaja de este digestor, frente al modelo chino, es que el operador puede ver y entender mejor cómo funciona el digestor, ya que la cúpula se eleva y desciende, respectivamente, con la mayor o menor presión del gas. Por otra parte, son fáciles de operar y es más fácil de mantener en este diseño la presión del gas. Los escapes de gas no son un problema siempre que el tambor sea pintado regularmente y desoxidado. Como desventajas del digestor tambor-flotante cabe destacar los altos costes de construcción y mantenimiento de la campana, si ésta es metálica. Por otra parte, la campana está expuesta a corrosión si no es de acero inoxidable. Además, el tambor puede atorarse en la guía del bastidor, lo que requiere mantenimiento frecuente, ya que se tiene que pintar y quitar el óxido. La vida útil baja, puede llegar a los 15 años, pero en zonas tropicales la media es de unos 5 años. Si se utilizan sustancias fibrosas la campana tiende a quedar pegada en la escoria flotante.

Para algunos autores, estos digestores son más difíciles de conseguir, lo que conlleva un aumento del coste.

- Digestor Tubular de Polietileno

El limitante económico motivó que ingenieros taiwaneses investigasen para hacer digestores con materiales flexibles que suponían un menor coste. En el digestor anaerobio tubular de polietileno, también conocido como digestor “modelo taiwanés”, la construcción y la mano de obra son fáciles y es de bajo coste, ya que los materiales son muy sencillos.

El componente fundamental de este biodigestor es la bolsa de polietileno de película delgada, normalmente de dos capas, capaz de soportar las presiones normales de trabajo del biogás y donde se almacena el residuo mezclado con agua. Siempre se debe dejar el volumen necesario para almacenar el biogás (Figura 5.6).

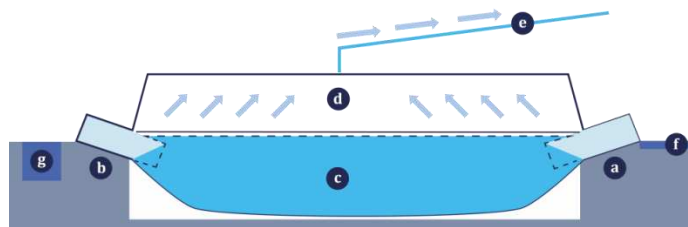


Figura 5.6. Digestor anaerobio tubular de polietileno. Fuente: Carreras (2013).

Con el fin de lograr el buen funcionamiento de la instalación son necesarios otros accesorios como: válvulas de corte, de seguridad, tuberías y adaptadores. Su limpieza es fácil, así como su vaciado y mantenimiento. Asimismo, es fácil de entender y utilizar. Su construcción es sencilla y pueden ser utilizados sustratos difíciles. Habitualmente, a modo de protección, se construye una zanja, revestida de hormigón u otro material, de las dimensiones adecuadas para que entre en ella el digestor. La zanja deberá tener una pendiente de 2-5% para facilitar el flujo por gravedad. A modo orientativo, un digestor de 8 m de largo (25 m^3) puede tratar los residuos de 55 cerdos (50 kg) y producir hasta 6 m^3 de biogás por día, con un contenido de metano superior al 60%.

Entre sus desventajas se halla su bajo tiempo de vida útil, ya que su durabilidad está comprendida entre 2 y 10 años, aunque hay autores que consideran necesario montar una nueva instalación cada tres años. También es muy vulnerable a sufrir roturas por condiciones climáticas adversas y por las acciones del hombre y los animales. Normalmente se necesitan bombas para aumentar la presión del gas.

Según el informe IRENA, emitido en 2018 sobre Estadísticas de Energías Renovables, durante las últimas cuatro décadas se construyeron 41,8 millones de digestores domésticos con una capacidad total de 152 millones de metros cúbicos de volumen de digestor.

4.4. Digestores de Tecnologías Avanzadas

Estos digestores son los que más se han estudiado en los últimos años. Suelen ser digestores de mayor tamaño y se utilizan a nivel industrial. El objetivo de estos digestores es conseguir un mayor

rendimiento del proceso, es decir un mayor número de microorganismos por metro cúbico de digestor y, en el caso de tecnologías con separación de fases, favorecer las características de cada fase por separado.

Han surgido distintos tipos de tecnologías, existiendo en la actualidad diversas tecnologías disponibles. La selección de la más adecuada se realiza en función de las características del residuo. La Figura 5.7. muestra los distintos tipos de tecnologías existentes teniendo en cuenta el estado de los microorganismos en el digestor y si hay o no separación de fases del proceso.

A su vez, en función del estado de los microorganismos los digestores pueden ser de: biomasa suspendida, que a su vez se dividen en cuatro tipos (Mezcla completa, Flujo Pistón, Contacto y Lecho de lodos), biomasa adherida que se dividen también de 4 tipos (Filtro no orientado, Filtro orientado o de película fija, lecho expandido y lecho fluidizado) y mixtas que pueden ser de dos tipos (EGSB e IC). En cuanto a la separación de fases, el proceso se puede realizar en un único digestor (una fase) o en dos digestores (dos fases), favoreciendo cada una de las fases por separado.

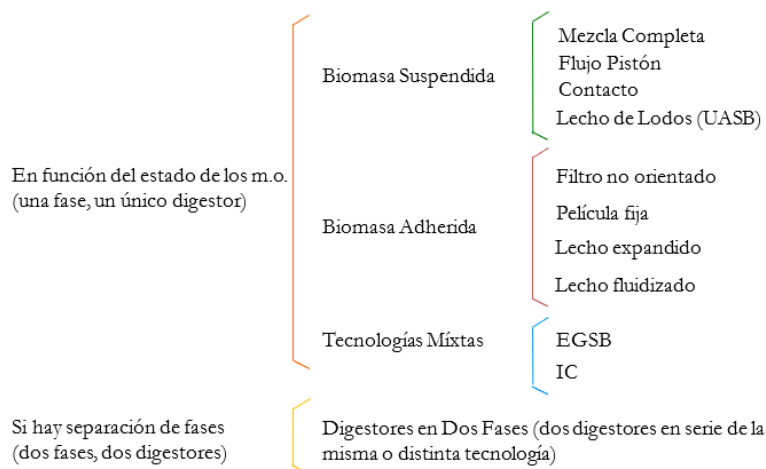


Figura 5.7: Tipos de tecnologías existentes teniendo en cuenta el estado de los microorganismos y si hay o no separación de fases.

- Digestores con biomasa suspendida

Estos digestores son los que primero se desarrollaron. En ellos los microorganismos se encuentran como “flotando”, es decir, no están fijos a ninguna superficie. A su vez, se clasifican de menor a mayor grado de complejidad técnica en digestores de:

- Mezcla completa
- Flujo Pistón
- Contacto anaerobio
- Lecho ascendente de lodos (UASB)

- Digestores de Mezcla Completa o CSTR

Los digestores de Mezcla Completa, también conocidos como CSTR por su acrónimo en inglés, (Continuously Stirred Tank Reactor), son técnicamente sencillos. Están hechos de hormigón o de acero.

En cuanto a su forma, son verticales y casi siempre circulares para favorecer la agitación (Figura 5.8). Sus cubiertas pueden ser de hormigón, acero o membranas.

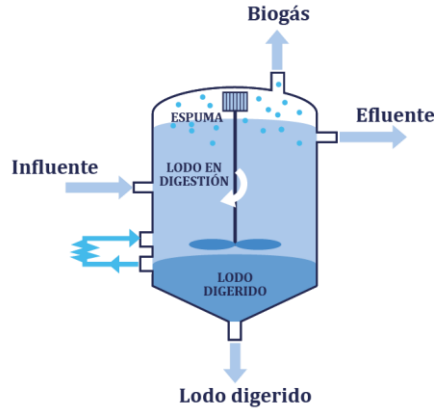


Figura 5.8: Esquema de un digestor de Mezcla Completa. Fuente: Carreras (2013).

En ellos, los tiempos de retención de sólidos (TRS), es decir de los microorganismos, son iguales a los tiempos de retención hidráulicos (TRH) al no haber ni retención de la biomasa ni recirculación de lodos. Por lo tanto, los TRH son altos (20-40 días). El tiempo de arranque oscila entre 30 y 90 días. La concentración de biomasa activa (anaerobia) que se pueden conseguir es limitada lo que supone que las cargas volumétricas y las producciones de biogás en estos digestores sean bajas.

Normalmente cuentan con mecanismos de calentamiento para mantener la temperatura del lodo en digestión en el rango mesófilo (35-37°C). Aunque también pueden operar en el rango termófilo (55-65°C) si el influente tiene elevada temperatura.

Cuentan con mecanismos de agitación. Se suelen utilizar agitadores mecánicos y/o la recirculación del biogás. En el caso de agitación mecánica, el agitador puede colocarse como muestra la Figura 6.17, o cada vez con más frecuencia se colocan varios agitadores en oblicuo por la parte lateral del digestor para hacer más fácil su cambio en el caso de avería o mantenimiento. Para obtener el mayor rendimiento el sustrato debe estar perfectamente agitado.

El porcentaje de sólidos totales (ST) oscila entre 4 % y 10 %, no pudiendo superar el 12 %. Se consiguen cargas volumétricas en el proceso de 1-6 Kg DQO/m³.d. Se emplean para vertidos con alta concentración en sólidos en suspensión (2-8%), como por ejemplo los residuos ganaderos y los lodos de depuradora.

- Digestores de Flujo Pistón

Los digestores más sencillos están hechos de hormigón, constituidos por canales excavados en el terreno, cubiertos generalmente con plástico, que sirve a la vez como depósito de biogás y como aislamiento térmico; pero también los hay de casas comerciales de acero y en superficie.

Son digestores horizontales, alargados para favorecer el flujo pistón (relación de 1:5 - 1:10). En ellos existe un flujo horizontal dentro del digestor por medio de agitación mecánica lateral o de inyección, debido a la entrada del influente, bien pulsante o bien continua (Figura 5.9).

En general, son digestores sencillos que no tienen retención de biomasa suspendida ni recirculación de lodos, lo que implica que los TRH son altos (20-30 días) e iguales a los TRS.

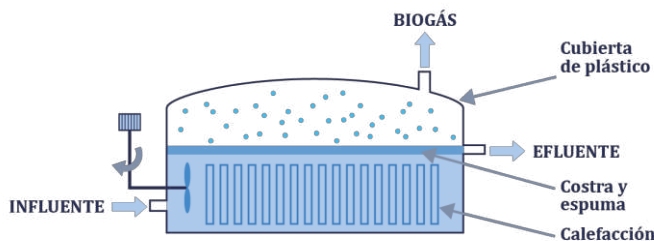


Figura 5.9: Esquema de un digestor de Flujo Pistón. Fuente: Carreras (2013).

Técnicamente, son parecidos a los de Mezcla Completa y sus parámetros de operación son similares a éstos. Un problema típico de estos digestores es la formación de espuma y de costras que dificulta el desprendimiento del gas y la degradación de los sólidos en suspensión. Pueden tener sistema de calefacción interior, aunque no es aconsejable porque los residuos suelen ser corrosivos y lo pueden dañar, lo que implicaría tener que vaciar el digestor para repararlo. Lo conveniente es que el residuo entre a la temperatura adecuada.

Admite sustratos con alto contenido en sólidos totales, del orden de 11-20 %. Este tipo de digestores se emplea para el tratamiento de residuos ganaderos, es decir aquellos que contienen ya un inóculo de microorganismos anaerobios.

- Digestores de Contacto

En estos digestores existe una separación y recirculación de lodos en el efluente por medio de un decantador (Figura 5.10).

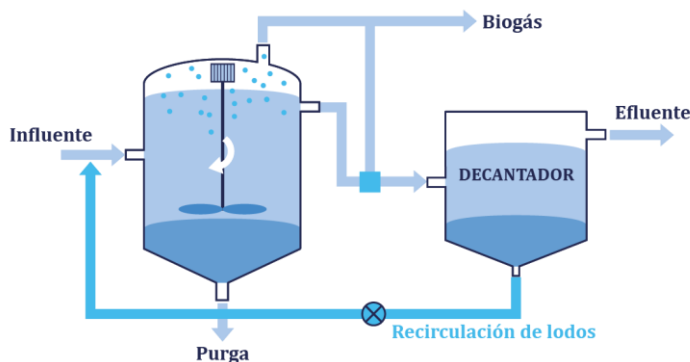


Figura 5.10: Esquema de un Digestor de Contacto. Fuente: Carreras (2013)

Hay por tanto un aumento de la concentración de biomasa (sólidos) en el digestor, lo que implica un aumento de la eficacia del proceso y una disminución del TRH. En estos digestores el TRS es superior al TRH, cuyo valor oscila entre 2 y 6 días. Es por tanto una tecnología más avanzada que las anteriores. Pueden trabajar con cargas más altas que las vistas sin recirculación, obteniendo a su vez producciones más altas de biogás.

Respecto a la concentración de sólidos, ésta es de 5 - 10 g de sólidos suspendidos volátiles (SSV)/l en el interior y 0,5-20 g SS/l en el efluente y se pueden conseguir cargas volumétricas en el proceso de 1 a 7 kg DQO/m³d. Se emplea principalmente para el tratamiento de residuos de industrias agroalimentarias (azucareras, papeleras, etc.) y el tiempo de arranque oscila entre 20 y 60 días

- Digestores de Lecho de Lodos (UASB)

Los digestores de Lecho de Lodos (Figura 5.11), más conocidos por el acrónimo en inglés UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket), se caracterizan por la inmovilización de los microorganismos por autoespesamiento (formación de floculos o gránulos densos suspendidos que se disponen en capas de lodo a partir del fondo del digestor). Los mecanismos de formación de gránulos de alta densidad que se encuentran en los reactores UASB pueden ser biológicos o físico-químicos. En el primer caso se seleccionan bacterias que granulan y en el segundo se utilizan precipitantes (sulfuros, carbonatos).

En la zona superior hay un separador de gases-sólido-líquido para ayudar a retener el lodo dentro del reactor, evitando la salida de partículas de lodo con el efluente. El sistema es automezclado por el movimiento ascendente de las burbujas de biogás y del flujo de influente a través del digestor. La velocidad ascensional del influente está comprendida entre 0,05 y 3 m/h.

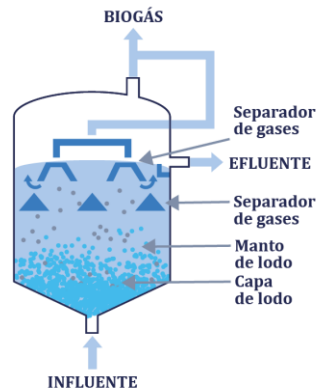


Figura 5.11: Esquema de un Digestor UASB o Lecho de lodos. Fuente: Carreras (2013).

Por lo tanto, los principales requisitos que deben reunir este tipo de digestor son lodos con buenas características de sedimentabilidad, tener un dispositivo de separación gas-líquido y un sistema que uniformice la entrada del influente en la base del digestor (generalmente en forma de espina de pez).

El TRH para estos digestores es de 1-3 días y, en general, el TRS es superior a los 30 días, por lo que el lodo excedente descartado ya se encontrará estabilizado. La concentración de sólidos es de 20-40 g SSV/l en el interior y 0-5 g SS/l en el efluente y se pueden conseguir cargas volumétricas mayores que en el proceso de contacto (del orden de 10-25 kg DQO/m³d).

Se emplean para aguas residuales agroindustriales (patatera, azucarera, pasta de papel, etc). El tiempo de arranque oscila entre 30 y 60 días.

- Digestores con Biomasa Adherida

Estos digestores se caracterizan porque la biomasa es retenida en el interior del digestor mediante su adhesión a un soporte inerte que rellena el digestor. Es decir, en ellos los microorganismos se encuentran “adheridos” a la superficie del soporte y a través del relleno se hace pasar el agua residual para su depuración.

Dependiendo de si el relleno está fijo o no, se pueden clasificar en:

-Biomasa adherida a superficies fijas. Dentro de éstos podemos diferenciar los digestores de Filtro anaerobio o filtro no orientado y los de Filtro orientado o de película fija.

-Biomasa adherida a superficies móviles. En este grupo se encuentran los digestores de Lecho expandido y Lecho fluidizado.

-Digestores con biomasa adherida a superficies fijas.

- Digestores de Filtro Anaerobio o Filtro No Orientado

En estos digestores existe un relleno de material inerte, generalmente PVC, que no está orientado y sirve como soporte a los microorganismos que van formando una capa de biomasa adherida, ya que parte de los microorganismos quedan retenidos o adheridos en los intersticios del relleno. El flujo del influente por los intersticios del relleno genera la mezcla y el contacto influente-biomasa. Suelen ser de flujo ascendente o “upflow” para procurar evitar problemas de colmatación y de caminos preferenciales.

El soporte debe tener alta superficie específica, del orden de 100-200 m²/m³, ser resistente, tener formas no lisas para favorecer la adherencia y una granulometría uniforme de unos 4 a 7 cm (Figura 5.12).



Figura 5.12: Esquema de un digestor de Filtro No Orientado. Fuente: Carreras (2013).

Aunque no consiguen cargas muy elevadas (5-15 kg DQO/m³.d) son digestores muy estables y los TRH son de 1 a 3 días, similares a los de tecnología UASB. El tiempo de arranque oscila entre 20 y 70 días y la concentración de sólidos es de 10-20 g SSV/l en el interior del digestor y 0-10 g SS/l en el efluente.

En general, son indicados para el tratamiento de aguas residuales con bajo contenido en SS o para sistemas de tratamiento que cuenten con sistemas previos de retención de sólidos.

- Digestores de Filtro Orientado o de Película Fija

Estos digestores son similares a los de Filtro anaerobio, o filtro no orientado, al haber también en su interior un material inerte que sirve como soporte a los m.o. que van formando una capa de biomasa adherida. Parte de los m.o. quedan retenidos en los intersticios del manto. Sin embargo, a diferencia con el filtro anaerobio, en este caso el soporte está orientado para evitar problemas de colmatación y caminos preferenciales.

Suelen ser de flujo descendente o “downflow”, es decir tienen la entrada del influente por la parte superior del digestor. El flujo del influente a través del manto genera la mezcla y el contacto influente-biomasa (Figura 5.13).

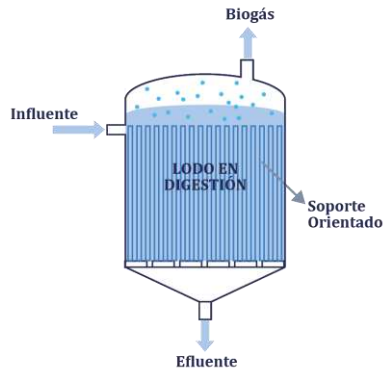


Figura 5.13: Esquema de un digestor de Película Fija. Fuente: Carreras (2013).

El relleno o material inerte debe tener gran porosidad y alta superficie específica, del orden de 100-200 m²/m³ y, en la medida de lo posible, ha de ser ligero y barato. Como material suele emplearse bloques de PVC. La Figura 5.14 muestra un ejemplo de bloques de soportes empleados en digestores de Filtro Orientado o de Película Fija:

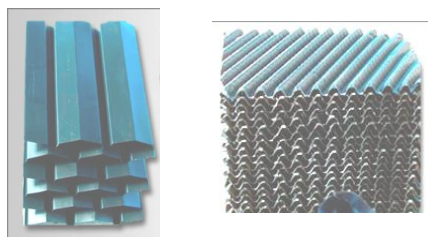


Figura 5.14: Ejemplo de soportes fijos orientados empleados en digestores de película fija

Las cargas y los TRH que se consiguen son similares a los que se logran en los filtros anaerobios, es decir, 5-15 kg DQO/m³.d y 1-3 días, respectivamente. El tiempo de arranque es de 20 - 70 días y la concentración de sólidos es de 10 - 20 g SSV/l en el interior del digestor y 0 - 10 g SS/l en el efluente. En general son indicados para el tratamiento de aguas residuales con bajo contenido en SS.

- Digestores con biomasa adherida a superficies móviles

Los digestores con biomasa adherida a superficies móviles contienen un material inerte (arena, plástico, ...) de pequeño tamaño para favorecer su movimiento al ser impulsado por la entrada del influente por la parte inferior del digestor.

Para conseguir una mejor expansión, el diseño de estos digestores es más estilizado que los anteriores, siendo menor la relación diámetro/altura. Las bacterias colonizan las partículas de material inerte formando un lecho a través del cual circula el fluido con una velocidad lo suficientemente elevada como para provocar una expansión.

En este grupo hay dos tipos de digestores: lecho expandido y lecho fluidizado. Se diferencian en el grado de expansión del material inerte en el interior del digestor.

- Digestores de Lecho Expandido

Estos digestores contienen un manto de material inerte de pequeño tamaño ($f = 0,3 - 3 \text{ mm}$) que, colonizado por las bacterias, se mantiene expandido por la velocidad ascensional del influente. La superficie específica de las partículas es muy elevada, entre 1.000 y $2.500 \text{ m}^2/\text{m}^3$. La sepiolita es uno de los materiales más empleados.

El relleno sin expandir ocupa cerca del 10% del volumen del digestor. Se considera de lecho expandido cuando se logra una expansión del 20-40 %. En la parte superior del digestor se ubica un sedimentador para evitar la salida de partículas de lodo con el efluente (Figura 5.15). La expansión del lecho mejora el contacto influente-biomasa y evita problemas de obstrucciones (como alguna vez ocurre en los filtros anaerobios). En estos digestores la velocidad ascensional del influente es del orden de 2-10 m/h.



Figura 5.15: Esquema de un digestor de Lecho Expandido. Fuente: Carreras (2013).

Esta tecnología puede soportar cargas elevadas ($10-14 \text{ kg DQO}/\text{m}^3 \cdot \text{d}$) y emplean TRH de 0,3-1 día. La concentración de sólidos en el interior del digestor es de $10 - 30 \text{ g SSV}/\text{l}$.

- Digestores de Lecho Fluidizado

Los digestores de lecho fluidizado, como ocurre en los digestores de lecho expandido, contienen un manto de material inerte (arena, plástico, ...) de pequeño tamaño ($f = 0,2 - 1 \text{ mm}$), en este caso algo inferior, cuya superficie específica por unidad de volumen de las partículas es muy elevada, oscilando entre 1.000 y $3.000 \text{ m}^2/\text{m}^3$, para favorecer la colonización de las bacterias. Éstas forman un

lecho a través del cual circula el agua residual con una velocidad lo suficientemente elevada, en este caso mayor que en el lecho expandido, como para provocar una fluidización. Para lograr esas elevadas velocidades de flujo suele ser necesario recircular parte del efluente (Figura 5.16).

La diferencia entre ambos digestores, lecho expandido y lecho fluidizado, está en el grado de expansión del manto. Los digestores de lecho fluidizado tienen una expansión superior al 40 %, pudiendo llegar al 100%. En la parte superior del digestor se ubica un sedimentador para evitar la salida de partículas de lodo con el efluente.

Esta tecnología puede soportar cargas elevadas (10-40 kg DQO/m³. d) y emplean unos tiempos de residencia hidráulica de 0,3-1 días.

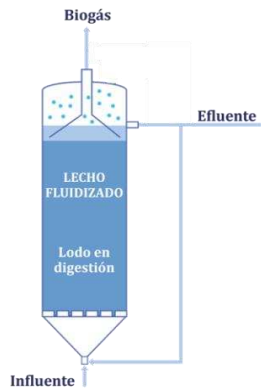


Figura 5.16: Esquema de un digestor de Lecho Fluidizado. Fuente: Carreras (2013).

En estos digestores la concentración de sólidos en el interior del digestor es de 10 - 20g SSV/l y la velocidad ascensional del influente de 6-20 m/h. Como inconvenientes, el control complejo del proceso y los requerimientos energéticos. La Figura 5.17 muestra un ejemplo de material empleado.



Figura 5.17: Soporte Móvil donde se adhieren los microorganismos.

4.5. Digestores con Tecnologías Mixtas

Las dificultades para el control de los reactores de lecho fluidizado, así como sus requerimientos energéticos han llevado a desarrollar los conceptos de digestores o reactores de lecho de lodos granulares expandidos o EGSB (Expanded Granular Sludge Bed) y digestores o reactores de Circulación Interna

o IC (Internal Circulation), en los cuales se prescinde del soporte inerte para el biofilm. Es decir, han surgido nuevas generaciones de los UASB. Hay autores que los consideran de tercera generación.

- Digestor EGSB

El reactor EGSB es una evolución de los sistemas de digestión UASB y lecho fluidizado. Se caracteriza porque en el reactor se genera lodo exclusivamente granular de muy alta sedimentabilidad, lo cual permite retener la biomasa, aunque la velocidad del agua y el flujo ascendente de biogás sean considerables. Los digestores EGSB tienen una tasa de carga orgánica, también conocida como OLR (Organic Loading Rates) de hasta 20 kg DQO/m³.d y la recirculación permite trabajar sin inconvenientes con un amplio rango de concentraciones.

Aprovechan al máximo la alta sedimentabilidad de los gránulos anaeróbicos y operan con velocidades ascensionales de más de 8 m/h (pudiendo llegar hasta 30 m/h), mediante un aumento en la relación altura/diámetro respecto a los UASB tradicionales (altura entre 12 y 20 m) y una recirculación externa (Figura 5.18).

La eliminación de la resistencia a la transferencia de masa hacia el biofilm producida por la turbulencia permite trabajar en condiciones psicrófilicas con éxito, así como con efluentes de bajas concentraciones de materia orgánica (menos de 1 g DQO/l). También se ha indicado su uso para efluentes que tienden a generar problemas de espuma en los sistemas UASB.

El diseño EGSB es adecuado para aguas residuales solubles de baja carga (menos de 1 a 2 g DQO soluble/l) o para aguas residuales que contienen partículas en suspensión poco biodegradables o inertes, que no es conveniente que se acumulen en el lecho de lodo.

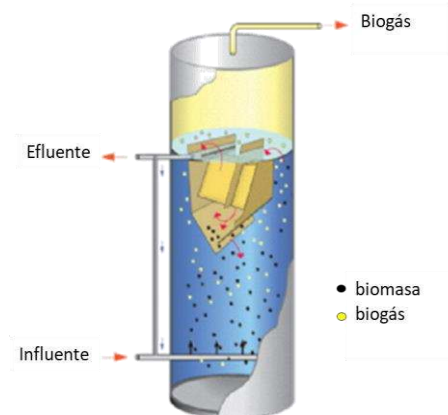


Figura 5.18: Esquema de un digestor EGSB. Fuente: Paques Biosystems BV

- Digestor IC

El reactor IC es una evolución de los sistemas de digestión UASB y EGSB. Los digestores IC poseen 2 módulos de separación de 3 fases, que separan el gas, el líquido y la biomasa, uno de ellos a mitad de altura y otro en el extremo superior. La mezcla gas-líquido colectada en la zona media se transporta hacia la parte superior donde se desgasifica. Entonces el líquido retorna al extremo inferior donde se mezcla con la corriente de entrada (Figura 5.19).

Esto mejora la retención de la biomasa y, en consecuencia, permite una mayor actividad de la biomasa y una mejor calidad final del efluente. Este tipo de digestor se ha aplicado en las siguientes industrias: Cervecería y Industria de la pulpa y el papel de la industria de bebidas, industrias de destilería y fermentación, petroquímica.

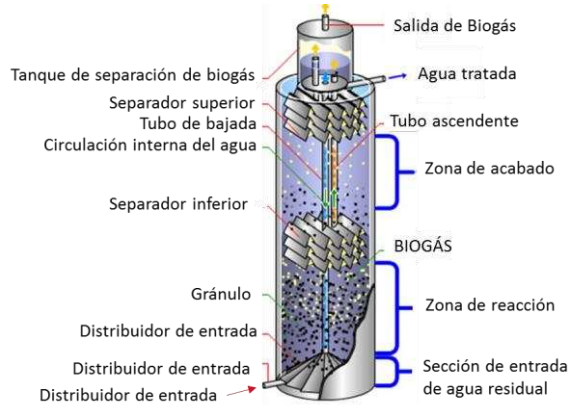


Figura 5.19: Esquema de un digestor IC. Fuente: Paques Biosystems BV (BIOPAQ®IC)

Estos digestores IC o de recirculación interna tienen una OLR de hasta 35 kg DQO/m³. d, mayor que la de los digestores EGSB. Esta alta tasa de carga orgánica se debe, principalmente, a su recirculación interna que permite un mejor contacto entre la biomasa y el influente del agua residual, lo que da como resultado una mayor actividad de la biomasa.

4.6. Digestores de Dos Fases

Como previamente se ha hecho referencia, el proceso de digestión anaerobia tiene lugar en varias etapas y en cada una de ellas intervienen diferentes tipos de m.o. con características metabólicas diferentes. Cabe recordar que las bacterias metanogénicas son las más lentas.

El digestor de Dos Fases está constituido por dos digestores en cada uno de los cuales se realiza una parte de proceso fermentativo. Como las condiciones ambientales óptimas de las diferentes poblaciones bacterianas que intervienen en el proceso no son las mismas, se puede dividir el proceso en dos fases y favorecer las condiciones de cada una de ellas por separado (Figura 5.20).

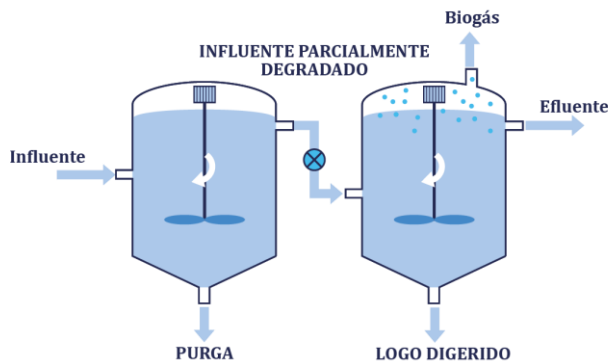


Figura 5.20: Esquema de un digestor Dos fases. Fuente: Carreras (2013).

Se han realizado experiencias separando distintas fases del proceso de digestión anaerobia, siendo la más estudiada es la separación de las primeras fases del proceso de la fase metanogénica, al ser ésta la más lenta, para que puedan tener un TRH mayor.

Los digestores no tienen por qué ser de la misma tecnología, como se muestra en la Figura 5.21. En el digestor de dos fases de la planta de demostración que se muestra en el siguiente apartado, el primer digestor es de flujo pistón y el segundo de mezcla completa. El biogás es conducido a la planta de cogeneración, en la que se encuentra un motor de gas Jengacher de 499 kW de potencia, para producir energía eléctrica y térmica (Figura 5.21).



Figura 5.21: Digestor de Dos Fases y motor. Fuente: Proyecto PROBIOGÁS (2007-2012).

La codigestión anaerobia, es el tratamiento de un conjunto de residuos orgánicos de diferente origen y composición, donde se mejora el balance de nutrientes y características fisicoquímicas del sustrato, ayudando a una mejor estabilización del sistema y a una mayor producción de biogás. La principal ventaja de la codigestión radica en el aprovechamiento de la sinergia de las mezclas de estos residuos compensando las carencias de cada uno de ellos por separado. Por otra parte, además de aprovechar la complementariedad de las composiciones para permitir perfiles de proceso más eficaces, permite compartir instalaciones de tratamiento, unificar metodologías de gestión, amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado y reducir coste de inversión y explotación.

5. Formación y extracción del biogás de vertederos controlados. Vertedero Biorreactor

En un vertedero controlado, una vez el terreno se impermeabiliza con las capas aislantes necesarias para evitar filtraciones, los residuos urbanos se descargan y se extienden formando capas. A continuación, se compactan para reducir su volumen y se cubren con materiales adecuados para minimizar los riesgos de contaminación ambiental y favorecer las transformaciones biológicas de los materiales fermentables. Estas capas se limitan por taludes, al objeto de que las lluvias no las arrastren, operándose sobre un frente limitado con el fin de limitar los taludes descubiertos. Actualmente, los vertederos controlados se construyen por celdas, de tal manera que cuando se rellena una, se sella y se depositan los residuos en la siguiente. Así sucesivamente hasta que se rellenan todas las celdas previstas.

Cuando un vertedero ha completado su capacidad para recibir residuos debe procederse a su clausura y sellado que deben estar especificados en el proyecto inicial. Deben contemplarse sistemas

de control y seguimiento ambiental (control de gases, control y tratamiento de lixiviados, ...) y acondicionar el espacio que ocupa para darle el uso final que se haya previsto en la fase de planificación.

En esas condiciones, una vez que se consume el oxígeno ocluido en las capas por las bacterias aerobias, proliferan las bacterias anaerobias siguiendo el mismo proceso que en los digestores anaerobios pero de una forma mucho más lenta. Por lo tanto, de forma general se puede admitir que un vertedero controlado se comporta como un digestor anaerobio que, a través de una serie de procesos fisicoquímicos y principalmente microbiológicos (fermentación anaerobia) que tienen lugar en el interior de las plataformas de vertido, da como resultado la aparición de una mezcla de gases conocida como "biogás" y un líquido con una elevada carga orgánica y por consiguiente con alto poder contaminante a la vez que maloliente conocido como "lixiviado". El proceso se resume en la Figura 5.22.

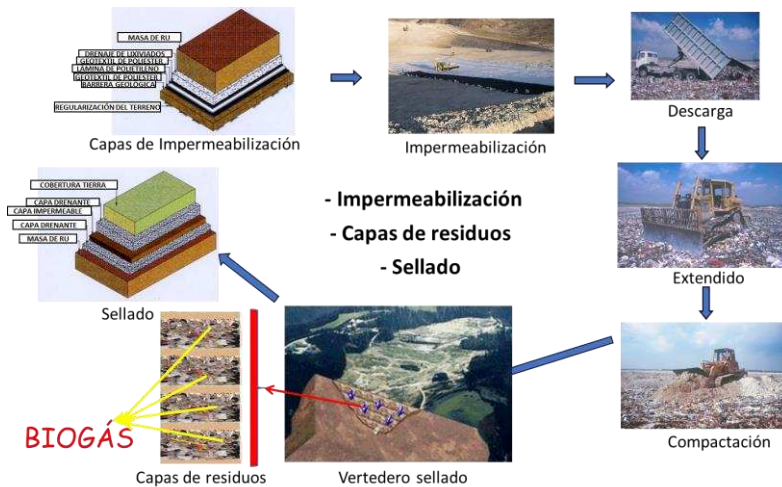


Figura 5.22. Esquema del proceso de construcción de un vertedero controlado de RSU.

A pesar de su simplicidad, lo cual constituye una de sus ventajas, el vertido controlado no admite los actos improvisados. Debe contemplarse como una obra de ingeniería y, como tal, exige un proyecto concreto que, basado en estudios adecuados, permita la selección apropiada de la solución más conveniente. Como se ha comentado, un vertedero se considera controlado cuando se toman todas las medidas oportunas para evitar todo lo que sea nocivo o molesto al medio ambiente.

5.1. Etapas del proceso de formación del biogás en un vertedero

El proceso de formación de biogás en un vertedero tiene lugar a través de cinco etapas que quedan recogidas en la Figura 5.23.

Las características de estas etapas son las siguientes:

1. Fase inicial aerobia: Es la fase inmediata al vertido. Comienza el proceso de degradación, en ella predomina el N_2 y el O_2 . Los microorganismos aerobios van consumiendo el oxígeno disponible y se produce una creciente formación de CO_2 . Tiene una duración corta, se estima que aproximadamente de 15 días.
2. Primera fase anaerobia (ausencia de metano) o también conocida como fase de transición: aerobia – anaerobia. En ella, predomina el cambio de bacterias de aerobias a anaerobias. Esta

etapa se caracteriza por la ausencia de oxígeno y la formación de ácidos de fermentación. Al final de la misma se alcanza una mayor concentración de CO_2 , la aparición de H_2 y el descenso de la proporción de N_2 . Su duración es, aproximadamente, de 2 meses.

3. Segunda fase anaerobia (formación y aumento de metano) o fase anaerobia ácida: Es una fase anaeróbica donde se produce el comienzo de la aparición de metano y el descenso de los demás productos. El pH empieza a bajar al tiempo que los residuos se convierten en ácidos. Se estima que tiene una duración de 2 años.

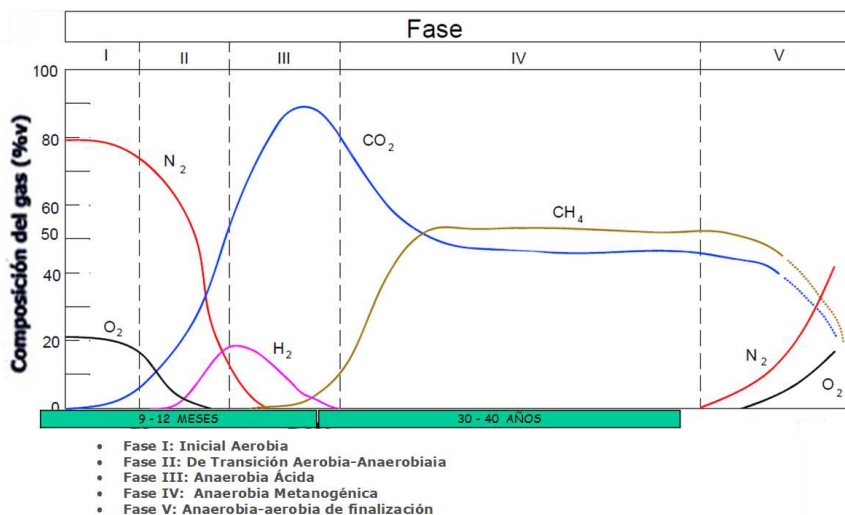


Figura 5.23: Proceso de formación de biogás en un vertedero. Fuente: Tchobanoglous (1993)

4. Tercera fase anaeróbica, de estabilización o metanogénica: Los ácidos producidos en las fases anteriores se convierten en metano y dióxido de carbono. El pH vuelve a tener niveles más neutros. La producción de biogás es máxima en esta fase. Comienza aproximadamente al año de la deposición de los residuos. Tiene una duración de entre 10 y 20 años, dependiendo de las condiciones del vertedero. Se caracteriza por mantener las concentraciones de CH_4 y CO_2 en torno al 60 y 40%, respectivamente.

5. Fase anaerobia-aerobia de finalización. Se produce una disminución progresiva en la generación de biogás. La disponibilidad de materia orgánica y nutrientes llega a ser limitada. Se estabiliza la composición del lixiviado. Continúa la degradación lenta de la materia orgánica más recalcitrante.

5.2. Características de los componentes del biogás de vertedero.

El biogás está constituido principalmente, como ya se ha hecho referencia, por metano y CO_2 . Sin embargo, el porcentaje de estos componentes y la presencia de compuestos minoritarios depende de su origen. En concreto, el biogás de vertedero al proceder de un origen muy heterogéneo, como son los residuos urbanos, suele tener en su composición presencia de un número importante de compuestos traza, que están presentes en muy pequeña cantidad. Las características de los principales constituyentes del biogás de vertedero son las siguientes:

- Metano: Incoloro inodoro e inflamable. Efecto invernadero.
- Dióxido de carbono: Incoloro inodoro y no inflamable. Efecto invernadero.
- Nitrógeno y Oxígeno: Constituyentes del aire.
- Hidrógeno: Se produce en las primeras fases. Es “no tóxico” y muy ligero.
- Monóxido de carbono: Muy tóxico. Presente en concentraciones muy pequeñas (0,001%)
- Amoniaco: Puede encontrarse en concentraciones elevadas (30 mg/m³)
- Sulfuro de hidrógeno: Muy tóxico e inflamable. Muy corrosivo.
- VOC'S: pueden encontrarse cerca de 350 compuestos traza diferentes (hidrocarburos aromáticos, hidrocarburos halogenados, alcanos, etc). Representan entre el 1-2% en volumen.
- Siloxanos: Compuestos organosilíceos cuya oxidación da lugar a dióxido de silicio o sílice, sólido cristalino muy abrasivo.

Es importante conocerlos tanto desde el punto de vista medioambiental como energético.

5.3. Conveniencias de la extracción del biogás

La extracción del biogás se considera necesaria desde el punto de vista medioambiental y en muchos casos también desde el punto de vista energético. Estos gases generados se desplazan por la masa de vertido, alcanzan la superficie y fluyen al exterior si el vertedero no está bien aislado; por ello, es importante su extracción tanto desde el punto de vista medioambiental, porque se evita la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el riesgo de explosiones, incendios, malos olores y daños en la vegetación de la zona, como desde el punto de vista energético, ya que puede constituir un potencial energético importante.

Un modo de reducir las molestias y riesgos relacionados con las emisiones de gas es proceder a extraerlo. Esto se consigue realizando en la plataforma de vertido un sistema de pozos a los que se les une un sistema de tuberías para transportar el gas al sitio donde pueda ser procesado.

Dependiendo de si la instalación del sistema de extracción se ha realizado durante la explotación del vertedero o después, el gas producido se podrá extraer en mayor o menor cantidad. Una vez depositado el residuo, durante los primeros años se va a producir una mayor cantidad de gas por unidad de volumen.

5.4. Infraestructura de extracción y aprovechamiento del biogás en un vertedero controlado

La infraestructura de extracción y aprovechamiento del biogás en un vertedero controlado consta de:

Pozos de captación: A través de los pozos de captación regularmente distribuidos por toda la superficie del vertedero se realiza la extracción del biogás generado en el interior de la plataforma de vertido. En los pozos se introducen tuberías ranuradas, generalmente de polietileno de alta densidad, del mismo diámetro que los pozos con objeto de conseguir el drenaje del biogás.

Líneas de conducción: La conducción del biogás hasta el centro de aspiración y medición se realiza a través de líneas o tuberías, en este caso ciegas, de polietileno de alta densidad desde la cabeza de los pozos hasta la planta de extracción o los colectores según el sistema empleado.

Estación de regulación y medida: controla la cantidad y calidad (metano y oxígeno) del biogás extraído en cada línea.

Antorcha: Todas las instalaciones de extracción y aprovechamiento de biogás deben de estar equipadas con una antorcha para eliminar el biogás que no es aprovechado.

Equipos de aspiración: Estos equipos suministran la depresión necesaria en la aspiración, así como la presión necesaria en la impulsión para alimentar los diferentes consumidores.

Limpieza y acondicionamiento del biogás: El biogás de vertedero debe ser refinado previamente en cualquiera de sus aplicaciones energéticas. Además, suele tener mayor número compuestos minoritarios que el biogás procedente de biodigestores. Los sistemas de depuración varían en función del uso que se le vaya a dar. La utilización más empleada es la cogeneración. En ese caso, debido a su alto contenido de humedad y, normalmente, presencia de compuestos corrosivos (H_2S , siloxanos, etc.) es necesario acondicionarlo antes de su aprovechamiento.

Sistema de aprovechamiento del biogás: hay, principalmente, cuatro opciones disponibles para su aprovechamiento: a) producción de electricidad utilizando motores a gas o turbinas a gas; b) producción de calor en calderas; adecuarlo a la calidad necesaria para poder sustituir al gas natural, es decir convertirlo en biometano, y que c) pueda ser introducido en la red de distribución o d) ser utilizado como combustible para vehículos. La opción más difundida y la que más se está empleando en los vertederos es la generación de energía eléctrica y calor a través de motores de cogeneración.

La Figura 5.24 muestra un caso real de desgasificación y aprovechamiento del biogás de un vertedero controlado español, ya clausurado.

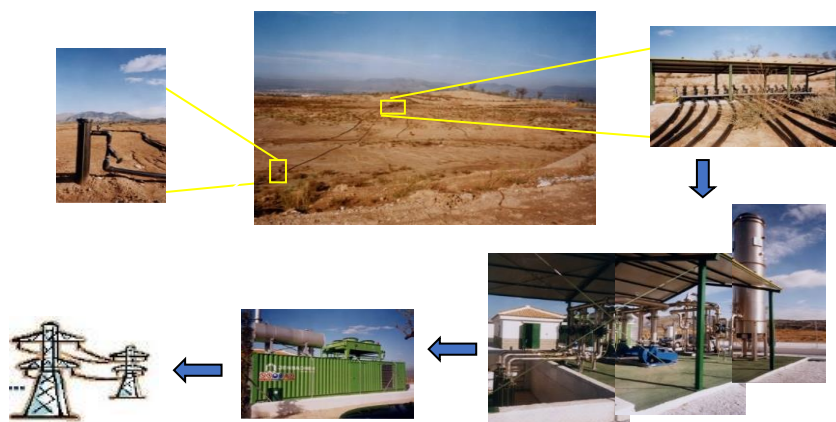


Figura 5.24: Planta de desgasificación y aprovechamiento del biogás de un vertedero

5.5. Vertedero Biorreactor Anaerobio

Su funcionamiento se basa en añadir cantidades controladas de un líquido para incrementar el contenido de humedad de los residuos depositados en los vertederos, favoreciendo así la biodegradación anaerobia por estimulación de los microorganismos presentes. El objetivo que se pretende es acelerar el proceso degradativo de los residuos biodegradables y la producción de biogás, consiguiendo la estabilización del proceso en un plazo de tiempo más corto, de unos 10 años frente a los más de 30 años que dura en los vertederos controlados convencionales.

Las fuentes de humedad posibles son las aguas subterráneas, las aguas de tormentas, el agua de lluvia infiltrada, los lixiviados o aguas similares. Los efectos ya conocidos son el incremento del volumen de biogás producido en menor tiempo y la degradación de los compuestos orgánicos del

lixiviado al ser recirculado. La mayoría del gas producido se confina en los primeros años, lo que no sucede tradicionalmente en los vertederos controlados convencionales, permitiendo obtener una mayor eficiencia en la captura y uso posterior. La inyección de líquido puede ser vertical u horizontal, como se muestra en la Figura 5.25.

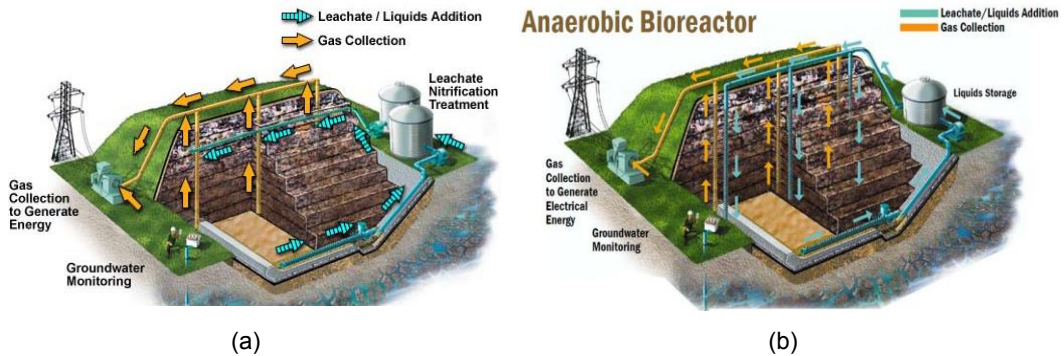


Figura 5.25: Esquema de biorreactor anaerobio con inyección de líquido en horizontal (a) y vertical (b). Fuente: EPA, 2020, 2022.

Entre las ventajas del vertedero biorreactor anaerobio cabe destacar:

- Acelera la estabilización de los residuos, siendo posible reducir la edad del vertedero, calculada en torno a los treinta años para los vertederos convencionales, hasta los diez, permitiendo por tanto utilizar antes para otro uso al terreno ocupado por el vertedero.
- Se reduce el asentamiento en torno al 10 - 20%, lo que hace posible la reutilización del espacio del biorreactor para volver a depositar en éste residuos. Se podría potencialmente alargar la vida de un vertedero un 20%. Esto a su vez aplazaría la decisión de instalar un nuevo vertedero, que siempre constituye un problema.
- Acelera e incrementa la producción de biogás en períodos cortos de tiempo (Figura 5.26). Esto favorece el aprovechamiento del biogás debido a que se genera una gran cantidad del biogás desde el principio y hace posible la utilización del mismo para la obtención de energía o calor.

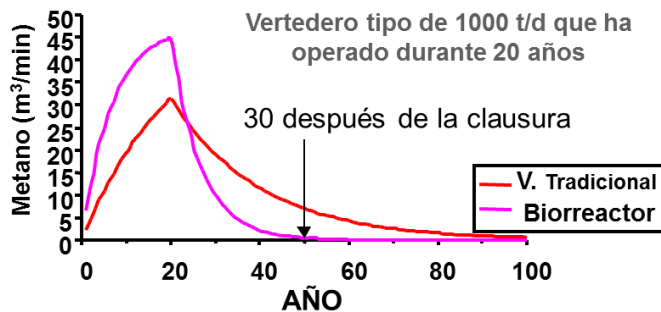


Figura 5.26: Producción de metano en un vertedero biorreactor y un vertedero convencional. Fuente: Adaptado de ITRC (2005).

Como consecuencia del aprovechamiento no se produce la emisión del CH₄ y CO₂ a la atmósfera, previniéndose por tanto el efecto invernadero y reduciéndose al mínimo los riesgos ambientales para las generaciones futuras asociados a la descomposición del residuo.

- El poder contaminante del lixiviado es eliminado parcialmente por los microorganismos presentes en los residuos del biorreactor, ya que al ser recirculado sufre una reducción de la concentración de los compuestos orgánicos e inorgánicos. La consecuencia de esto es la reducción del coste del tratamiento de lixiviados.

- La obligación de llevar a cabo una correcta gestión desde el comienzo de la operación del biorreactor, debido al control que hay que hacer sobre el lixiviado, clave del funcionamiento del biorreactor, y la rápida generación de gran cantidad de biogás determina la instalación desde el primer momento de una red de captación del biogás, sin producirse las emisiones que suelen suceder en todos los vertederos. Se reduce por tanto la carga de efecto invernadero (CH₄ y CO₂) y de gases tóxicos (H₂S, VOC's). El metano (50-60% del biogás) es cerca de 24,5 veces más potente como gas invernadero que el CO₂.

- Las ventajas económicas que supone el aprovechamiento de mayor cantidad de biogás, el ahorro del tratamiento del lixiviado y la reducción del control posclausura de la gestión de ambos parámetros.

Entre los inconvenientes se pueden citar:

- Incremento de los costes iniciales del diseño, construcción y operación del biorreactor con respecto los vertederos controlados convencionales.

- Es necesario un mayor seguimiento para controlar la adición de lixiviado y la estabilidad del vertedero.

- La escasez del lixiviado al inicio de la operación del biorreactor debido a que en los primeros días/meses no se genera lixiviado puede requerir un recurso líquido extra como aguas subterráneas, aguas grises, efluentes industriales, que podría suponer un coste extra en la gestión de los biorreactores. Otro factor a tener en cuenta es la posible permanencia del amonio en el lixiviado.

- Aumento del control del biogás generado al estar en mayor concentración.

6. Aplicaciones del Biogás

El Biogás es un gas combustible por su elevado contenido de metano, es por tanto equivalente a otras fuentes de energía. La Figura 5.27 muestra las equivalencias que tiene un biogás constituido por un 70% de metano con otros combustibles.

El Biogás, como ya se ha comentado, está constituido mayoritariamente por metano (55-65 %) y dióxido de carbono (30-40 %), pero también, dependiendo de su origen, pueden estar presentes otros gases en concentraciones muy pequeñas, tales como H₂, O₂, H₂S, N₂, H₂O, CO, VOC's, y Siloxanos, principalmente.

La composición del biogás afecta a las posibilidades de su aprovechamiento, ya que la concentración en metano determina su Pci y una elevada concentración de alguno de sus componentes traza puede determinar su aplicación. Por ello, el biogás puede requerir tratamiento en función de su composición y su uso.

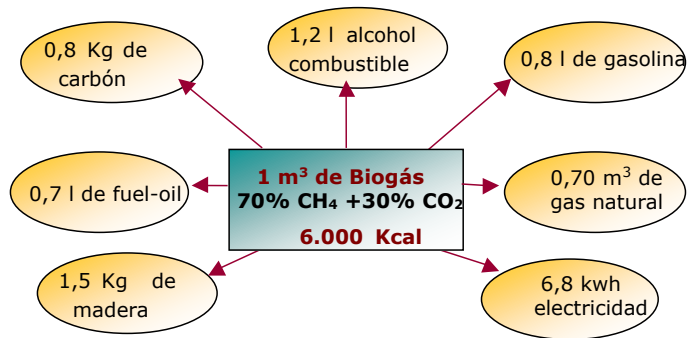


Figura 5.27: Equivalencias del biogás con otros combustibles. Fuente: Carreras (2013)

La utilización del biogás como fuente de energía va aumentando día a día, según se va dando mayor importancia a las energías renovables como alternativa a las fuentes tradicionales de energía de origen no renovable (petróleo, gas, carbón, etc.). Sus primeras aplicaciones energéticas fueron en unos domésticos como cocinas familiares y lámparas en países como China e India. También se emplea en calentadores de agua o generadores eléctricos de pequeña potencia.

En la actualidad, las aplicaciones de mayor interés son: generación de calor mediante combustión, generación de electricidad, integración en la red de gas natural, combustible para vehículos y combustible de pilas de combustible. De éstas, las más comunes son la combustión directa para la producción de calor y la generación de energía eléctrica. No obstante, existe un interés creciente por otras alternativas como son su uso como combustible de automoción y su integración en la red de gas natural, pero requieren un grado mayor de refinamiento.

La Figura 5.28 muestra el grado de refinamiento en función de las aplicaciones industriales de mayor interés.

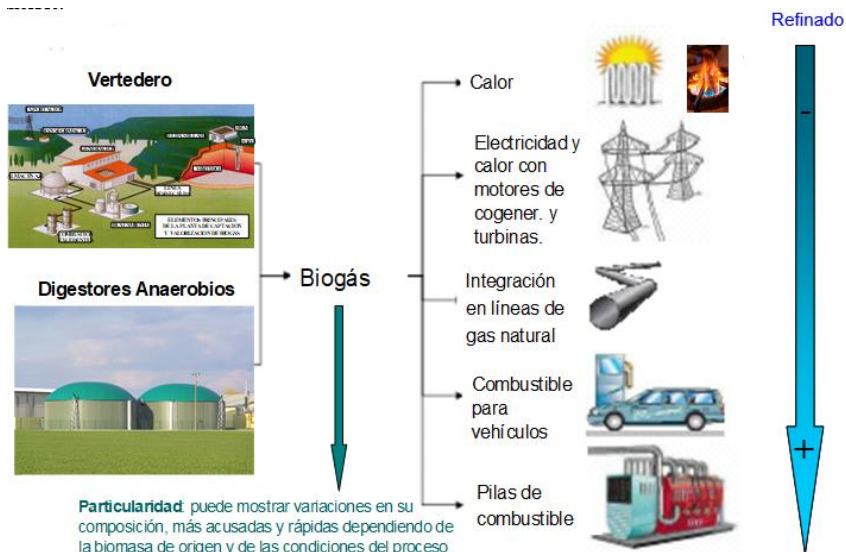


Figura 5.28: Aplicaciones actuales del biogás de mayor interés y grado de refinado necesario

En el caso de utilizar el biogás en motores de cogeneración se deben reducir/eliminar aquellos componentes que puedan dañar al motor, es decir:

- Vapor de agua. El vapor de agua disminuye drásticamente el PCI del biogás, así como, facilita la formación de ácidos corrosivos. Para su eliminación se dispone un sistema de eliminación de agua para eliminar la mayor parte del vapor de agua que arrastra el biogás. Normalmente suelen utilizarse instalaciones frigoríficas.
- Hidrocarburos halogenados. Particularmente aquellos que poseen cloro y flúor favorecen la corrosión de las partes internas de las máquinas.
- Sulfuro de hidrógeno (H_2S). Con el fin de prevenir la corrosión y evitar concentraciones tóxicas para el ser humano, así como, prevenir la formación de óxidos de azufre (SO_2) que posibilita la formación del ácido sulfuroso (H_2SO_3) que es altamente corrosivo. Es necesaria su eliminación por debajo de ciertos límites para que el biogás pueda ser utilizado por los equipos.
- Siloxanos. Para evitar la deposición de sílice en las diferentes partes internas de las máquinas, con ello, eliminar la posibilidad de desgastes de partes y piezas y la pérdida de estabilidad de partes que giran a gran velocidad.

Existen métodos específicos para la reducción de H_2S , como los biofiltros y filtros de hierro, y para la reducción de humedad, como trampas de agua y condensación. Como métodos generales para la reducción de H_2S , siloxanos, vapor de agua, hidrocarburos halogenados, etc., se emplea carbón activo o una combinación de métodos.

En el caso de que el biogás se utilice para integración en líneas de gas natural, combustible para vehículos o pilas de combustible es necesario convertirlo en biometano, también conocido como gas natural verde, lo que implica eliminar el CO_2 para elevar el porcentaje de metano por encima del 96%. Esto se consigue cuando el biogás es sometido a un proceso de upgrading, o acondicionamiento/mejora, para transformarlo en un gas con la calidad del gas natural. Por tanto, el biometano se produce a partir de la depuración del biogás sometiéndolo a un proceso de upgrading. Los tratamientos requeridos para las aplicaciones de mayor interés del biogás crudo se resumen en la Figura 5.29.

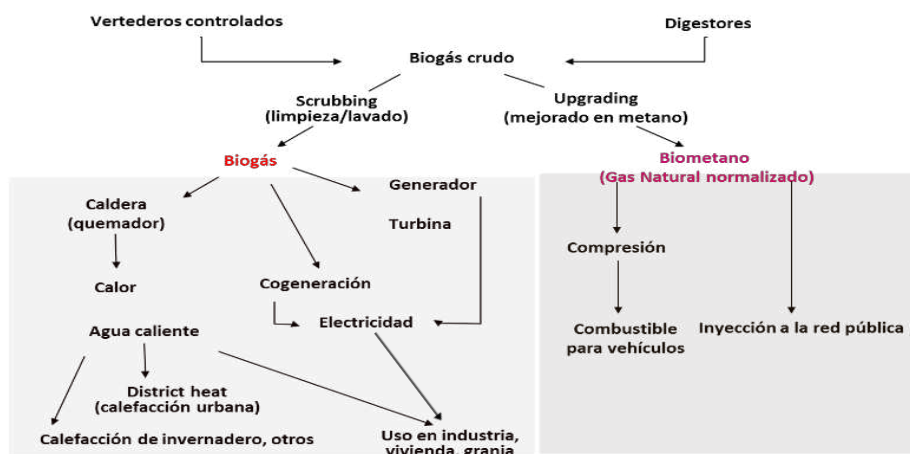


Figura 5.29: Tratamiento del biogás en función las aplicaciones actuales de mayor interés.

Fuente: Abanades, et al (2022).

La situación surgida con Rusia, como consecuencia de la guerra con Ucrania, ha supuesto una motivación muy importante para incrementar aún más la apuesta de Europa por el biogás y el biometano para acabar con la dependencia energética exterior y, en particular, del gas ruso. Los procesos de upgrading se tratarán con mayor detalle en el siguiente tema.

Referencias

- Abanades, S., Abbaspour, H., Ahmadi, A. et al. (2022). Una revisión crítica de la producción y el uso de biogás con marco legislativo en todo el mundo. En t. J. Medio Ambiente. ciencia Tecnología 19, 3377–3400. <https://doi.org/10.1007/s13762-021-03301-6> .
- AEA – Bioenergy (2001). Biogas upgrading and utilisation. Report of Task 24: Energy from biological conversion of organic waste. Internacional Energy Agency Technology Environment, Culham, Oxfordshire (UK). 20 p. Disponible en: http://www.recyclenow.org/Report_IEA_Bioenergy_1MB.pdf
- AEBIG (2010). El Futuro del Biogás en España. Disponible en: http://www.aebig.org/wp-content/uploads/2015/02/futuro_biogas.pdf
- AEMA (Agencia Europea de Medio Ambiente) (2007). Inventario anual de gases de efecto invernadero de la Comunidad Europea 1990-2005 e informe del inventario 2007. EEA Technical Report, nº 7, 176 p.
- AIE, IRENA, UNSD, Banco Mundial y OMS. (2018). Tracking SDG7: The Energy Progress Report. Disponible en: https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/tracking_sdg7-the_energy_progress_report_full_report.pdf
- Álvarez Doménech, G., Gordillo Bolasell, M.A., Sánchez Ferrer A. (2001). Estudio de los parámetros que afectan la producción de biogás en un vertedero controlado. Residuos, 61: 28-33.
- American Public Health Association, American water Works Association y Water Pollution Control Federation (1992). Métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales. Ed. Díaz de Santos, 1ª Edición. Madrid, España.
- Anaerobic Digestion of Solid Wastes Technologies & Case Studies. Disponible en: [http://greentower.co/GTI/AnaerobicDigestion_files/Anaerobic%20Digestion%20of%20Solid%20Wastes%20Case%20Studies%20by%20P%20Winterer%20et%20al%20\(02%3A2077\).pdf](http://greentower.co/GTI/AnaerobicDigestion_files/Anaerobic%20Digestion%20of%20Solid%20Wastes%20Case%20Studies%20by%20P%20Winterer%20et%20al%20(02%3A2077).pdf)
- Angelidaki, I. and Ellegaard, L., 2003. Codigestion of manure and organic wastes in centralized biogas plants. Applied Biochemistry and Biotechnology, 109: 95-105.
- Ahring, B.K., Sandberg, M., Angelidaki I. Volatile fatty acids as indicators of process imbalance in anaerobic digestors. Applied microbiological Biotechnology. Vol. 43 (3). 1995.
- Arogo, J., Ignosh, J. (2010). Anaerobis Digesters an Overview. Disponible en: <http://ww2.bse.vt.edu/green/Biogas/Arogo%20et%20al.pdf>
- ATEGRUS (2010). Observatorio sobre Vertederos Controlados de Residuos No Peligrosos, Peligrosos e Inertes en España. Disponible en: https://www.ategrus.org/images/stories/residuos/vertederos/faleza_21_OCT_2009.pdf
- Bell, J.M. (1973). Sanitary Landfill Method of Solid Waste Disposal. Associate Civil Engineering (ASCE). Disponible en: <https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3292&context=roadschool>

- Biogas markets and opportunities - a European Review. Disponible en: https://www.seai.ie/Renewables/AD_In_Ireland_22nd_October/Biogas_markets_and_opportunities.pdf
- Beyebach, A. (2005). "El biogás de vertederos". *Ambienta*, 47: 66-69.
- Brown, K.A., Maunder, D.H. (1994). «Exploitation of Landfill Gas: a UK Perspective» *Water Science & Technology*, 30:143-151.
- Burns (2009). Current State of Manure Anaerobic Digestion in the U.S. and Beyond. Energy Production from Anaerobic Digestion of Dairy Manure. Madison, WI. September 28-29.
- Buswell, AM; Hatfield, WD (1936). Boletín 32, Fermentaciones anaeróbicas . Urbana, IL: Departamento de Registro y Educación del Estado de Illinois.
- Campos, E., Bonmatí, A., Teira, M.R., Flotats, X. Aprovechamiento energético de lodos residuales y purines. Producción de Biogás. Jornadas Técnicas sobre Energía. Barcelona, 2001.
- Carreras, N. (2018). El Biogás. Programa de Capacitación de Energías Renovables para pequeños Estados Insulares en Desarrollo (PEID). ONUDI. Observatorio de Energía Renovable para América Latina y Caribe.
- Carreras, N. (2013). El Biogás. Programa de Capacitación de Energías Renovables para América Latina y Caribe. ONUDI. Observatorio de Energía Renovable para América Latina y Caribe.
- Carreras, N. (2011). Producción de energía en vertederos españoles. El vertedero Biorreactor. Experiencias en EEUU. XIII Conferencia ATEGRUS sobre Vertederos Controlados. Lleida
- Carreras, N. (2008). Clasificación, Planificación, Diseño, Construcción y Explotación de Vertederos. Jornada Técnica sobre Gestión Integral de Vertederos Controlados. IFAES. Madrid.
- Carreras, N., Dorronsoro J.L. (2006). "Generación de energía a través del biogás extraído de los vertederos españoles". *Residuos*, 89: 66-70.
- Carreras, N. (2006). Generación de energía eléctrica a partir del biogás extraído de los vertederos españoles. Referencia: Revista Residuos Nº 89.
- Castellani, A. (1927). *Proc. Roy. Soc. Med.* 20, 1268.
- CEDECAP (2007). Biodigestor de polietileno: Construcción & Diseño. Disponible en: <https://www.produccion-animal.com.ar/Biodigestores/11-polietileno.pdf>
- Cetenma (2019). informe vigilancia tecnológica producción sostenible de biometano a partir de biogás. Informe VT – 1/2019. Disponible en: https://www.cetenma.es/wp-content/uploads/2019/07/Informe-VT1-2019_Biometano.pdf
- Chen, Y.R., Hashimoto A.G. Kinetics of methane fermentation. *Biotechnology and Bioengineering Symp.* Vol. 8. 1978.
- Colleran, E., Barry, M., Wilkie, A., Newll, P.J. Anaerobic digestion of agricultural wastes using the up-flow anaerobic filter design. *Process Biochemistry*. Vol. 17, 1982.
- Colomer Mendoza, F.J., Gallardo Izquierdo, A., (2007). Identificación de peligros asociados a un vertedero controlado. *Residuos* 97, 86-95.
- Controlled Bioreactor Landfill Program at the Yolo County Central Landfill. Disponible en: https://www.globalmethane.org/exposdocs/china07/postexpo/landfill_yazdani.pdf

- Cseh, T., Czako, L., Toth, J., Tengerdy, R.P. Two-phase anaerobic fermentation of liquid swine waste to methane. *Biotechnology and Bioengineering*, Vol. 26,1984.
- Cuesta, M.J. (2009). Situación actual de la producción de biogás y de su aprovechamiento. Informe de Vigilancia Tecnológica. ISBN: 978-84-612-9487-9.
- Del Toro (2001). Tratamiento de Vinazas por Digestión Anaerobica tipo "Down-Flow". Tercer Taller Internacional de Producción de Alcoholes (TIPAL 01). Disponible en: <https://docplayer.es/37055814-Tercer-taller-internacional-de-produccion-de-alcoholes-tipal-01.html>
- Directiva 91/156/CE, de 18 de marzo de 1991, por la que se modifica la Directiva 75/442/CEE, relativa a los residuos. Disponible en: <https://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/b2f0989d-59ec-426b-9ace-ef16e8494fc4/language-es/format-PDFA1B>
- Directiva 1999/31/CE, de 26 de abril, relativa al vertido de residuos, dirigida a limitar el vertido de determinados residuos.
- Directiva 91/271/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1991, relativa al Tratamiento de Aguas Residuales.
- EBA (2021) Annual Report 2020. Disponible en: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/01/Annual-Report-2020-new.pdf>
- EBA (2018). Statistical Report. Disponible en: <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2018/>
- EBA (2016) Anaerobic digestion of biodegradable municipal solid waste in European cities.
- EBA (2015) Biomethane & Biogas Report 2015
- EBA (2014) Biogas Report 2014
- Ecoparc 2/Montcada – Valorga. Anaerobic Digestion Facility (Spain). Disponible en: http://www.lacity-alternativetechnology.org/PDF/AnaerobicDigestionFacility_Spain.pdf
- Eden, R. (2005). The three dimensional modelling of flare stacks combusting landfill gas. Sardinia 2005. International Waste Management and Landfill Symposium Sta. Margheritha di Paula, Italy.
- Energética XXI. (2006). "Los motores a gas Jenbacher de GE Energy apoyan un proyecto innovador de energía a partir del biogás en el noroeste de España". *Energética XXI, Revista de Generación de Electricidad*, 54, Marzo. 2 p. Disponible en: http://energetica21.com/articulos/me/me_mar06_1.pdf
- EPA 430-R-06-003. Report. Report. Global Anthropogenic Non-CO₂. Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020. Disponible en: <http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/EPAactivities/GlobalAnthroEmissionsReport.pdf>
- EPA. (2022). Bioreactor Landfills. Disponible en: <https://www.epa.gov/landfills/bioreactor-landfills#whatis>
- EurObserv'ER. (2020). Biogas Barometer. Disponible en: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2020/>
- EurObserv'ER (2007). "Biogas barometer". *Systemes Solaires*, nº 179. 11 p. Mayo. Disponible en: <http://www.observ-er.org>
- EurObserv'ER (2010). Biogas Barometer – November. Disponible en: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2010/>

- EurObserv'ER (2017). Biogas Barometer – November EurObserv'er Biogas. Disponible en: <http://www.eurobserv-er.org/>
- Eurostat (2016). Municipal waste statistics. Disponible en: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Municipal_waste_statistics#Database
- Eurostat (2017). Municipal waste statistics. Disponible en: [http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Municipal_waste_generated_by_country_in_selected_years_\(kg_per_capita\).png](http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/File:Municipal_waste_generated_by_country_in_selected_years_(kg_per_capita).png)
- Eurostat (2017). Municipal waste treatment by type of treatment, EU-27, (kg per capita), 1995-2015. Disponible en: [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics%20explained/index.php/File:Municipal_waste_treatment,_by_type_of_treatment,_EU-27,__\(kg_per_capita\),_1995-2015.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics%20explained/index.php/File:Municipal_waste_treatment,_by_type_of_treatment,_EU-27,__(kg_per_capita),_1995-2015.png)
- Fachverband Biogas (2020). Biogas market data in Germany 2019/2020. Development of the number of biogas plants and the total installed electric output in megawatt (MW) in Germany. Disponible en: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/EN-German-biogas-market-data/\\$file/20-07-23_Biogasindustryfigures-2019-2020_english.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/EN-German-biogas-market-data/$file/20-07-23_Biogasindustryfigures-2019-2020_english.pdf)
- Fachverband Biogas (2017). Development of the number of biogas plants and the total installed electric output in megawatt (MW) in Germany (as os 10/2017). Disponible en: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/17-10-13_Biogasindustryfigures-2016-2017.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/17-10-13_Biogasindustryfigures-2016-2017.pdf)
- FAO (2012). Biogás: una opción para diversificar la matriz energética y generar abonos naturales a partir de desechos orgánicos. Disponible en: <http://www.rlc.fao.org/es/prensa/noticias/biogas-una-opcion-para-diversificar-la-matriz-energetica-y-generar-abonos-naturales-a-partir-de-desechos-organicos/>
- FAO (2014). La ganadería y sus desafíos en América Latina y el Caribe. Disponible en: <http://www.fao.org/agronoticias/agro-editorial/detalle/es/c/237808/>.
- Fdz-Polanco F., Fdz-Polanco M., García Encina P.A. (2002). Criterios para la selección de tecnología de digestión anaerobia de residuos sólidos. www.bvsde.paho.org/bvsacd/unam7/criterios.pdf.
- Fdz-Polanco F., Nieto P., Pérez Elvira S.I, Fdz-Polanco M. (2006). Automated manometric method to assess anaerobic toxicity of chemicals. *Water Science and Technology* 54 (2), 95-101.
- Fernandez N., Montalvo S., Fernandez-Polanco F., Guerrero L., Cortes I., Borja R., Sanchez E., Travieso L. (2007). Real evidence about zeolite as microorganisms immobilizer in anaerobic fluidized bed reactors. *Process Biochemistry* 42(4), 721-728.
- Francois, V.; Feuillade, G.; Matejka, G.; Lagier, T.; Skhiri, N. (2007). Leachate recirculation effects on waste degradation: Study on columns. *Waste Management* 27, 1259–1272.
- Gandola, M., C. Acaia, and C. Fisher, (1998). Landfill gas migration in the subsoil. Experiences of control and remediation. James&James Science Publishers, Ltd. London, UK. 237-245.
- García Encina P.A., Hidalgo M.D. (2005). Influence of substrate feed patterns on biofilm development in anaerobic fluidized bed reactors. *Process Biochemistry* 40, 2509-2516.
- Gendebien, A et al. (1992). Landfill gas from environment to energy. ISBN 92 92-826-3672-0. Commission of the European Communities. Contract No 88-B-7030-11-3-17.

- Hettiarachchi, H.; Meegoda, J.; Hettiaratchi, P. (2009). Effects of gas and moisture on modeling of bioreactor landfill settlement. *Waste Management* 29, 1018–1025
- Hughes, K.L.; Christy, A.D.; Heimlich J.E. (2005). Bioreactor Landfills Ohio State University Fact Sheet CDFS-139-05, 1-3.
- INE (2017). Estadísticas sobre la Recogida y Tratamiento de residuos1 Estadísticas sobre generación de residuos Año 2015. http://www.ine.es/prensa/residuos_2015.pdf
- IRENA (2018). Renewable Energy Statistics. Disponible en: <https://irena.org/publications/2018/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2018>
- ITRC (Interstate Technology & Regulatory Council). (2005). Characterization, Design, Construction, and Monitoring of Bioreactor Landfills. ALT-3. Washington, D.C.: Interstate Technology & Regulatory Council, Alternative Landfill Technologies Team. Disponible en: <https://slideplayer.com/slide/4661087/>
- Kothari, R., Pandey, A., Kumar, S., Tyagi, V., & Tyagi, S. (2014). Different aspects of dry anaerobic digestion for bio-energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 174-195.
- Krich, K., Augenstein, D., Batmale, JP., Benemann, J., Rutledge, B., Salour, D. (2005). “A Sourcebook for the production and use of renewable natural gas in California”. California Institute for Energy and Environment. 282 p.
- Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02. Disponible en: <http://www.waste.ccacoalition.org/document/landfill-gas-emissions-model-landgem-version-302>
- Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02 User’s Guide. Disponible en: <https://www3.epa.gov/ttnca1/dir1/landgem-v302-guide.pdf>
- Lemoine, C. H., (2003). Bioreactor landfills. An innovative solution or a risky experiment? *Alternative Service Delivery i Kampala City Council*. Kampala City, Uganda.
- Lettinga, G. (1980). Use of the upflow sludge blanket (UAB) reactor concept for biological wastewater treatment, especially for anaerobic treatment. *Biotechnology and Bioengineering*, Vol. 22.
- Ley 10/1998 de Residuos, de 21 de abril. (1998). BOE nº 96, de 22.4.98.
- Ley 22/2011, sobre Residuos y Suelos Contaminados.
- Ley 54/1997, del Sector Eléctrico
- Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales y normativa que la desarrolla
- Letcher T.M. ; Vallero D.A. (2011). *Waste*. Ed Elsevier.
- MMAMRM. Dirección General de Recursos Agrícolas y Ganaderos (2010). El Sector del Biogás Agroindustrial en España. https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010_tcm30-110139.pdf
- MAPA. Subdirección General de Estadísticas Agroalimentarias. (2010) Encuestas ganaderas 2008. Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación (MAPA).
- MAPAMA (2015). Resultados de la encuesta nacional de ganado porcino. http://www.mapama.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/informedeganadoporcino2015_tcm7-461158.pdf
- MAPAMA (2015). Encuestas efectivas de ganado bovino. Disponible en: http://www.mapama.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/informebovino2015_tcm7-461157.pdf

- MAPAMA (2015). Resultados de las encuestas de ganado ovino y caprino. Disponible en: http://www.mapama.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/informedeganadoo-vinoycaprino2015_tcm7-461159.pdf
- Marjolaine. (2021). Wet and Dry Anaerobic Digestion Systems. BiogasWorld. Disponible en: <https://www.biogasworld.com/news/drywet-anaerobic-digestion-systems/>
- Martín González, S. (1997). "Producción y recuperación del biogás en vertederos controlados de residuos sólidos urbanos: análisis de variables y modelización". Tesis Doctoral: pp. 211-220. Universidad de Oviedo.
- Muñoz Valero, J.A.; Ortiz Cañavate, J.; Vázquez Minguela, J. (1985). "Técnica y Aplicaciones Agrícolas de la Biometanización". Mº Agricultura, Pesca y Alimentación.
- Pavlostathis, S. G; Giraldo-Gómez, E. 1991. Kinetics of Anaerobic Digestión. *Water Science and Technology*. 24(8): 35-59
- Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) 2008-2015
- Merry, S. M., (2000). Proyect description: Field reconnaissance of Payatas landfill wasteslide in Quezon City, Philippines.
- Mehta, R., Barlaz, M., Yazdani, R., Augenstein, D., Bryars, M., Sinderson, L., (2002). Refuse decomposition in the presence and absence of leachate recirculation. *Journal of Environmental Engineering* 128 (3), 228–236.
- Moletta, R. (2008). La méthanisation. ISBN 978-2-7430-1036-2. Ed. Lavoisier.
- Muñoz R., Villaverde S., Guieysse B., Revah, S. (2007). Two phase partitioning bioreactors for treatment of volatile organic compounds. *Biotechnology Advances* 25(4) 410-422.
- Neilson, Charles E. (1998). "LM2500 Gas turbina modifications for biomass fuel operation". *Biomass and Bioenergy*, 15(3): 269-273.
- Noguer, X. (2006). "Aprovechamiento energético de biogás en vertedero". Seminario sobre tecnologías energéticas para la biomasa y residuos. Endesa. <http://www.fundacionenergia.es/>
- Oliveira, D. A. F., (2002). Estabilidade de taludes de maciços deresiduos sólidos urbanos. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasilia. Brasilia DF. 1-155.
- ONGAWA (2013). Sin energía no hay desarrollo. Disponible en: http://www.ongawa.org/wp-content/uploads/2013/07/Informaci%C3%B3n-b%C3%A1sica-Energ%C3%ADa-desarrollo_jul2013.pdf
- ONU (1992) Declaración de Rio sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. Disponible en: <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/riodeclaration.htm>
- ONU (2018). Perspectiva de la Gestión de Residuos en América Latina y el Caribe. Disponible en: <https://www.unep.org/es/resources/informe/perspectiva-de-la-gestion-de-residuos-en-america-latina-y-el-caribe>
- Pazos Bazán, L. (2006). "Pilas de combustible para un "ecobarrio" en Madrid". Weblog de Energía y Sostenibilidad de Madri+d (diciembre). Disponible en: <http://weblogs.madrimasd.org/energiasalternativas/>
- Peters, T. A. (2003). "Optimización del aprovechamiento energético de biogás de vertederos". *Residuos*, 70: 34-37.

- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2018). Perspectiva de la Gestión de Residuos en América latina y el Caribe. Disponible en: <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/26448>.
- Proyecto PROBIOGÁS (2007-2012). Disponible en: www.probiogas.es
- Ramos-Suárez, J.L.; Carreras, N. (2011). "Anaerobic co-digestion of the microalgae *Scenedesmus* sp." Editorial Ciemat. Informe técnico 1229. ISSN: 1135-9420. Madrid.
- Ramos Suárez, J.L., Carreras, N. (2012). "Anaerobic co-digestion of microalgae *Scenedesmus* sp. and *Opuntia maxima*". 20th European Biomass Conference and Exhibition (EU BC&E 2012).
- Ramos Suárez, J.L., Carreras, N. (2012). "Anaerobic digestion of *Scenedesmus* sp., *Scenedesmus* sp. residues after protein extraction and their co-digestion with high carbon content substrates". ANQUE's International Congress of Chemical Engineering (ANQUE-ICCE 2012).
- Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero. Disponible en: <https://www.mitma.gob.es/areas-de-actividad/ferrocarriles/normativa/03-impacto-ambiental/0310-real-decreto-14812001-de-27-de-diciembre-por-el-que-se-regula-la-eliminacion-de-residuos-mediante-deposito-en-vertedero>
- Reinhart, D. et al. (2003). Birreactor landfill moisture management. Technical Progress Report.
- Sebastián F.; García, D; Rezeau, A. (2010). Energía de la Biomasa (vol II). Prensas Universitarias de Zaragoza. 1ª Edición.
- Second World Biomass Conference (2004). Vol. II Ed. W. P. M. VAN SWAAIJ. ISBN 88-89407-04-2. pp. 1832-1835.
- Tchobanoglous, G., Theissen, H. y Vagil, S. A. (1998). Gestión integral de residuos sólidos. Ed. McGraw-Hill/ Interamericana de España S.A., pp 1107.
- G. Tyler Miller Jr. G. (2000). Living in the Environment. 11th ed. Brooks/ Cole.
- Tilche, A., Vieira, S.M.M. (1991). Discussion report on reactor design of anaerobic filters and sludge bed reactors. Water Science and Technology, Vol. 24. 1991.
- Valorga (2021). Proceso de metanización Valorga ®. Disponible en: <https://valorgainternational.fr/en/our-processes/>
- Warith, M., Li, X. and Jin, H. (2005). Bioreactor landfills: state-of-the-art review. Emirates Journal for Engineering Research, 10 (1), 1-14.
- Werner, U.; Stöhr, U. & Hees, N. Biogas plants in animal husbandry. Lengerich, Germany: GATE-GTZ, 1989.
- Williams, P.T. (2005). Waste treatment and disposal. Ed Jonh Wiley & Sons, Ltd.
- Yazdani, R., Kieffer, J. and Sananikone, K. (2007). Controlled Bioreactor Landfill. Program at the Yolo County Central Landfill. Methane to Markets Partnership Expo. Beijing, China. Disponible en: https://www.globalmethane.org/expo-docs/china07/postexpo/landfill_yazdani.pdf
- Yazdani, R.; Kieffer, J.; Sananikone, K.; Augenstein, D. (2006). Full scale bioreactor landfill for carbon sequestration and greenhouse emission control. Final Technical Progress Report, 1-137.
- Yazdani, R. et al. (2006). Full scale bioreactor landfill for carbon sequestration and greenhouse emission control. Final Technical Progress Report.

Yazdani, R. et al. (2003). Full scale bioreactor landfill for carbon sequestration and greenhouse emission control. Quarterly Technical Progress Report. Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/823692>

Yazdani, R. et al. (2002). Full scale bioreactor project at the Yolo county central landfill. Final Technical Progress Report.

Videos

- <https://www.youtube.com/watch?v=BKwKTe1eGKU>
- <https://www.youtube.com/watch?v=rG4ZoK4kjKY>
- <https://www.youtube.com/watch?v=XYW8jG94chk>
- <https://www.youtube.com/watch?v=z0FCEEDvTuk>
- <https://www.youtube.com/watch?v=DyQfQlzoDal>
- <https://www.youtube.com/watch?v=1gmNnYbVLLVs>
- <https://www.youtube.com/watch?v=9An4rW5edLI>
- <https://www.youtube.com/watch?v=C-FP5K7YFXg>
- <https://www.youtube.com/watch?v=ChyjxTjyOuc>
- <https://www.youtube.com/watch?v=ghiltpbGQI>
- <https://www.youtube.com/watch?v=GEbR2kNpCvM>
- <https://www.youtube.com/watch?v=YqBg4YKNCrI>
- <https://www.youtube.com/watch?v=P1jsax1nSFs>
- <https://www.youtube.com/watch?v=YUBsomT26c4>



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa
y Bioenergía Rural

Sección IV, Capítulo VI, 2023: 165-192
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO VI. BIOGÁS A BIOMETANO (GREEN GAS)

María Luisa Ruiz Lorenzo¹

¹ Dpto de Energía, Unidad de Biocarburantes Avanzados y Bioproductos, CIEMAT. Avda Complutense 40, 28040 Madrid. Email: marisa.rlorenzo@ciemat.es.

Resumen. Este capítulo describe cómo se alcanza desde un biogás -proveniente de un proceso de digestión anaerobia cuya composición es pobre en metano- hasta un biometano (green gas) con calidades comparables a un gas natural de origen fósil. Inicialmente se revisa el origen y composición del biogás. En función de su posterior uso, es preciso realizar diferentes procesos, generalmente un acondicionamiento para eliminar humedad y H₂S. Posteriormente, un enriquecimiento del biogás en CH₄ -proceso de upgrading-, que implica una separación del CO₂, para ello se aplican diferentes técnicas. Se describen las diferentes tecnologías de upgrading existentes en el mercado, y su análisis comparativo, aportando ejemplos prácticos existentes en Europa tales como España y Holanda. Por otro lado, se exponen las nuevas tecnologías vinculadas a sistemas de upgrading biológico, con menores costes económicos.

1. Origen y composición

El biogás es una mezcla gaseosa formada principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), y pequeñas proporciones de otros gases en función de su origen (materias primas y parámetros de operación del sistema) tales como partículas, vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, COV, etc. El biogás se genera a partir de un proceso biológico llamado digestión anaeróbica (DA), donde la materia orgánica basada en carbono sirve de alimento a bacterias que operan en condiciones anaerobias. El biogás puede proceder de digestores de tratamiento de residuos agrícolas, agroindustriales, de las estaciones de tratamiento de aguas residuales (EDAR) donde existen digestores anaerobios para tratar los lodos primarios y secundarios. Otra fuente son los vertederos: es el llamado gas de vertedero.

La importancia de la producción del biogás se vincula a la posibilidad de ser sustituto de los combustibles fósiles, pudiéndose alcanzar una reducción de dicho consumo, de esta manera el uso del biogás redundaría en una reducción de emisiones de GEI. Por otro lado, la producción de biogás es una solución a la gestión de residuos (agrícolas, ganaderos, lodos de depuradora, provenientes del sector alimentario, RSU, etc.), además de ser una solución para la captura de los gases de vertedero. Por otro lado, el digerido resultante del proceso de digestión anaerobia, puede utilizarse como biofertilizantes para uso en la agricultura, y en el caso del dióxido de carbono presente en el biogás, puede llegar a separarse e utilizarlo para diferentes propósitos en la industria de bebidas gaseosas, invernaderos, etc. Un esquema de lo que implica el proceso se representa en la Figura 6.1.

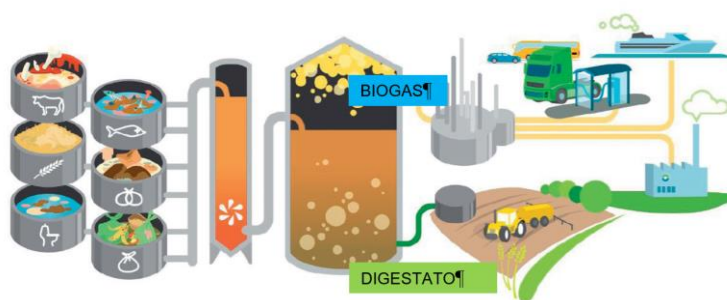


Figura 6.1. Esquema de gestión de residuos mediante DA. Adaptado de Ammenberg et al. (2021)

La capacidad potencial de producción de biogás dependiendo del residuo que se utilice es muy diferente, a título informativo se muestra en la Tabla 6.1 rangos de producción de biogás y riqueza en CH_4 , para residuos frecuentemente utilizados en DA y producción de biogás.

Tabla 6.1. Producción potencial de biogás. Fuente: propia.

Residuo	Biogás potencial ($\text{Nm}^3/\text{t ST}$)	Metano %
RSU	400-700	60-65
Papel de prensa	80-100	50
Purín de cerdo	240-350	65-70
Paja de trigo	200-250	65
Lodos EDAR	380-400	65-75
Lodos lácteos	950-1100	75
Lodos de papelera	170-210	55

Respecto a la composición del biogás producido, presenta unas características más o menos específicas en función conjuntamente del material digerido, y de los parámetros de operación del proceso de la DA. En la Tabla 6.2 se muestran los componentes principales del biogás en función del origen, así como el efecto inherente sobre el propio biogás final.

Tabla 6.2. Componentes del biogás en función de su origen. Fuente: Feliu y Flotats (2019)

Componente	Residuos agrarios	Lodos de depuradora	Residuos industriales	Gas de vertedero	Efecto
CH ₄ (% Vol)	50-80	50-80	50-70	45-65	Combustible
CO ₂ (% Vol)	30-50	20-50	30-50	34-55	Diluyente, asfixiante
H ₂ O	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado	Corrosivo, reduce PC
H ₂ (% Vol)	0-2	0-5	0-2	0-1	Combustible
H ₂ S (mg/Nm ³)	100-7.000	0-1 (% Vol)	0-8 (% Vol)	0,5-3.000	Corrosivo, tóxico
NH ₃	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	Corrosivo
CO (% Vol)	0 - 1	0 - 1	0 - 1	Trazas	Tóxico
N ₂ (% Vol)	0 - 1	0 - 3	0 - 1	0 - 20	Diluyente
O ₂ (% Vol)	0 - 1	0 - 1	0 - 1	0 - 5	Corrosivo
COV* (% Vol)	Trazas	Trazas	Trazas	0,01-0,6	Olores, corrosivo
Siloxanos (mg/Nm ³)	-	0-100	-	0-50	Abrasivo
Partículas	Presentes	Presentes	Presentes	Presentes	Obstructor

* Compuestos orgánicos volátiles (terpenos, ésteres, hidrocarburos halogenados, etc.).

Los efectos más significativos que producen cada uno de los componentes de la mezcla de gases que constituyen el biogás, serían:

- CO₂/N₂: disminución del poder calorífico específico del biogás, dado que no aportan aumento en el poder calorífico del biogás (Díaz, et al., 2020).
- O₂: Riesgo de explosión.
- H₂/CO: disminución de la concentración de CH₄. Además de ser el monóxido de carbono un gas tóxico.
- NH₃: corrosión en tuberías, compresores, motores. La presencia de este compuesto en el biogás está relacionado con determinadas condiciones de operación: altas concentraciones de nitrógeno amoniacal y elevados pH, por ello, el mejor método para reducir el contenido de NH₃ en el biogás es incidir en la operación del digestor.
- COVs: de los compuestos orgánicos volátiles, los que provocan mayores problemas son los halogenados: tetracloruro de carbono, clorobenceno, cloroformo o trifluorometano, etc, que posteriormente en procesos de combustión estos son oxidados a productos clorados o fluorados, siendo corrosivos, y por otro lado, se favorece la formación de dioxinas y furanos en determinadas condiciones de tiempo y temperatura. Estos compuestos están vinculados fundamentalmente a biogás de vertedero o biogás

de residuos municipales, pero raramente en instalaciones de digestión de lodos u otros subproductos orgánicos.

- Humedad: el biogás sale de los digestores saturado, o casi saturado de vapor de agua a la temperatura de digestión, la presencia de este compuesto reduce la potencia calorífica del gas, y su condensación en las tuberías y otros equipos del circuito de gas produce corrosión.

- Compuestos de azufre: el biogás puede contener una gran variedad de compuestos de azufre (sulfuros, bisulfuros, mercaptanos), de los cuales el más importante es el sulfuro de hidrógeno (H_2S). Este gas es extremadamente reactivo con muchos metales, y esta reactividad se incrementa con la concentración, la presión, la presencia de agua y elevadas temperaturas, por lo cual debe eliminarse para evitar la corrosión en compresores, sistemas de almacenamiento del gas, conducciones y motores. Además, las formas oxidadas del azufre en forma de sulfatos y sulfitos, que se obtienen posteriormente durante una combustión, son corrosivas en presencia de agua. Todas las especificaciones técnicas relativas a inyección a la red de gas natural son severas con relación a concentraciones máximas admisibles de compuestos azufrados.

- Siloxanos: produce depósitos de óxido de silicio: abrasión y mal funcionamiento de los motores. Son una familia de compuestos orgánicos formados por cadenas lineales o cíclicas de silicio, oxígeno y grupos metilo, son volátiles y se originan a partir de diferentes productos de consumo tales como champús, detergentes o cosméticos. Por este motivo, su presencia se detecta en el biogás de lodos de depuradoras, residuos urbanos o vertederos. El problema es que durante su combustión pueden originar depósitos de microcristales de dióxido de silicio (SiO_2), que afectan a válvulas, cilindros y pistones de motores de combustión, produciendo abrasión y bloqueo, por lo que su concentración debe reducirse al mínimo posible. También afectan a los lubricantes de los motores, obligando a mayor mantenimiento.

2. Usos del biogás

El biogás generado en el proceso de digestión anaerobia puede ser utilizado para diferentes usos, y en función de su aplicación, varían los requerimientos y especificaciones en cuanto a su composición.

En la Tabla 6.3 se muestran composiciones típicas de diferentes gases, biogás, gas de vertedero y gas natural, en donde se pone en evidencia las diferencias más significativas respecto a su composición, que justifica el hecho que el gas natural pueda ser directamente inyectado a red y poder ser un combustible vehicular, justificado por su alto porcentaje en CH_4 , aportando un elevado poder calorífico y la ausencia de compuestos que son nocivos para su uso como combustible.

El biogás producido en DA, además del metano tiene una serie de impurezas, que han de ser eliminadas –purificación del biogás–, dependiendo de su uso final: calderas para generación de calor o electricidad, en motores o turbinas para generar electricidad, en pilas de combustibles previa limpieza de H_2S y otros contaminantes de las membranas de la pila, como sustituto del gas natural previa purificación, como material base para la síntesis de productos de elevado valor añadido como metanol o gas natural licuado, y como combustible de automoción.

Tabla 6.3. Típica composición de biogás de un proceso de digestión anaerobia (DA), gas de vertedero y gas natural. Fuente: Ammenberg et al. (2021).

Compound	Unit	Biogas from AD	Landfill gas	Natural gas
Methane (CH ₄)	%vol	53-70	30-65	81-89
Carbon dioxide (CO ₂)	%vol	30-50	24-47	0.67-1
Nitrogen (N ₂)	%vol	2-6	<1-17	0.28-14
Oxygen (O ₂)	%vol	0-5	<1-3	0
Hydrogen (H ₂)	%vol	NA	0-3	NA
Higher hydrocarbons	%vol	NA	NA	3.5-9.4
Hydrogen sulfide (H ₂ S)	ppm	0-2000	30-500	0-2.9
Ammonia (NH ₃)	ppm	<100	0-5	NA
Chlorines	mg/Nm ³	<0.25	0.3-225	NA
Siloxane	µg/g _{dry}	<0.08-0.5	0<0.3-36	NA

El poder energético del biogás está directamente relacionado con la proporción de CH₄ que presente dicho biogás, el dióxido de carbono no tiene valor energético. La presencia de CO₂ en el biogás crudo reduce su poder calorífico, como se puede ver en la Figura 6.2. El biogás contiene 48–62 % de la energía contenida en un volumen equivalente de gas natural, por otro lado, se observa que el poder calorífico es diferente en el gas natural de diferentes orígenes, relacionado con la composición en metano, y la presencia de otros hidrocarburos de cadena corta (etano) que aumentan su contenido energético. La mejora o enriquecimiento del biogás está relacionado con alcanzar calidades de biogás donde se incremente la proporción de metano, en detrimento de reducir la presencia de CO₂ en su composición. A este biogás enriquecido (aprox. 97 % vol de metano) es lo que se denomina **biometano**, el cual presenta un poder calorífico bruto en c.n. 6 a 8% menor que el gas natural.

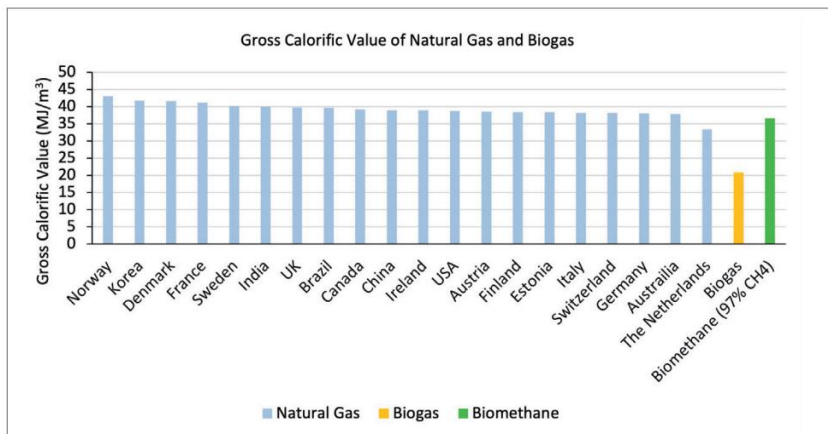


Figura 6.2. Poder calorífico bruto de gas natural y biogás (55%vol CH₄). Temperatura: 15°C. Presión: 1,01325 bares. Fuente: Ammenberg et al. (2021).

El biogás generado en el proceso de digestión anaerobia, una vez tratado y enriquecido alcanza una calidad biometano para ser inyectado en la red de gas natural, y así poder ser consumido allí donde

la eficiencia energética en su uso sea máxima, también el biometano puede ser licuado (BML, biometano licuado) o comprimido (BMC, biometano comprimido) para su transporte y uso como combustible para vehículos o como materia prima para la producción de diferentes derivados químicos (metanol, por ejemplo), y pueden ser utilizados los mismos equipos de transporte que los de gas natural comprimido o licuado. Un esquema de sus posibles usos se representa en la Figura 6.3.

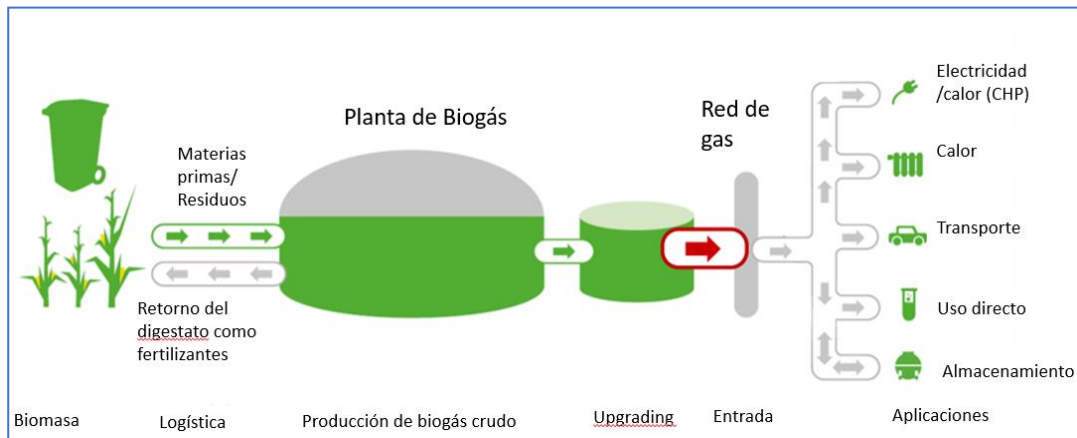


Figura 6.3. Usos del Biometano. Fuente: Adaptado <https://www.biogaspartner.de/biomethan/>

3. Acondicionamiento del biogás

El acondicionamiento o limpieza del biogás se realiza cuando se utiliza este gas en calderas o motores de combustión interna donde no se precisa una calidad respecto a contenido en metano elevada, o se aplica como un pretratamiento o etapa inicial de un proceso de enriquecimiento (upgrading) a biometano (>94% CH₄). Las principales impurezas a eliminar o reducir la concentración son principalmente la humedad, siloxanos, amoníaco, sulfuro de hidrogeno. Existen otros elementos como O₂, N₂, o compuestos halogenados que se han de tratar en el caso de biogás de vertederos.

Los tratamientos más comunes que se realizan en un proceso de limpieza son la adsorción y la absorción. La absorción es la retención de una sustancia cuando se encuentra en contacto con una sustancia retenedora que es un líquido, y la adsorción si la sustancia retenedora es un sólido. Los absorbentes o los adsorbentes pueden posteriormente regenerarse, y recuperar su capacidad de sorción, así como liberarse de las sustancias que han retenido (proceso de regeneración). Un esquema del proceso se muestra en la Figura 6.4. Los procesos habituales según la sustancia a intervenir serían los siguientes.

1. Eliminación de O₂ y N₂ mediante adsorción con carbón activo. Buen control del proceso.
2. Eliminación de agua y partículas mediante condensación, adsorción (sílica gel, alúmina) o mediante absorción (glicol o trietilenglicol). Indicar que el método más empleado para eliminar la humedad es instalar una unidad de refrigeración del biogás, a alta o media presión, para condensar el agua, permite un elevado nivel de control sobre los valores finales.
3. Eliminación de siloxanos mediante adsorción en carbón activo, sílica gel y absorción (ácido o base, solvente orgánico).

4. Eliminación de H_2S mediante adsorción en carbón activo, absorción química ($NaOH$, $FeCl_3$) ó precipitación química ($FeCl_2$, $FeCl_3$, $FeSO_4$ a FeS). Indicar que los procesos de adsorción para eliminar H_2S , presentan costes operativos prohibitivos cuando se trata de digestores grandes.

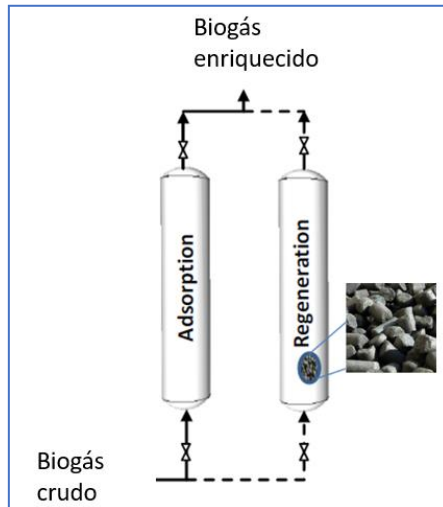


Figura 6.4. Etapas en un proceso de adsorción (carbón activo, silica gel, alúmina).

En el caso de reducción de la concentración de H_2S mediante precipitación química con sales de Fe, su fundamento se encuentra en la baja solubilidad del FeS , el ion de hierro se suministra normalmente como cloruro de hierro, $FeCl_2$. Este procedimiento se utiliza en el caso de alta concentración de H_2S , donde los costes de inversión son bajos y altos los de operación.

Otro de los procedimientos que se utilizan para eliminar H_2S es mediante procesos biológicos. Microorganismos de los géneros *Thiobacillus*, *Thermothrix*, *Thiothrix* y *Acidithiobacillus* catalizan reacciones de oxidación del sulfuro de hidrógeno a azufre o a ion sulfato. Usualmente, el 75 % del H_2S se transforma en azufre y el 25 % restante en sulfato. Estos microorganismos son autótrofos (obtienen el carbono y energía de compuestos inorgánicos) y requieren de micro y macronutrientes para su crecimiento, normalmente presentes en el medio (sustratos), son aerobios y es suficiente una dosificación de aire del 4-6 % del biogás para que se produzca la oxidación del H_2S .

El aporte de aire puede hacerse en el espacio de cabeza del digestor o en un biofiltro exterior. En el caso del interior del digestor, ha de realizarse la inyección en zonas alejadas de la tubería de salida del biogás y con dosificación controlada, en este caso, los microorganismos crecen en la interfase líquido-gas, sobre la superficie, en donde se va depositando el azufre. Para evitar que los microorganismos debido a la agitación queden sumergidos, se utiliza una red con entramado denso y de un material resistente, que se sitúa por encima de la interfase líquido/gas –nylon por ejemplo- de esta manera sirve de soporte de los microorganismos aerobios. Este tipo de operación para eliminar el H_2S es ampliamente utilizado en plantas de digestión anaerobia de residuos agroindustriales, posteriormente se completa el proceso con un proceso de adsorción con carbón activo como afino para reducir las concentraciones de H_2S en el biogás.

En el caso de un uso de biofiltros, el biogás se le hace pasar a través de una columna que contiene un lecho fijo de un material inerte, sobre el cual estas depositados los microorganismos. Para mantener el crecimiento de estos microorganismos, el lecho es regado periódicamente con una solución de nutrientes (el propio digerido), que funciona como medio lavador, arrastrando el azufre que se ha depositado en el lecho. Un esquema de este proceso se muestra en la Figura 6.5. Los biofiltros permiten reducir las concentraciones de H_2S en el biogás por debajo de $75 \text{ mg } H_2S/m^3$ (Deublein, D., Steinhauer, A., 2008).

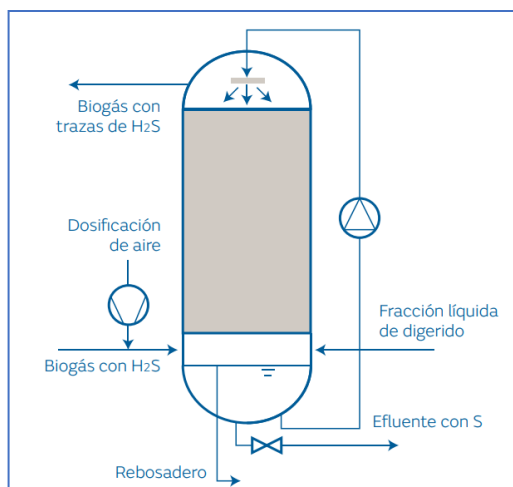


Figura 6.5. Esquema de biofiltro para eliminar H_2S de biogás. Fuente: Feliu y Flotats (2019).

4. Uso directo del biogás

Las prácticas de acondicionamiento o limpieza del biogás crudo -mezcla gaseosa de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), y pequeñas proporciones de otros gases, como sulfuro de hidrogeno (H_2S), hidrogeno (H_2), amoníaco (NH_3), etc- requiere como mínimo la eliminación de la humedad, el sulfuro de hidrogeno (H_2S) y los siloxanos para ser utilizado en usos directos en procesos de combustión directa tales como:

- Quemado en calderas para generar calor.
- Motores de combustión interna p externa para producir electricidad.
- Plantas combinadas de calor y electricidad (CHP) para producir tanto calor como electricidad.

Para poder utilizarse el biogás, debe cumplir unos requerimientos de calidad que en el caso de motores de combustión interna y microturbinas se muestran en la Tabla 6.4. Ejemplos del uso directo del biogás se encuentra frecuentemente en países en desarrollo, uso en estufas domésticas para cocinar, lámparas de gas, iluminación, una vez se le ha sometido a un tratamiento menor como eliminar humedad y H_2S . Noticias como las publicadas en la revista Scidev “El cambio al biogás ayuda a revivir los bosques” (Neha, 2017), informa un aumento notable en la biomasa y la regeneración de los bosques cercanos a las aldeas que usan biogás para cocinar, como en comparación con los bosques cercanos a las aldeas sin provisión de biogás. La extracción excesiva de leña de los bosques da como

resultado su degradación. Se instalaron 5.500 digestores alimentados con estiércol animal. Otro ejemplo del uso directo del biogás son las plantas instaladas por la Fundación Vicente Ferrer en la India (EUROPA PRESS, 2018).

Tabla 6.4. Especificaciones de calidad del biogás para motores de combustión interna y microturbinas. Fuente: Feliu y Flotats (2019)

	Motores de combustión interna	Microturbinas
Condiciones de alimentación		
Presión del gas	20 mbar	3,44-5,17 mbar
Poder calorífico (MJ/Nm ³)	14,9-44,7	13,1-44,7
Temperatura (°C, T)	-28,8-60	0,6-46,1
Concentraciones máximas admisibles de contaminantes		
Humedad (Temperatura de rocío)	< - 6,7 °C	< - 6,7 °C
H ₂ S (ppm _v respecto CH ₄)	542-1742	25-450*
Siloxanos (ppm _v respecto CH ₄)	9-44**	0,005
Hidroc. halogenados (ppmv de Cl en CH ₄)	60-491	200
Partículas (µm, tamaño máximo)	5	3

*Bailón y Hinge (2012) referencian valores máximos muy superiores para algún proveedor.

**Concentración como Si (silicio).

Otra de las aplicaciones encontradas en los medios es el uso de un biogás mejorado y embotellado que se utiliza como combustible de una cocina comercial en India (Tohana, Haryana). Se produce biogás a partir de estiércol de ganado en un digestor tipo CSTR y el biogás crudo pasa a una torre de lavado de agua a baja presión (0,8 bar), y posteriormente se comprime obteniéndose botellas de GNC. Se alcanza una producción de 600 Nm³/día (Valorgas, 2009). El biogás mejorado y embotellado se puede usar directamente en lugar de GLP como combustible doméstico para cocinar en áreas remotas y lejanas. El biogás envasado se convierte en una opción económica viable en comparación con el gas doméstico para cocinar y no hay necesidad de cambiar los recipientes de GLP. El período de recuperación de la inversión de los sistemas de mejora de biogás para cocinar es bajo en comparación con otras aplicaciones, por lo tanto, es ventajoso para los desarrolladores del proyecto en zonas remotas. Para la producción de electricidad, el biogás embotellado se puede usar en motores de biogás en lugar de biogás crudo en áreas remotas donde no hay disponible una red eléctrica u otro combustible como el diésel. El biogás embotellado se puede transportar fácilmente a dichas áreas usando una cascada de cilindros y puede facilitar la producción de electricidad. La economía de la producción de electricidad a partir de biogás embotellado es insatisfactoria, pero se puede aprovechar como combustible de alto grado en áreas remotas.

5. Procesos de enriquecimiento de biogás

Las principales técnicas comerciales de purificación del biogás para alcanzar su enriquecimiento en CH₄ y obtener biometano (>94% CH₄) son las siguientes (Tabla 6.5):

- Absorción química (aminas, sales alcalinas)
- PSA (Pressure Swing Adsorption).
- Separación criogénica.
- Separación con membranas.
- Absorción física con agua, PWS (Pressurized Water Scrubbing).

Tabla 6.5. Análisis comparativo de tecnologías comerciales de upgrading del biogás. Fuente:

<http://biogasupgrading.es/>

	PSA	PWS (lavado con agua)	Membranas (2-3 Etapas)	Absorción química (aminas)
Demanda de electricidad (kWh/Nm ³ BG)	0,16-0,3	0,2-0,3	0,2-0,35	0,06-0,17
Demanda de calor (kWh/Nm ³ BG)	No	No	No	0,4-0,8
Pérdidas de CH ₄ (%)	1-2	1	0,5-1	0,1
Presión de operación, (bar)	1-10	4-10	7-20	0,05-4
Temperatura operación, (°C)	-	-	-	106-160
Separación de N ₂ y O ₂	Parcialmente	No	Parcialmente (O ₂)	No
Necesidad de agua	No	Si	No	Si
Separación de H ₂ S	Externo	Si	Externo	Externo

Absorción química

El biogás se lava en contracorriente en una columna cuyo relleno es un líquido absorbente capaz de absorber elementos tales como CO₂, H₂S y VOC. Los líquidos utilizados presentan una elevada reactividad con el CO₂ y H₂S favoreciendo presiones de operación más bajas. Una vez absorbidos, el fluido es capaz de liberar los compuestos mediante la aplicación de calor.

Las diferentes variantes que existen son lavado químico con aminas o sales alcalinas. Se trabaja con un biogás apenas presurizado (>4 bar), se le hace pasar por una columna donde se encuentra con un compuesto de aminas donde se absorben CO₂ y H₂S, posteriormente el gas es secado para eliminar la humedad. Los compuestos de aminas más comunes comúnmente utilizados son: mono etanol amina (MEA) y la dimetil etanol amina (DMEA). La corriente de aminas que abandona la columna pasa a una etapa de desorción donde mediante calor se liberan el CO₂. Posteriormente se vuelve a enfriar la corriente de aminas para iniciar el proceso. El biometano que se alcanza a la salida presenta un alto porcentaje de metano y muy baja presencia de sulfhídrico.

El H₂S puede ser eliminado antes de entrar en la columna de absorción dada su afinidad por las aminas, o se elimina en los gases de escape, según la normativa de emisiones de cada país. Un esquema del proceso se muestra en la Figura 6.6.

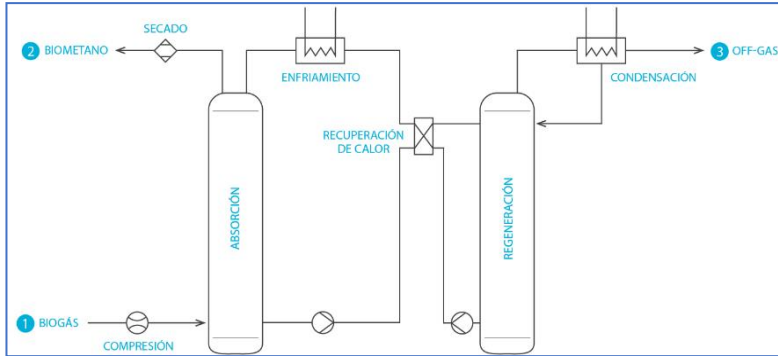


Figura 6.6. Esquema de operación en un proceso de Upgrading mediante Absorción química.

Fuente: <http://biogassupgrading.es/>

PWS (absorción física con agua)

El proceso PWS (Pressurised Water Scrubbing) es la técnica absorción más comercial y con mayor disponibilidad (suministradores). Una mejora de este proceso para aumentar las condiciones de absorción es trabajar a temperaturas 50°C (máximo) y con presiones de inyección del agua a 7-10bar. Este proceso se basa en el hecho que el CO₂ es más soluble en la fase líquida que el CH₄., como se muestra en la Figura 6.7.

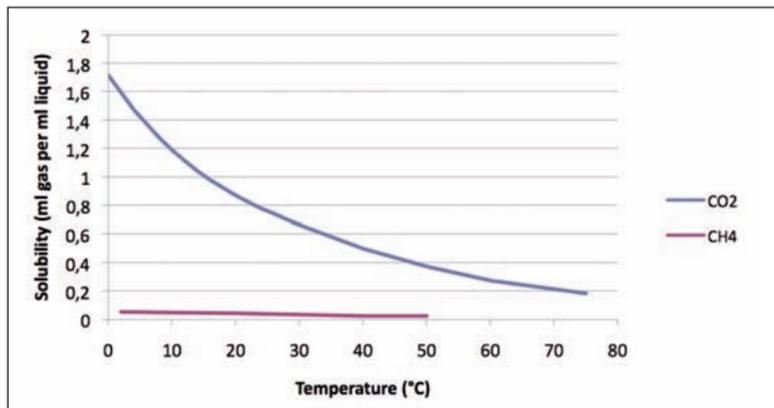


Figura 6.7. Solubilidad del metano y dióxido de carbono en agua. Fuente: Gas Encyclopedia.

En el caso de esta tecnología, la propiedad que se emplea para separar el metano del CO₂ es la diferencia de solubilidad en agua de estos compuestos. En el caso del H₂S su solubilidad en agua es aún mayor. El biogás pasa por un sistema de agua presurizada, de forma que, el dióxido de carbono, H₂S quedan disueltos en ella y el gas sale del proceso con un alto contenido en metano. Sin embargo, este biometano sale saturado y será necesario implementar un sistema de secado.

La configuración con mayor implementación es la siguiente: el biogás presurizado atraviesa una columna donde se encuentra agua presurizada con un sistema de scrubbing (ducha líquido/gas) donde se separan la mayoría del CO₂ y el H₂S. Posteriormente se somete a stripping (líquido/aire) con aire a presión para que libere los componentes absorbidos. En este sistema de separación se debe

añadir de forma constante agua, para compensar purgas., es uno de sus inconvenientes. Las concentraciones de metano en el gas de salida son elevadas 96-98,5%. En este proceso, la disponibilidad de agua y sus calidades condiciona el coste y configuración del sistema lavador. El H_2S que abandona la corriente de gas puede crear problema de olores, además que en el agua de recirculación puede quedar parte disuelto por lo que es recomendable separarlo previamente al proceso de absorción. Un esquema de trabajo se muestra en la Figura 6.8. Una de las plantas que presentan este sistema de limpieza es Malmerg Water (Sweden).

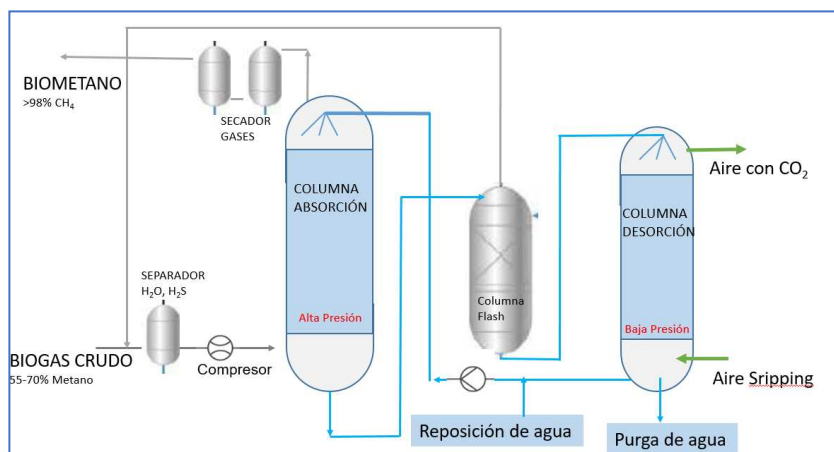


Figura 6.8. Esquema de operación de un proceso de Upgrading mediante PWS. Elaboración propia.

Adsorción (PSA)

Los gases CO_2 , O_2 , H_2S , N_2 se separan del CH_4 mediante un relleno adsorbente (carbón activo u otro tamiz adsorbente, como zeolitas). Es una tecnología antigua basada únicamente en un proceso físico. Los adsorbentes retienen los gases en condiciones de elevada presión y los liberan en situación de vacío. El metano no se adsorbe en estos adsorbentes.

En las plantas se trabaja con varias columnas que operan en paralelo. Es necesario eliminar previamente la humedad y el H_2S para que no deterioren el material adsorbente. Mediante este proceso, el lecho de adsorbente se somete a ciclos alternativos de operación a elevada presión (adsorción) seguidos de despresurización hasta muy baja presión para la desorción. El proceso consta de 4 etapas:

- 1-Adsorción a alta presión.
- 2-Desorción a través de reducción de presión con flujo paralelo y flujo a contra corriente.
- 3-Desorción a través de purga con biogás sin tratar o con gas acondicionado.
- 4-Presurización de la columna con biogás sin tratar o con gas acondicionado.

Mediante esta tecnología al separarse el O_2 y N_2 se alcanza un biométano con concentraciones de CH_4 en rangos 96-98%, y con alto poder calorífico. En la Figura 6.9. se muestra un esquema del proceso. Un ejemplo de esta tecnología se encuentra en Malmo (Sweden), donde utilizan carbón activo tipo Carbotech.

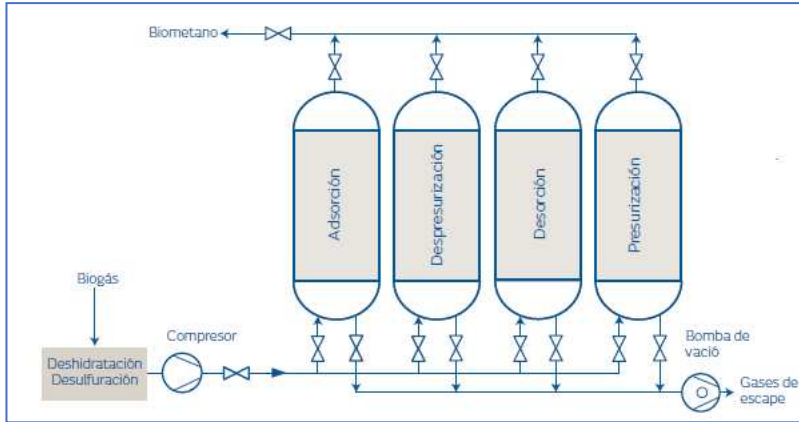


Figura 6.9. Esquema de operación de un proceso de Upgrading mediante adsorción a alta presión (PSA-pressure swing adsorption). Fuente: Feliu y Flotats (2019).

Separación mediante membranas

Consiste en una tecnología antigua que se basa, por un lado, en el uso de membranas que son capaces de separar metano y CO₂ y por otro utilizar presión para llegar a aumentar la eficiencia. Mediante la presurización del biogás (14/20 bar) y su paso a través de membranas selectivas se consigue un biometano con un alto grado de pureza, este proceso se puede optimizar encadenando varias etapas para purificarlo progresivamente. El problema al trabajar a altas presiones es el elevado consumo eléctrico.

Las membranas con fases gaseosas en ambos lados, se les denominan *membranas secas*. Las membranas utilizadas para el enriquecimiento del biogás en metano, son permeables al CO₂, agua y NH₃, ligeramente permeables a H₂S, O₂ y N₂, y muy poco permeables al CH₄. Son membranas de poliamida de fibra hueca. Un esquema de funcionamiento se muestra en la Figura 6.10.

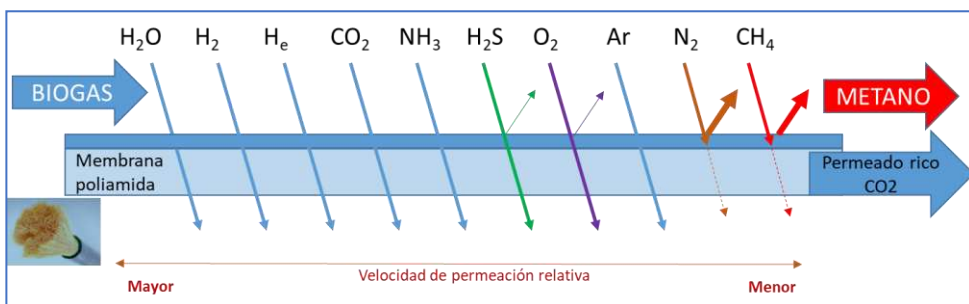


Figura 6.10. Comportamiento y foto de una membrana de poliamida en un proceso de Upgrading separación G-G. Fuente: Elaboración propia.

En este proceso, para alcanzar una corriente de gas con un alto porcentaje de CH₄, es preciso que se realice la eliminación previa de humedad, H₂S y NH₃ dada la capacidad de permeación de

cada gas. El proceso consiste en el paso de la corriente de gas crudo por la membrana, y para alcanzar mayor enriquecimiento en CH₄, se trabaja en varias etapas. Un esquema de operación de este proceso se muestra en la Figura 6.11.

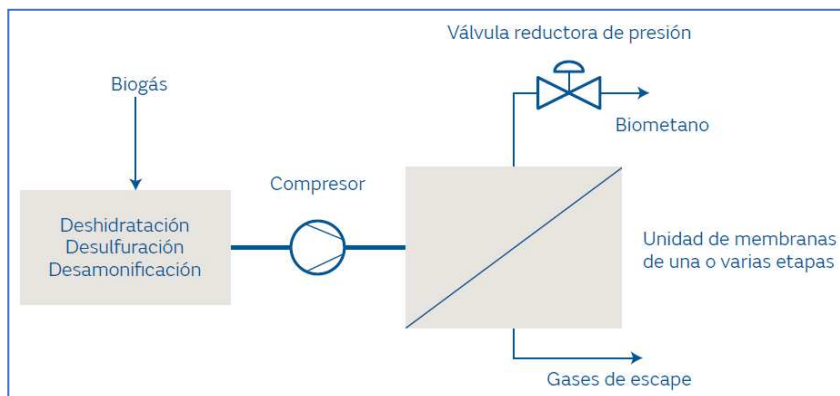


Figura 6.11. Esquema de operación de un proceso de Upgrading mediante membranas Gas-Gas. Fuente: Felu y Flotats (2019).

Un caso práctico de esta tecnología se encuentra en la empresa DMT en Poundbury, Reino Unido. (<https://www.dmt-et.com/project/poundbury/>). En sus instalaciones utilizan membranas Carborex®MS de fibras huecas. Fue el primer sistema comercial de enriquecimiento de biogás en el Reino Unido y el primero en Europa en 2012. La empresa DMT es ahora el mayor productor de instalaciones de upgrading de biogás en el mundo con tecnología de membrana. Un esquema de la tecnología se muestra en la Figura 6.12. El sistema está construido sobre un contenedor, un espacio reducido y fácilmente transportable. Es una tecnología con bajos costos operativos (OPEX).

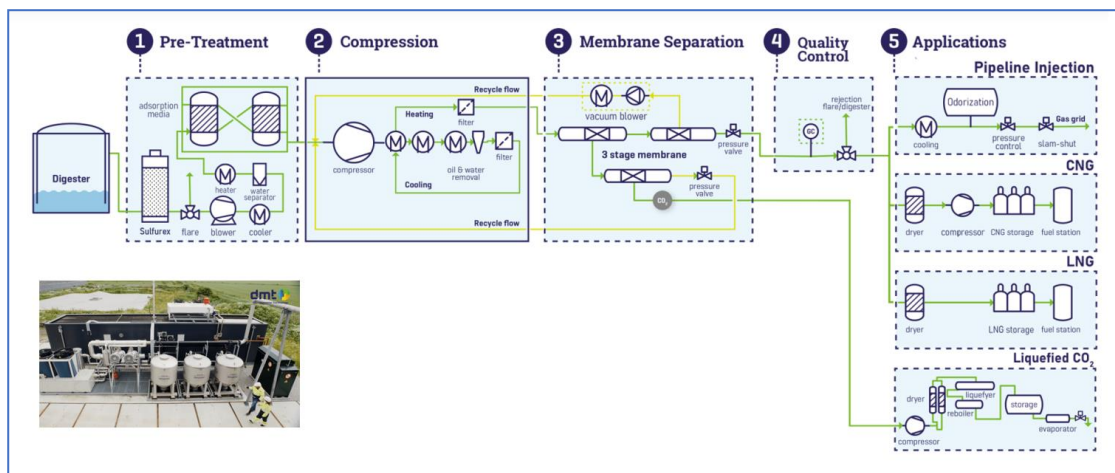


Figura 6.12. Esquema de la Planta de upgrading de biogás mediante membranas secas, empresa DMT en Poundbury, Reino Unido. <https://www.dmt-et.com/products/biogas-upgrading/>

Previo a entrar el biogás en las membranas, se realiza una etapa de pretratamiento, eliminando la humedad, H₂S y COV (mercaptanos y terpenos). Después el biogás purificado es comprimido hasta 16 bar con objeto de optimizar la separación metano/dióxido de carbono. Posteriormente, el biogás entra en la membrana dentro de las fibras huecas, y la separación en la membrana da como resultado una corriente rica en dióxido de carbono en el lado del permeado de la membrana, y una corriente rica en metano en el lado del retenido de la membrana. Se realizan 2 o 3 etapas condicionando calidades de recuperación de metano de 97% o 99,5% respectivamente.

El biometano mejorado del Carborex ® MS se puede utilizar como sustituto del gas natural, por ello, puede ser inyectado en la red de gas natural. Si no hay una red de gas disponible, el gas se puede utilizar como combustible para el transporte. En este caso, el gas se comprime a 250 bar como Bio-GNC o se licua (-198°C) como Bio-GNL. Estos procesos de membranas secas presentan altos consumos energéticos, existe en el mercado la tecnología de separación con membranas gas/líquido. Este sistema mejora el rendimiento, y reduce el consumo energético. Son membranas de absorción. La parte esencial es una membrana hidrófoba microporosa que separa el gas de la fase líquida. Las moléculas de la corriente de gas, fluye en una dirección, se difunde a través de la membrana y será absorbido en el otro lado por el líquido, que fluye en contracorriente, el gas atraviesa la membrana y queda disuelto en un líquido absorbente (por ejemplo, con aminas). El CH₄ no atraviesa la membrana (o ligeramente en función de la selectividad), y el absorbente puede regenerarse a elevada temperatura, desorbiendo CO₂. El sistema tiene una alta selectividad en comparación con los sistemas de membrana sólida. La separación tiene lugar a baja presión, aproximadamente atmosférica (Ryckebosch et al. 201).

Enriquecimiento criogénico

El fundamento de esta tecnología se basa en los diferentes puntos de ebullición entre compuestos químicos. El metano tiene un punto de ebullición de -160 °C a presión atmosférica, mientras que el dióxido de carbono tiene un punto de ebullición de -78 °C, además las temperaturas aumentan a elevadas presiones, por lo cual se opera a presiones de hasta 25 bar. Por tanto, el dióxido de carbono se puede separar del biogás como líquido enfriando la mezcla de gases a presión elevada. El metano puede extraerse en fase gaseosa o líquida, dependiendo de cómo esté construido el sistema.

Para evitar la formación de hielo y otros problemas en el proceso criogénico, es necesario separar previamente el agua y el sulfuro de hidrógeno, que se consigue si en el proceso, como etapa inicial se trabaja con altas presiones y bajas temperaturas, consiguiendo eliminar también los siloxanos (Beil y Beyrich, 2013). El principio de la separación criogénica es que el biogás se comprime y luego se enfría mediante intercambiadores de calor, seguido de un paso de expansión, por ejemplo, en una turbina de expansión. El enfriamiento y la expansión hacen que el dióxido de carbono se condense. La compresión y el enfriamiento se pueden realizar en varios pasos. Una vez que el dióxido de carbono se ha eliminado como líquido, el gas puede enfriarse aún más para condensar el metano.

Esta tecnología de separación criogénica (Figura 6.13) es interesante para la generación de bioGNL dadas las condiciones de salida del biometano, pero indicar que el consumo eléctrico es muy

elevado, tendría interés con el uso del CO₂ en estado líquido. Se trata de una alta sofisticación técnica pero compensada por el nulo consumo de productos químicos y agua.

El proceso de upgrading criogénico permite trabajar con el gas de vertedero donde se presentan elevadas concentraciones de N₂, O₂, siloxanos.

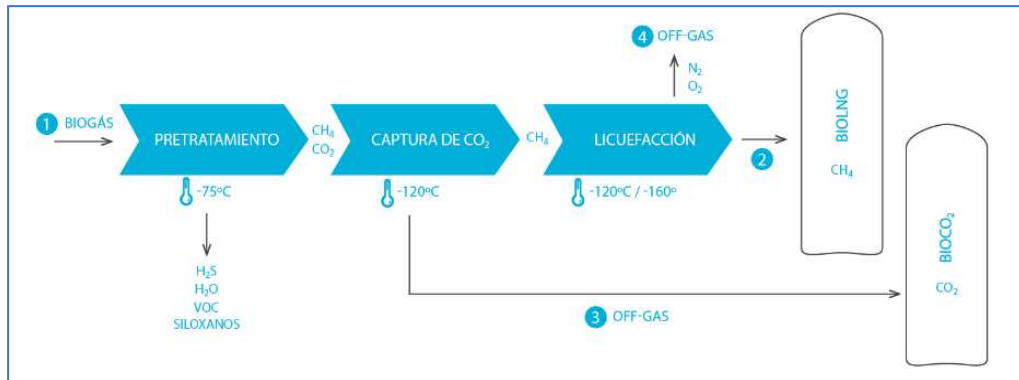


Figura 6.13. Esquema de operación de un proceso de Upgrading mediante separación criogénica. Fuente: <http://biogassupgrading.es/>

Otras tecnologías: Upgrading Biológico

La biotecnología puede ofrecer una alternativa de bajo coste y medioambientalmente amigable a la mejora física o química del biogás, Ejemplo de estos procesos son:

- Biometanación: bioconversión microbiana quimioautótrofica del CO₂ a CH₄. en base a la presencia de H₂.
- Fijación de CO₂ a base de microalgas, upgrading fotosintético.
- Disolución enzimática de CO₂.
- Reducción fermentativa del CO₂ de fermentación.
- Digestión con desorción de CO₂ in situ.

Estas tecnologías permiten la eliminación de CO₂ del biogás pudiéndose alcanzar purzas del biometano en rangos 88- 100%CH₄. Otra ventaja es permitir la conversión de CO₂ en bio-productos valiosos e incluso una eliminación simultánea del H₂S. Ejemplo de estos procesos se muestran en los siguientes proyectos que se encuentran en fase demostración:

a) Sistema de enriquecimiento de biogás mediante el cultivo de microalgas.

El fundamento del sistema se basa en el hecho que los organismos fotosintéticos microalgas eucariotas y cianobacterias procarriotas (comúnmente denominadas microalgas), fijan mediante la fotólisis del agua, CO₂ y nutrientes, para producir nueva biomasa algal y O₂. (López, J.C., et al., 2013). En este proceso puede alcanzarse un gas enriquecido con concentraciones en metano hasta 90–95% (Yan and Zheng 2014), en otros casos con reducciones del 100 % del H₂S (hasta 5000 ppmv) y el 90 % del CO₂ suministrado, con concentraciones de O₂ en el biogás mejorado por debajo del 0,2% (Bahr, M. et al., 2014). El proceso es el siguiente: se hace pasar la corriente de biogás que proviene de un

digestor anaerobio, a través de una columna de absorción externa de burbujeo o con material empacado donde se elimina simultánea de H_2S y CO_2 del biogás. La columna a la vez se alimenta con un caudal procedente de la laguna de microalgas. A la salida de la columna se obtiene una corriente de biogás enriquecida en CH_4 y una corriente de efluente con microalgas con una concentración de CO_2 disuelto mayor a la de entrada, que posteriormente se vuelve a consumir en la laguna de cultivo como fuente de carbono de las microalgas.

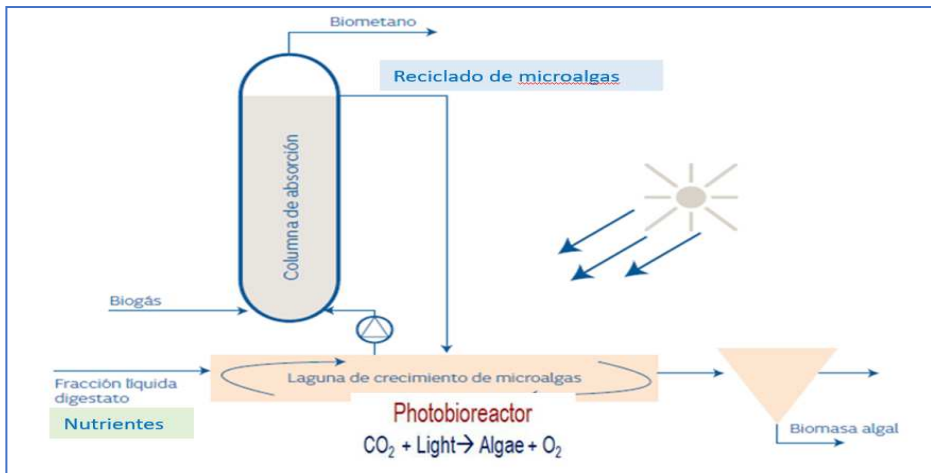


Figura 6.14. Esquema de upgrading biológico mediante cultivo de microalgas. Fuente: Adaptado de Feliu y Flotats (2019).

Las microalgas se cultivan en lagunas de poca profundidad para favorecer el aporte de radiación UV del sol y su crecimiento, además de realizarse un aporte de nutrientes utilizando aguas residuales o también la fracción líquida del digestato y la entrada de CO_2 a través de la corriente de salida de la columna. Un esquema del proceso se muestra en la Figura 6.14. El proceso de upgrading de biogás utilizando cultivo de microalgas confirmó que los fotobiorreactores de algas y bacterias pueden soportar una mejora integral sin contaminación de biogás, con huella de CO_2 negativa neta, producción de energía y reducción del potencial de eutrofización de los efluentes anaerobios residuales (Bahr, M. et al., 2014). El inconveniente de este proceso de purificación del biogás es la necesidad de disponer de mucho espacio para el cultivo de las microalgas, implicando una elevada inversión en obra civil. Por otro lado, presenta una serie de ventajas inherentes al proceso, muy bajos costes de operación, permite desulfurar y enriquecer en metano la corriente de biogás en el proceso de absorción, se genera en el proceso una biomasa algal que puede valorizarse en otros usos (cosméticos, industria alimentaria, farmacéutica, envases, ...), y de forma colateral, contribuye a la depuración de aguas residuales y de parte del digerido del propio reactor anaerobio. Esta tecnología se encuentra implementada a escala demostración en el Proyecto URBIOFIN (H2020) <https://www.urbiofin.eu/>.

b) Desorción de CO_2 in situ.

El enriquecimiento de metano in situ es una nueva tecnología en desarrollo a escala piloto que promete ser interesante para las plantas más pequeñas. El dióxido de carbono es hasta cierto punto

soluble en agua y por lo tanto, algo de CO₂ se disolverá en la fase líquida del tanque del digestor. El lodo de la cámara de digestión se conduce a una columna donde se encuentra con un contraflujo de aire donde el dióxido de carbono que se disuelve en el lodo se desorbe, posteriormente vuelve el lodo a la cámara de digestión donde se puede disolver más dióxido de carbono en el lodo, de esta manera se produce una eliminación constante de dióxido de carbono del lodo que conduce a un aumento concentración de metano en la fase de biogás que sale el digestor (Lindberg, 2003). En este caso, el rendimiento de metano es menor como resultado de pérdidas, como máximo concentraciones del 87 % con pérdidas de CH₄ asociadas del 8 % y concentraciones de N₂ en biogás del 2 % (principal contaminante del biogás siendo CO₂) (Lindberg y Rasmuson, 2006; Nordberg et al., 2012). La tasa de flujo de aire en la unidad de desorción como la variable operativa clave durante en este sistema de upgrading biológico (Lindberg y Rasmuson, 2006).

Este planteamiento de proceso se ha llevado a cabo en pruebas a escala de laboratorio en Suecia e indican que es técnicamente posible construir un sistema que aumente el contenido de metano del gas al 95 % y aún mantenga las pérdidas de metano por debajo del 2 % (Persson et al., 2006). Se ha construido a escala demostración en Suecia una planta piloto con un volumen de digestor de 15 m³ y una columna de burbujas de 140 dm³ (Persson et al., 2006) como conclusiones indican que la utilidad de este proceso se vincula a plantas pequeñas donde no se precisa llegar a altas concentraciones de metano (< 95%), y para el caso de lodos fácilmente bombeables. Un esquema del proceso se muestra en la Figura 6.15.

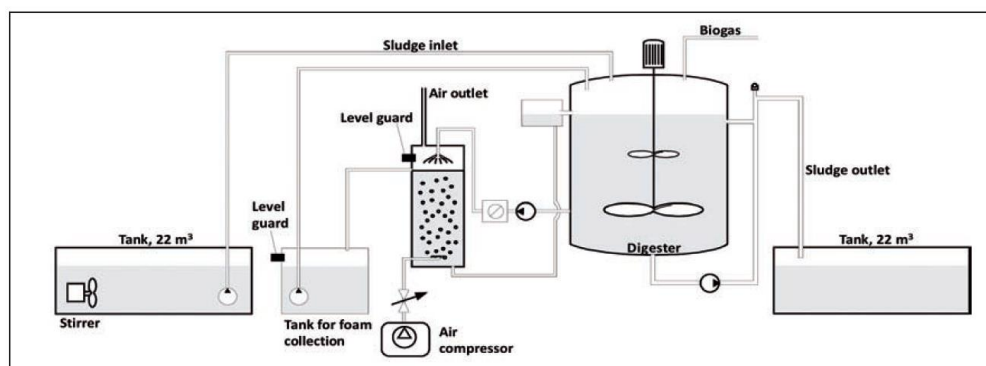
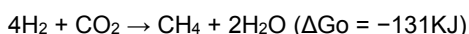


Figura 6.15. Vista esquemática de una Planta de upgrading in situ de biogás. Åke Nordberg, SLU, Suecia. Fuente: IEA (2009).

c) Metanación biológica

Los métodos de enriquecimiento de biogás mediante la conversión microbiana quimioautótrofica se basan en la acción de metanógenos hidrogenotróficos que pueden utilizar H₂ para convertir CO₂ en CH₄, utilizan el CO₂ como fuente de C y aceptor de electrones, y H₂ como donante de electrones, se trata de la reacción de Sabatier (ver Ecuación), aportando energía al medio y alcanzándose un aumento de las concentraciones de metano en fase gaseosa del 60% al 96% (Strevett et al., 1995).



En el proceso de digestión anaerobia, la bioconversión la realizan las arqueas hidrogenótrofas, un grupo de microorganismos que utilizan CO_2 como fuente de carbono y H_2 como donante de electrones para producir biometano (Muñoz et al., 2015). Los principales precursores metanogénicos para la formación de CH_4 en un sustrato típico de un lodo anaerobio, son los iones formiato, H_2/CO_2 (4:1) y acetato. Están involucrados tres grupos fisiológicos principales de microorganismos: bacterias fermentadoras, bacterias oxidantes de ácidos orgánicos y arqueas metanogénicas. Las reacciones metanogénicas y los organismos que intervienen se muestran en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6. Reacciones metanogénicas de un sustrato típico en un proceso de digestión anaerobio. Fuente: Pan et al. (2016)

Reactions	ΔG^{0r} (kJ/mol CH_4)	Microorganisms
<i>I. Hydrogen</i>		
$4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	-135	Most methanogens
<i>II. Formate</i>		
$4\text{HCOOH} \rightarrow \text{CH}_4 + 3\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	-130	Many hydrogenotrophic methanogens
<i>III. Acetate</i>		
$\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$	-33	<i>Methanosarcina</i> and <i>Methanosaeta</i>

Este proceso de enriquecimiento biológico de biogás asistido por una inyección externa de hidrógeno es interesante en aquellos casos donde se pueda disponer del hidrógeno. En los casos de implantación, para que sea interesante económicamente, el H_2 proviene de la electrólisis del agua, utilizando como fuente de energía al electrolizador el excedente de electricidad producida por fuentes renovables (eólica, fotovoltaica). Este H_2 se aporta al digestor y tiene lugar el proceso de metanización biológica, donde reacciona con el CO_2 contenido en el biogás, para ser ambos convertidos a CH_4 (metanogénesis hidrogenotrófica). El enriquecimiento biológico de biogás se puede realizar en un proceso ex-situ o in-situ dependiendo de donde se proporcione el H_2 respecto al sistema de digestión anaerobia. (Luo et al., 2012; Figeac, 2020). El proceso de biometanización- biológica ha sido estudiado extensamente en los últimos años, las estrategias de inyección del H_2 , cinéticas de reacción (Muñoz et al., 2015; Voelklein et al., 2019) considerándose un proceso prometedor por sus menores costes respecto a otros sistemas de enriquecimiento físico-químicos.

Otro proceso de biometanación es utilizar el gas de síntesis (CO , CO_2 y H_2) proveniente de la gasificación térmica de biomasa o carbón, como sustratos para un digestor anaerobio. Existen en el lodo anaeróbico una amplia gama de microorganismos metanogénicos con un importante potencial metanogénico carboxidotrófico (consumidor de CO), que pueden convertir estos gases en metano y nueva biomasa (Sancho et al., 2016).

Un esquema de las vías de biometanización se muestran en la Figura 6.16. Se plantea un sistema de economía circular donde la biometanización no solo convierte el biogás en biometano que normalmente aumenta la producción de metano en un 70 % (Rusmanis et al., 2019), sino que el digestato se pirroliza y se produce bioaceite, gas de síntesis y pirocarbón. Este pirocarbón se puede utilizar como

material de aporte en el digestor fuente de carbono, y aumenta la tasa de producción de biogás, se puede adicionar también a la tierra aumentando el contenido de carbono.

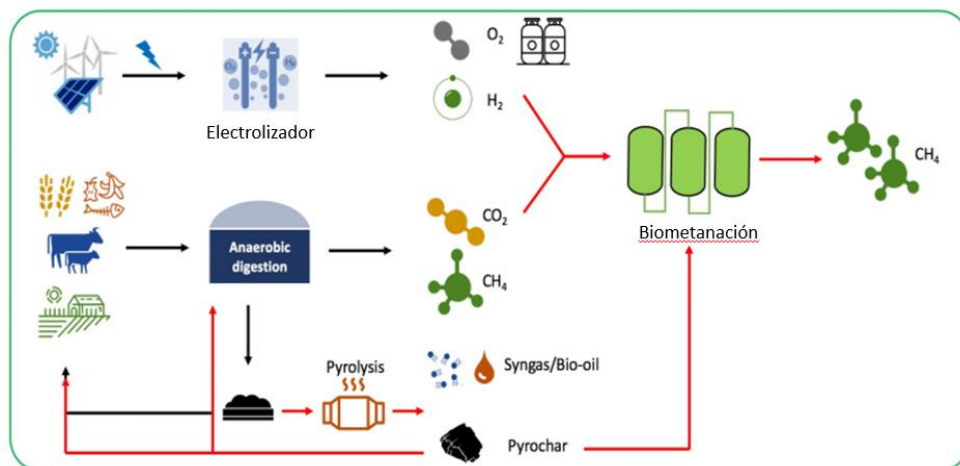


Figura 6.16. Esquema de los procesos de biometanización por upgrading biológico utilizando H_2 proveniente de energías renovable. Fuente: Wellisch (2020)

Ejemplos de la tecnología de biometanización mediante el aporte externo de H_2 , y uso de excedentes de energías renovables esta implementado a escala demostración en numerosos países: i) EEUU, en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) con un reactor de biometanización de 700l y un electrolizador (tecnología PEM) de 125 kW, empezó a trabajar en agosto 2019. (Hoffman, 2022); ii) Alemania, Viessmann Industrie Deutschland GmbH, Allendorf (Eder), Planta piloto BioPower2Gas (Nap et al., 2017); Irlanda (McDonagh et al., 2018). Otras iniciativas vienen recopiladas en el documento de la IEA (2022).

6. Tecnologías de Upgrading del biogás. Evaluación.

Una evaluación de las tecnologías de enriquecimiento del biogás para alcanzar el biometano se muestra en la Tabla 6.7, en donde se presenta una comparativa respecto a aspectos técnicos, operativos, económicos analizando una serie de variables que permiten entender las implantaciones de las tecnologías a nivel industrial: consumo eléctrico, consumo térmico, trabajar o no con presión y temperatura que condiciona los costes de operación, la capacidad de eliminar otros contaminantes, la necesidad de realizar operaciones adicionales para alcanzar un biometano de alta calidad, consumos de agua y productos químicos, además de evaluar las pérdidas de metano.

Los procesos que demandan menor consumo de energía son aquellos que no requieren trabajar con presiones elevadas, factor que condiciona los costes de consumo energético, es decir, la absorción química con aminas, y los procesos de upgrading biológico. Por ello, es importante recordar que la mejor tecnología a elegir se basa en parámetros específicos de la planta, como la disponibilidad de calor barato y el precio de la electricidad. Una evaluación de los costes específicos para las tecnolo-

gías de upgrading de biogás proporcionados IEA en su informe anual (Ammenberg et al., 2021), reflejan que los costes dependen de la capacidad de tratamiento de las plantas y la tecnología de upgrading utilizada.

Tabla 6.7. Comparación de tecnologías de enriquecimiento de biogás a biometano. Fuente: Feliu y Flotats (2019).

	Absorción física		Absorción química	Adsorción alta presión	Membranas	Criogénico	Biológico
	Agua	Disolvente orgánico	Aminas	PSA			
Consumo eléctrico (kWh/m ³ biogás)	0,20-0,30	0,20-0,33	0,05-0,17	0,23-0,35	0,18-0,20	0,76	0,08-0,14
Consumo térmico (kWh/m ³ biogás)	0	< 0,2	0,40-0,80	0	0	0	0
Temperatura del proceso (°C)	-	40-80	100-180	-	-	-196	Ambiente
Presión del proceso (bar)	4-10	4-8	0,05-4	1-10	7-20	80	Atmosférica
Pérdidas de CH ₄ (%)	0,5-2	1-4	< 0,1	< 4	1-15 (<0,6*)	2	-
Contenido de CH ₄ en biometano (%)	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0	>97	90
Recuperación de CH ₄ (%)	98-99,5	96-99	- 99,9	90-98,5	85-99	97-98	
Tratamiento de los gases de escape	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	No
Necesaria desulfuración previa	Depende	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Eliminación simultánea de N ₂ y O ₂	No	No	No	Posible	Parcial	Sí	
Consumo de agua	Sí	No	Sí	No	No	No	Agua res.
Consumo de productos químicos	No	Sí	Sí	No	No	No	No
Número de plantas en operación (2016)	162	21	91	81	116	1	Piloto

En sí misma cada tecnología debido a sus características presentan diferentes costes, pero se aprecia como el tamaño de la planta -mayores capacidades instaladas-, condiciona que los costos específicos disminuyan significativamente.

Los datos aportados por el informe de la IEA (2021) indican que una planta que procesa 500 m³ de biogás crudo por hora, los costos de producción de biometano están entre 1,4 y 2,2 €ct por kW. En una planta que trabaja con 2000 m³ de biogás crudo por hora, los costes se reducen entre 0,8 y 1,4 €ct por kWh de biometano producido.

En la Figura 6.17 se muestran las relaciones capacidad /coste para las tecnologías que presentan mayor implantación en el mercado: la adsorción por cambio de presión (PSA), la depuración con agua mediante cambios de presión (PWS), la absorción física orgánica y la absorción química con aminas, además la separación con membranas cuyo auge ha ido aumentando con los años debido a una mejora en cuanto a las condiciones de operación (tipos de membranas, presión de trabajo) y su carácter modulable.

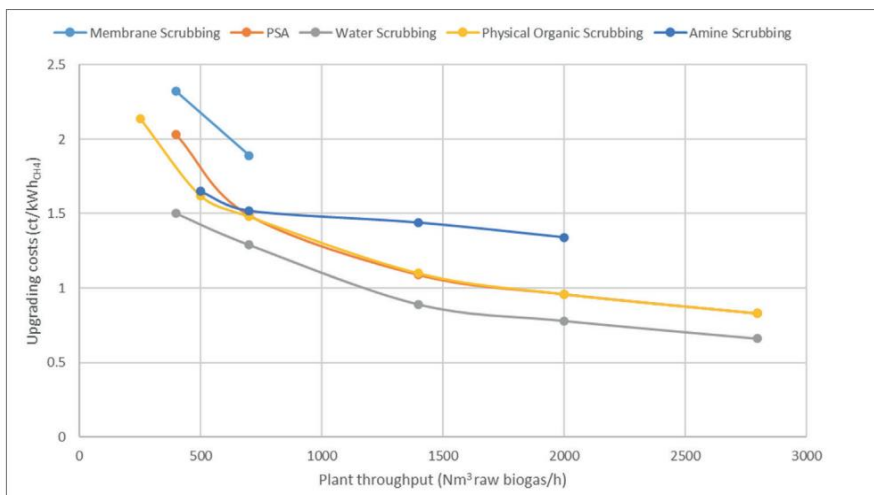


Figura 6.17. Costes específicos en tecnologías de upgrading de biogás. Fuente: (Ammenberg, et al., 2021)

La IEA mediante el grupo de trabajo “Task 7” dedicado al tema de “Energía a partir de biogás”, realiza evaluaciones y análisis a nivel internacional que cubre la DA de materias primas de biomasa, incluidos los residuos agrícolas (por ejemplo, estiércol y residuos de cultivos), cultivos energéticos, aguas residuales ricas en materia orgánica, la fracción orgánica de residuos sólidos municipales (OFMSW) y residuos orgánicos industriales. Uno de estos estudios aporta información del estado del arte del upgrading a escala mundial (IEA, 2019). Respecto a sus miembros, recopiló una lista de 606 instalaciones de upgrading cuya distribución por países es la siguiente a finales del 2019 (Tabla 6.8).

Tabla 6.8. Distribución de instalaciones de biometano, miembros de la IEA. Hasta finales 2019.

PAIS	Nº PLANTAS
<u>Germany</u>	203
<u>United Kingdom</u>	96
<u>Sweden</u>	69
<u>The Netherlands</u>	53
<u>France</u>	47
<u>Switzerland</u>	45
<u>Denmark</u>	34
<u>Austria</u>	13
<u>Finland</u>	17
<u>Canada</u>	11
<u>South Korea</u>	10
<u>Brazil</u>	5
<u>Estonia</u>	2
<u>Ireland</u>	1
<u>Australia</u>	0

Es significativo la elevada implantación de las tecnologías de upgrading en países como Alemania, Reino Unido, Suecia, Holanda y Francia, vinculada en muchos casos a los sistemas de apoyo financiero para incorporarlo a la red de gas natural o como combustible vehicular, así como exenciones de impuestos como es el caso de Suecia. Las tecnologías utilizadas para este colectivo se muestran en la Figura 6.18. La tecnología más implantada es la absorción física con agua a presión (PWS) siendo el proceso menos sensible a las impurezas de biogás, con separación del H₂S junto con el CO₂ dada

su alta solubilidad en agua. Respecto a la tecnología con membranas se ha ido instalando mayor número de plantas por su tamaño y capacidad de adaptación a diferentes capacidades de producción de biometano.

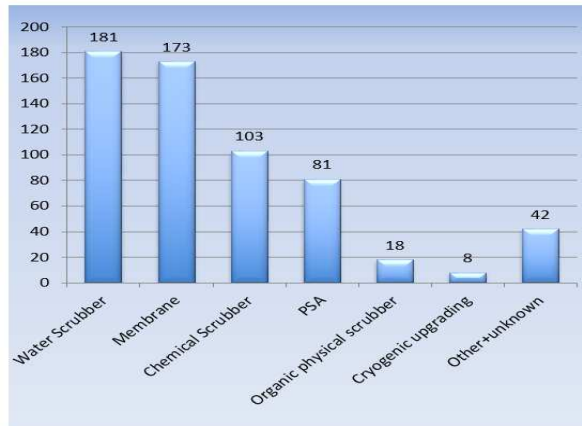


Figura 6.18. Distribución de las tecnologías de upgrading de biogás, hasta final 2019. (IEA, 2019)

Como conclusiones del estudio de la producción de biometano a partir del biogás, indicar que tanto el biogás como el biometano son considerados “gas verde” se refiere a gases renovables, que pueden generarse a partir de la digestión anaeróbica de biomasa orgánica y residuos producidos en la agricultura, la producción de alimentos y el procesamiento de desechos. En el caso de una planificación a nivel internacional de reducción de dependencia energética de combustibles fósiles, la producción de biogás es una alternativa sostenible en cuanto a una gestión controlada de los residuos orgánicos disponibles. Por otro lado, la producción a partir de gases de vertedero, contribuye al control de las emisiones de CH_4 fugitivas a través de los vertederos no regulados. Considerando que el potencial de calentamiento global del gas CH_4 es de 28 a 34 veces superior al del CO_2 , la producción de biogás representa un sumidero de emisión de gases de efecto invernadero.

El biometano se considera un vector de energía muy flexible, ya que se puede inyectar directamente en la infraestructura de la red de gas existente. Es un combustible importante en términos de contribución a futuras estrategias de energía renovable en electricidad, transporte y calor. En los últimos años la producción del biometano se encuentra en auge como sustituto del gas natural inyectándolo a la red de suministro eléctrico o como combustible vehicular. En países en donde las tecnologías de upgrading no se han implantado de forma generalizada, el biogás purificado (eliminar mínimo humedad, H_2S) es un combustible sustituto de otros combustibles fósiles y se utilizan en procesos de combustión en estufas y lámparas, así como plantas combinadas de calor y electricidad (CHP) para producir tanto calor como electricidad. Por tanto, las soluciones del uso del biogás/biometano pueden contribuir de manera importante a mejorar el suministro y la seguridad de la energía en su suministro en el mundo.

Respecto al proceso de enriquecimiento –upgrading- del biogás genera nuevas posibilidades de uso de este gas, pero lleva implícito un aumento en los costes asociados para alcanzar el enriquecimiento en CH_4 , por lo que para incentivar la producción de biometano -green gas-hay que evolucionar

hacia procesos de upgrading optimizados: bajo consumo de energía (disponibilidad de calor barato y precio de la electricidad), alta eficiencia, capaces de evitar, o al menos minimiza las pérdidas de metano en las corrientes salida, e inicialmente para su incentivación políticas de apoyo financiero que promuevan un auge del uso del biometano. La posibilidad de reducción de costes de energía a través de uso de excedentes de energía de energías renovables abre nuevas posibilidades en nuevas implantaciones del uso del biometano.

7. Casos prácticos de tecnologías de upgrading

a) Planta de Biometanización de Valdemingomez (Madrid)

En las planta de biometanización del Parque Tecnológico de Valdemingomez, en la Comunidad de Madrid, se trata la fracción orgánica de los residuos urbanos (recogida selectivamente y/o procedente de la fracción resto) para producir biogás, y posteriormente se somete a un proceso de enriquecimiento del biogás (<https://www.industriambiente.com/articulos/20180516/produccion-y-aprovechamiento-biogas-parque-tecnologico-valdemingomez/>) (Figura 6.19).

En la Planta de biometanización se trató 17,4 millones Nm^3 de biogás en 2017 (52% del total), generando 8,2 millones Nm^3 de biometano que fueron inyectados a red que corresponden a 92.000 MWh/año térmico. El proceso de enriquecimiento del biogás consiste en purificación, secado y compresión del biogás.

El proceso de purificación del biogás está basado en la absorción del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) contenidos en el biogás, mediante un lavado a presión con agua a contracorriente. Por su parte, el secado se lleva a cabo mediante un proceso PSA/TSA de adsorción a presiones y temperaturas fluctuantes, con compresión máxima a 72 bares para su inyección en la red de transporte de alta presión y con un control en continuo de la calidad del biometano inyectado.



Figura 6.19. Foto de la Planta de Biometanización del biogás procedente de la gestión de la fracción orgánica y rechazo de los RSU de Madrid. Fuente: Cifuentes (2018).

b) Hub de Green Gas en Wijster, Holanda

El objetivo del proyecto es crear una red de gas verde proveniente de la digestión anaerobia de biomasa orgánica y residuos producidos en la agricultura, la producción de alimentos y el procesamiento de desechos. Se plantea un esquema de economía circular sostenible donde el biometano es la fuente de electricidad, calor o combustible para el transporte. Un esquema del planteamiento del proyecto se muestra en la Figura 6.20.

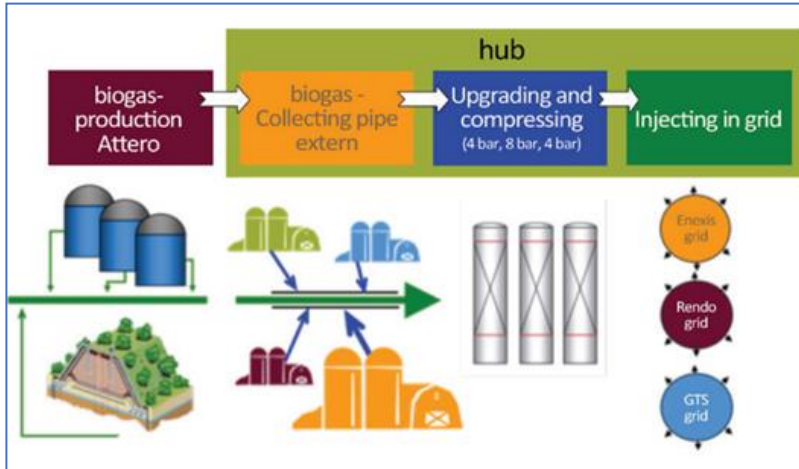


Figura 6.20. Esquema del Hub de gas verde de Wijster. Fuente: IEA (2017).

La empresa de tratamiento de residuos Attero fue la primera productora de gas verde en los Países Bajos y suministra energía a 350.000 hogares. La compañía opera un centro de gas verde en Wijster. Los agricultores locales entregan su biogás al Hub de Wijster desde sus propias instalaciones a través de un gaseoducto una vez lo han sometido a un proceso de secado y desulfuración. La instalación de enriquecimiento del biogás se realiza de forma centralizada en el Green Gas Hub. El proceso de Upgrading se ha ido ampliando a lo largo de los años (Tabla 6.9). Se obtiene un biometano con calidad para ser inyectado en la red eléctrica y por otro lado CO₂ líquido puro para uso en horticultura (IEA, 2017).

Tabla 6.9. Tecnologías de upgrading en las Instalaciones “Green Gas Hub” en Wijster.

Technique	Capacity Nm ³ biogas/hour	Green Gas Nm ³ biogas/h	Year of installation
PSA.	1200	840	1989
Water Scrubbing	1000	700	2012
Membrane	800	560 (plus liquid CO ₂)	2014

Agradecimientos

A la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T) y al Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED) <https://cyted.org/es/rebibir>.

Referencias

- Ammenberg J., G., M., O'Shea, R., Gray, N., Lyng, K-A., Eklund, M. and Murphy, J.D. (2021). Perspectives on biomethane as a transport fuel within a circular economy, energy, and environmental system J. A. J. D. Murphy (Ed.) IEA Bioenergy Task 37, 2021:12 Retrieved from https://www.iea-bioenergy.com/wp-content/uploads/2022/03/IEA_transport_T37_END_HIGH.pdf. Accessed 10 Nov 2022
- Bahr, M., Díaz, I., Dominguez, A., González Sánchez, A., & Muñoz, R. (2014). Microalgal-biotechnology as a platform for an integral biogas upgrading and nutrient removal from anaerobic effluents. *Environmental science & technology*, 48(1), 573–581. <https://doi.org/10.1021/es403596m>
- Beil, M., Beyrich, W., (2013). Biogas upgrading to biomethane. En: Wellinger, A., Murphy, J., Baxter, D. (Eds.). *The biogas handbook: Science, production and applications*. Woodhead Publishing Series in Energy; Number 52, 2013. Woodhead Publishing Limited, Cambridge, UK, pp 342-377. ISBN 9780857094988, <https://doi.org/10.1533/9780857097415.3.342>.
- Cifuentes J.L. Producción y aprovechamiento de biogás en el Parque Tecnológico de Valdemingómez. *Gestión Medioambiental y Energética Industria Ambiente*, enero /marzo 2018, pp 32-36. <https://www.industriambiente.com/articulos/20180516/produccion-y-aprovechamiento-biogas-parque-tecnologico-valdemingomez#.Y3KkpnbMI2w>. Accessed 10 Nov 2022.
- Deublein, D., Steinhauser, A. *Biogas from Waste and Renewable Resources: An introduction*. Wiley-VCH editors Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany. 2008, 447 pps. Online ISBN:9783527621705 |DOI:10.1002/9783527621705.
- Díaz, I., Fdz-Polanco, F., Mutsvene, B., & Fdz-Polanco, M. (2020). Effect of operating pressure on direct biomethane production from carbon dioxide and exogenous hydrogen in the anaerobic digestion of sewage sludge. *Applied Energy*, 280, 115915. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115915>
- Europapress (2018). Plantas de biogás, una solución frente al cambio climático y la deforestación en India. <https://www.europapress.es/internacional/noticia-plantas-biogas-solucion-frente-cambio-climatico-deforestacion-india-20180310084850.html>.
- Feliu, A y Flotats, X. "Los gases renovables. Un vector energético emergente". 2019. ISBN 978-84-09-15270-4. <http://hdl.handle.net/2117/191063>. Editor: Fundación Naturgy, ISBN 978-84-09-15270-4.
- Figeac, N., Trably, E., Bernet, N., Delgenès, J. P. y Escudié, R. (2020). La temperatura y el origen del inóculo influyen en el rendimiento de la metanización biológica de hidrógeno ex situ. *Moléculas (Basilea, Suiza)*, 25(23), 5665. <https://doi.org/10.3390/molecules25235665>
- Hoffman, B., 2022. Valorisation of biowaste in the United States: Distributed biogas upgrading to Renewable Natural Gas (RNG) using biomethanation Authors: Beau Hoffman, U.S. Department of Energy, Edited by: Kevin Harrison, National Renewable Energy Laboratory, Daniel Roberts, CSIRO Mar Edo and Inge Johansson, RISE IEA Bioenergy: Task 36 June 2022. ISBN, 978-1-910154-91-5. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/Task-36-biomethanation_final-version.pdf. Accessed 10 Nov 2022.

- IEA (Agencia Internacional de la Energía) (2017). Bioenergy task 37. "Energy from Biogas". BIOGAS IN SOCIETY A Case Story. Green Gas Hub Provision of biogas by farmers by pipe to a Green Gas Hub with a centralised upgrading process. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/green-gas-hub-provision-of-biogas-by-farmers-by-pipe-to-a-green-gas-hub-with-a-centralised-upgrading-process/>
- IEA (Agencia Internacional de la Energía) (2019). Tecnologías de upgrading de biogás. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/new-iea-bioenergy-task-37-updated-list-of-biogas-upgrading-plants/>
- IEA (Agencia Internacional de la Energía) (2022). IEA Bioenergy Task 37 – A perspective on the state of the biogas industry from selected member countries, <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/a-perspective-on-the-state-of-the-biogas-industry-from-selected-member-countries-of-iea-bioenergy-task-37/>.
- Lindberg A y Rasmuson A C (2006) Selective desorption of carbon dioxide from sewage sludge for in situ methane enrichment—part I: pilot-plant experiments. *Biotechnol Bioeng* 95:794–803.
- Lindberg, A. Development of in-situ methane enrichment as a method for upgrading biogas to vehicle fuel standard. Licentiate thesis, KTH, Chemical Engineering and Technology, Stockholm. 2003.
- López, J.C., Quijano, G., Souza, T.S.O, Estrada J.M., Lebrero R., Muñoz R.. *Biotechnologies for greenhouse gases (CH₄, N₂O, and CO₂) abatement: state of the art and challenges. Appl Microbiol Biotechnol* 97, 2277–2303 (2013). <https://doi.org/10.1007/s00253-013-4734-z>
- Luo, G., Johansson, S., Boe, K., Xie, L., Zhou, Q., & Angelidaki, I. (2012). Simultaneous hydrogen utilization and in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor. *Biotechnology and bioengineering*, 109(4), 1088–1094. <https://doi.org/10.1002/bit.24360>
- Muñoz, R., Meier, L., Diaz, I., Jeison, D.: A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. *Rev. Environ. Sci. Biotechnol.* 14, 727–759 (2015)
- Nap, J. P., Bekkering, J., & Hengeveld, E.J.(2017). *BioPower-to-Gas: is bioP2G feasible from a techno-economic and sustainability point of view?. Life Sciences & Renewable Energy Biobased Ingredients and Materials Energy Transition. Research output: Contribution to conference > Poster: <https://research.hanze.nl/en/publications/biopower-to-gas-is-biop2g-feasible-from-a-techno-economic-and-sus>*
- Neha, J (2017). El cambio al biogás ayuda a revivir los bosques. <https://www.scidev.net/global/news/biogas-helps-forests>
- Nordberg A , Edström M, Uusi-Penttilä M, Rasmuson AC (2012) Selective desorption of carbon dioxide from sewage sludge for in situ methane enrichment: enrichment experiments in pilot scale. *Biomass Bioenerg* 37:196–204. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.12.012>
- Persson, M. & Jonsson, O. & Wellinger, Arthur. (2006). Task 37 - Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection. IEA Bioenergy. 37. 20-21. pps 19. https://www.researchgate.net/publication/285649841_Task_37_-_Biogas_upgrading_to_vehicle_fuel_standards_and_grid_injection/link/5e29e9458515626ca85559/download.

- Ryckebosch E., M. Drouillon, H. Vervaeren, Techniques for transformation of biogas to biomethane, *Biomass and Bioenergy*, Volume 35, Issue 5, 2011, Pages 1633-1645. ISSN 0961-9534, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>.
- Rusmanis, D., O'Shea, R., Wall, D. M., & Murphy, J. D. (2019). Biological hydrogen methanation systems - an overview of design and efficiency. *Bioengineered*, 2019;10(1), 604–634. <https://doi.org/10.1080/21655979.2019.1684607>
- Sancho Navarro, S., Cimpoia, R., Bruant, G. y Guiot, S. R. (2016). Biometanización de gas de síntesis utilizando lodos anaeróbicos: cambio en las rutas catabólicas con el aumento parcial de la presión de CO₂. *Fronteras en microbiología*, 7, 1188. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2016.01188>
- Shane McDonagh, Paul Deane, Karthik Rajendran, Jerry D. Murphy. Are electrofuels a sustainable transport fuel? Analysis of the effect of controls on carbon, curtailment, and cost of hydrogen, *Applied Energy*, Volume 247, 2019, Pages 716-730, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.060>
- Strevett, K.A., Vieth, R.F., Grasso, D.: Chemo-autotrophic biogas purification for methane enrichment: mechanism and kinetics. *Chem. Eng. J. Biochem. Eng. J.* 58, 71–79 (1995).
- Valorgas (2009). Biowaste as feedstock for 2nd generation. Seventh Framework Programme Theme Energy. 2009.3.2.2. https://www.valorgas.soton.ac.uk/Pub_docs/VALORGAS_241334_Final_Publishable_Summary_140110.pdf.
- Voelklein M.A., Rusmanis D, Murphy JD. Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion, *Applied Energy*, Volume 235, 2019, Pages 1061-1071, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.006>.
- Wellisch, M., Green, J., McCabe, B., Rasi, S., Siemens, W., Ammenberg, J., Liebetrau, J., Bochmann, G., Murphy, J.D. (2020). Drivers for Successful and Sustainable Biogas Projects: International Perspectives – Report of a symposium held on March 26, 2020. Green, J., Wellisch, M., Szlachta, P., Murphy, J.D. (Ed.) IEA Bioenergy Task 37, 2020: 5. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/06/Drivers-for-Successful-and-Sustainable-Biogas-Projects-International-Perspectives.pdf>. Accessed 13 Nov 2022.
- Xiaofang Pan, Irini Angelidaki, Merlin Alvarado-Morales, Houguang Liu, Yuhong Liu, Xu Huang, Gefu Zhu, . Methane production from formate, acetate and H₂/CO₂; focusing on kinetics and microbial characterization, *Bioresource Technology*, Volume 218, 2016, Pages 796-806, ISSN 0960-8524, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.07.032>
- Yan, C., Zheng, Z.: Performance of mixed LED light wavelengths on biogas upgrade and biogas fluid removal by microalga *Chlorella* sp. *Appl. Energy*. 113, 1008–1014 (2014). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.07.012>.



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa y
Bioenergía Rural

Sección IV, Capítulo VII, 2023: 193-215
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO VII. GAS DE SÍNTESIS

Isabel Ortiz

¹ *Unidad de Valorización Termoquímica Sostenible, CIEMAT, Madrid, España. E-mail: isabel.ortiz@ciemat.es*

Resumen. En este capítulo se describe la gasificación como principal tecnología para la producción de gas de síntesis. El gas de síntesis es un combustible que puede utilizarse para producir energía eléctrica, energía térmica o utilizarlo como materia prima para síntesis química obteniendo biocombustibles, bioproductos, etc. El gas de síntesis es, por tanto, un combustible muy versátil que se puede obtener a partir de materiales renovables (biomasa, residuos...) que permite la descarbonización del sistema energético y contribuye a la economía circular. A lo largo del capítulo se hace una revisión de la tecnología de gasificación, estudiando las diferentes variables que afectan al proceso, como por ejemplo el combustible, el tipo de reactor o el agente gasificante. Se describen los principales contaminantes del gas de síntesis haciendo énfasis en los alquitranes cuya presencia condiciona gravemente la implantación de la tecnología y se describen los métodos de limpieza más habituales. Por último, se abordan las principales aplicaciones del gas de síntesis y se hace referencia a los principales procesos de transformación y mejora.

1. Gas de síntesis: definición y aplicaciones

El gas de síntesis es un gas combustible que se obtiene mediante la gasificación de materiales carbonosos y que está compuesto principalmente por H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , hidrocarburos ligeros y nitrógeno si se gasifica con aire. La composición del gas depende del tipo de reactor (lecho móvil en co-corriente o contracorriente, lecho fluidizado burbujeante o circulante, lecho arrastrado), de las condiciones de operación (presión y temperatura) y fundamentalmente de la naturaleza del agente gasificante (aire, oxígeno, vapor, hidrógeno o alguna de sus mezclas).

A partir del gas de síntesis se puede producir energía eléctrica y/o térmica o utilizarlo como materia prima para síntesis química (biocombustibles, bioproductos). Para la conversión de energía química en calor o electricidad se pueden utilizar motores, calderas, turbinas de gas o pilas de combustible. Con respecto a la síntesis química, existe un amplio abanico de posibilidades que van desde la obtención de combustibles como gasolina, diésel o jet fuel a materias primas para la industria química o farmacéutica. En la Figura 7.1 se muestra un esquema de los posibles usos del gas de síntesis.

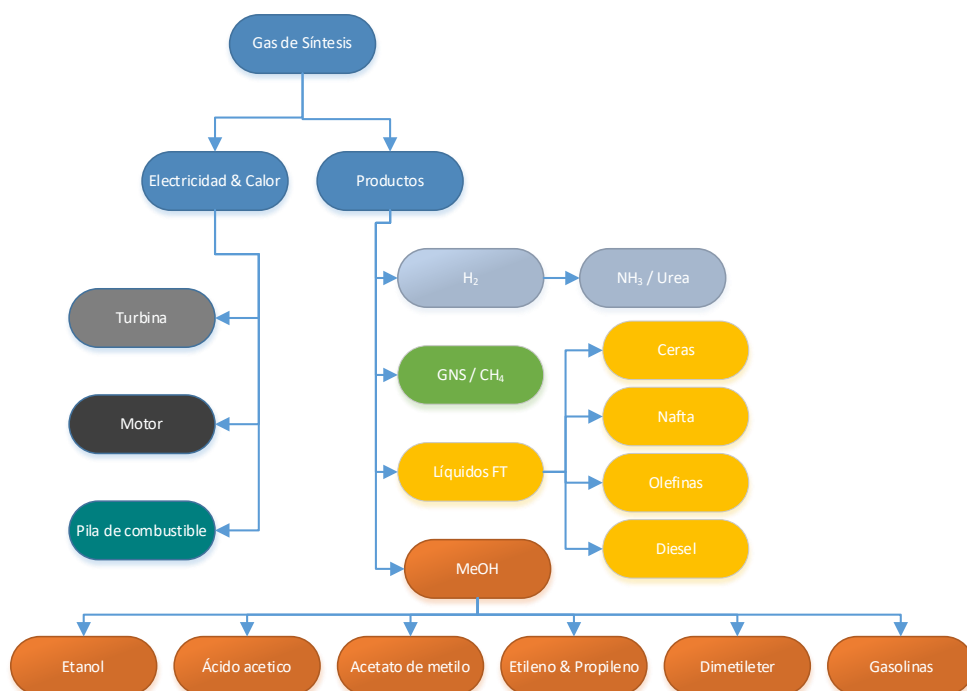


Figura 7.1. Aplicaciones del gas de síntesis.

2. Estudio de las tecnologías de producción: procesos y variables que influyen en los mismos

2.1. Pirólisis

La pirólisis es la degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno a temperaturas intermedias que suelen oscilar entre 400 y 550 °C. Es un proceso de rotura térmica de los componentes de la biomasa (celulosa, hemicelulosa y lignina) en el que se obtienen tres productos: bioaceites, carbón vegetal o biochar y gas. El gas de pirólisis es de bajo poder calorífico y se suele emplear en el propio proceso para el aporte de calor.

Cuando el calentamiento se produce lentamente, la pirólisis se realiza en cuatro etapas sucesivas (secado, deshidratación, pirólisis y carbonización). En la etapa de secado se evapora la humedad contenida en la biomasa. Es un proceso endotérmico debido al elevado calor de vaporización del agua que tiene lugar a temperaturas próximas a 100 °C. En la etapa de deshidratación tiene lugar la deshidratación de los polisacáridos estructurales (celulosa y hemicelulosa). Se produce a temperaturas entre 150 – 300 °C dando lugar a la formación de estructuras poliméricas y oligoméricas deshidratadas a la vez que se forman gases permanentes (monóxido y dióxido de carbono y agua). Posteriormente, entre 200 – 600 °C tiene lugar la etapa de pirólisis que es la descomposición térmica de los polímeros que forman la biomasa lignocelulósica y que produce biomasa carbonizada, vapores condensables (incluyendo agua y compuestos orgánicos volátiles) y gases permanentes. Por último, en la etapa de carbonización tienen lugar reacciones de aromatización y condensación que forman estructuras semigráficas características de los materiales carbonizados. Esta etapa se produce a temperaturas superiores a 800 – 1000 °C.

Como se ha comentado, con la pirólisis se obtienen tres productos: gases, líquidos y sólidos. Para favorecer la producción de un tipo de producto se modifican las variables de operación. Las principales variables de operación que determinan la distribución de productos son: temperatura, tiempo de residencia y velocidad de calentamiento. De este modo, si se quiere maximizar la producción de gases es necesario aplicar temperaturas elevadas, velocidades de calentamiento rápidas y cortos tiempos de residencia.

2.2. Gasificación

La gasificación es un proceso termoquímico que tiene como fin la transformación del sustrato sólido en un gas combustible. La ventaja de obtener un combustible gaseoso radica en su facilidad para el transporte, distribución por tuberías y su alimentación más precisa a los sistemas energéticos obteniendo así mejores eficiencias y menos emisiones contaminantes (partículas, COVs, etc.).

El proceso tiene lugar a elevadas temperaturas (normalmente superiores a 850 °C) y en presencia de agentes gasificantes que son gases reactivos que proporcionan al medio de reacción condiciones levemente oxidantes. Por tanto, el proceso es una combustión parcial del combustible y es globalmente endotérmico. Dependiendo de cómo se obtenga la energía necesaria para llevar a cabo la gasificación, los procesos se clasifican en: autotérmicos (cuando parte del combustible se quema para generar el calor necesario para llevar a cabo el proceso) o alotérmicos cuando el calor necesario es aportado por una fuente externa, por ejemplo, resistencias eléctricas (en reactores pequeños) o combustión de metano u otro combustible en plantas industriales.

La composición y poder calorífico del gas obtenido, depende en gran medida del tipo de proceso y del agente gasificante utilizado. Cuando se utiliza aire para la gasificación, el gas, llamado gas pobre, estará diluido en nitrógeno por lo que tendrá un poder calorífico bajo, entre 4 y 6 MJ/Nm³) muy inferior al de otros combustibles como biogás (15 – 25 MJ/Nm³) o gas natural (40 – 45 MJ/Nm³). En cambio, sí se utilizan otros agentes gasificantes como vapor de agua, mezclas vapor/oxígeno o dióxido de carbono, el gas producido se denomina gas de síntesis y tiene un poder calorífico entre 12 y 20 MJ/Nm³. El gas pobre, de bajo poder calorífico, se emplea principalmente en aplicaciones energéticas (hornos, calderas y motores) para la producción de calor y electricidad mientras que el gas de síntesis

se utiliza en aplicaciones energéticas de alta eficiencia (turbinas de gas, motores y pilas de combustible) o para procesos de síntesis química como la producción de metanol y carburantes sintéticos (vía Fischer-Tropsch). En la Tabla 7.1 se muestra la composición típica del gas de gasificación en función del agente gasificante empleado. La gasificación con vapor de agua es muy endotérmica debido al elevado calor de vaporización del agua por lo que el proceso tiene lugar a temperaturas inferiores y suele llevar asociado un contenido mayor de alquitranes, aunque se obtiene un gas enriquecido en hidrógeno con un poder calorífico mayor.

Tabla 7.1. Composición del gas de gasificación en función del agente gasificante.

Composición del gas de salida (vol%, base seca)		
	Gasificación con AIRE	Gasificación con VAPOR AGUA
H ₂	9-12	40-60
CO	10-15	15
CO ₂	12-18	15
CH ₄	4	6
C ₂	2	2
N ₂	50	----
Poder calorífico	4 – 6 MJ/Nm ³	8.5 – 12 MJ/Nm ³
	Gas de bajo poder calorífico	Gas de medio poder calorífico
Alquitranes	Bajo (<2 g tar/Nm ³)	Alto (10-50 g tar/Nm ³)

2.2.1. Etapas del proceso de gasificación

La gasificación no es un proceso homogéneo. Se desarrolla en una serie de etapas que pueden ser simultáneas o no dependiendo del gasificador. Las cuatro etapas más características son: la etapa de secado que se produce entre 70 – 150 °C, la etapa pirolítica que se da entre 250 y 600 °C, la etapa de combustión que tiene lugar a temperaturas superiores a los 400 °C y la etapa de gasificación o reducción que se desarrolla a temperaturas por encima de los 800 °C. En los reactores de lecho fijo, estas etapas tienen lugar de forma secuencial en una zona concreta del reactor mientras que en los reactores de lecho fluidizado, las etapas descritas tienen lugar de forma simultánea.

En la etapa de secado, la humedad del combustible se evapora (100 °C) y el vapor es calentado hasta la temperatura del proceso. El agua liberada actúa como agente gasificante en las etapas de reformado y gasificación. La evaporación del agua es un proceso endotérmico que requiere un gran aporte de energía. Ésta, se obtiene en la combustión de parte del combustible.

En la etapa pirolítica, que tiene lugar entre 250 y 600 °C, se produce la descomposición térmica de los componentes poliméricos de la biomasa lignocelulósica (celulosa, hemicelulosa y lignina). Se obtiene así, un sólido carbonizado más conocido como char, a la vez que se libera al medio una mezcla de gases compuesto mayoritariamente por dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrógeno, metano, etano y etileno y otros compuestos orgánicos de mayor peso molecular.

La etapa de combustión se desarrolla a temperaturas superiores a 400 °C debido a que la capacidad oxidativa del oxígeno presente en la atmósfera de reacción no comienza a ser significativa hasta esas temperaturas. La combustión es un proceso exotérmico que está condicionado por la relación aire (oxígeno)/combustible. Cuanto mayor es esta relación mayor es la temperatura del proceso, pero

menor el poder calorífico del gas producido debido al mayor grado de oxidación de los gases resultantes. En los procesos de gasificación de biomasa, el aporte óptimo de oxígeno se obtiene con una relación equivalente de 0,25 – 0,3.

La etapa de gasificación es endotérmica y tiene como resultado la formación de gases combustibles (principalmente hidrogeno y monóxido de carbono). Tiene lugar a temperaturas superiores a los 800 °C y en ella los agentes gasificantes (principalmente vapor de agua y dióxido de carbono) oxidan parcialmente el sustrato. Durante esta etapa, también tienen lugar otras reacciones químicas (metanación, desplazamiento por vapor de agua (WGS), hidrogenación) que condicionan la composición final del gas producto.

2.2.2. Reacciones químicas

Durante la gasificación se produce, en primer lugar, el secado de la biomasa formándose vapor de agua que se añade al agente gasificante y actúa como reactivo y biomasa seca que se degradará térmicamente formando char, gases y vapores durante la etapa pirolítica. Los productos formados, siguen reaccionando para dar la composición final el gas de gasificación. En la Tabla 7.2 se recogen las principales reacciones que tienen lugar en la gasificación.

Tabla 7.2. Principales reacciones químicas del proceso de gasificación.

Tipo	Reacción	ΔH° (KJ/mol)
Combustión	$C + O_2 \leftrightarrow CO_2$	-394
	$C + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO$	-111
	$2H + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow H_2O$	-286
	$CH_4 + 2O_2 \leftrightarrow CO_2 + 2H_2O$	-803
	$CH_4 + O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2$	+36
	$CO + \frac{1}{2} O_2 \leftrightarrow CO_2$	+282
Gasificación y reformado	$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$	+131
	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$	+172
	$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$	+206
	$C_2H_4 + 2H_2O \leftrightarrow 2CO + 4H_2$	+211
	$CH_4 + CO_2 \leftrightarrow 2CO + 2H_2$	+247
WGS	$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	+41,2
Metanación	$2CO + 2H_2 \leftrightarrow CH_2 + CO_2$	-247
	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	-206
	$2CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O$	-165
Hidrogasificación del carbón	$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$	-74,8

2.2.3. Variables del proceso

Las principales variables del proceso de gasificación son: el combustible, la atmósfera de reacción (agente gasificante), el tipo de reactor y las condiciones de operación como la temperatura, la presión y el empleo de catalizadores.

a) Combustible

Sin lugar a dudas, un parámetro fundamental es el combustible. La composición y características del mismo determinarán en gran medida la cantidad de energía que se puede obtener, así como la formación de contaminantes en el gas. Los principales parámetros que se utilizan para caracterizar el combustible son: poder calorífico, análisis elemental y análisis inmediato. Otros parámetros que pueden ser de interés son la composición de las cenizas o algunas propiedades físicas como la densidad, tamaño de partícula, etc. En la actualidad existen métodos estándar para determinar estas propiedades desarrollados por comités de normalización. En la Tabla 7.3 se recogen los más importantes.

Tabla 7.3. Métodos normalizados para la caracterización de biomásas.

Determinación	Título	Norma
Poder calorífico	Biocombustibles sólidos. Determinación del poder calorífico. (ISO 18125:2017).	UNE-EN ISO 18125:2018
Análisis elemental	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido total de carbono, hidrógeno y nitrógeno. (ISO 16948:2015).	UNE-EN ISO 16948:2015
	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido total de azufre y cloro. (ISO 16994:2016).	UNE-EN ISO 16994:2017
Análisis inmediato	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido de humedad. Método de secado en estufa. Parte 1: Humedad total. Método de referencia. (ISO 18134-1:2015).	UNE-EN ISO 18134-1:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido de ceniza. (ISO 18122:2015).	UNE-EN ISO 18122:2016
	Biocombustibles sólidos. Determinación del contenido en materia volátil. (ISO 18123:2015).	UNE-EN ISO 18123:2016
Elementos	Biocombustibles sólidos. Determinación de elementos mayoritarios. Al, Ca, Fe, Mg, P, K, Si, Na y Ti. (ISO 16967:2015)	UNE-EN ISO 16967:2015
	Biocombustibles sólidos. Determinación de elementos minoritarios. (ISO 16968:2015).	UNE-EN ISO 16968:2015
Fusibilidad de cenizas	Biocombustibles sólidos. Determinación del comportamiento de la fusión de las cenizas.	UNE-EN ISO 21404:2021

El poder calorífico es el parámetro que va a determinar el potencial energético del proceso de gasificación y está relacionado con la composición elemental. El poder calorífico se puede determinar experimentalmente o calcularlo a partir de la composición elemental mediante diferentes fórmulas teóricas. Una de las más utilizadas es la fórmula de Dulong [Hosokai, S., et al. (2016)]:

$$\text{LHV [kJ/g]} = 33,8 \text{ C} + 122,3 (\text{H} - \text{O}/8) + 9,4 \text{ S}$$

Uno de los principales condicionantes del combustible es su contenido de humedad. Un combustible con una humedad elevada supone un mayor consumo energético para la etapa de secado que será compensado con un aumento de las reacciones de combustión produciendo un gas con menor poder calorífico al contener menos compuestos combustibles. Sin embargo, un cierto contenido de humedad es necesario para asegurar las reacciones de reformado, WGS, gasificación húmeda y producción de hidrógeno. El contenido de cenizas del combustible también es un parámetro importante ya que no

aportan energía y dependiendo de su composición afectará a la composición del gas, el rendimiento del proceso y al mantenimiento de las instalaciones.

b) Agente gasificante

Los principales agentes gasificante son: aire, aire enriquecido, dióxido de carbono y vapor de agua. Estos influirán en la composición final del gas debido a su impacto en las diferentes reacciones del proceso. En la Tabla 7.4 se recogen las características del gas de síntesis obtenido con cada agente gasificante.

Tabla 7.4. Agentes gasificantes

Agente gasificante	Aire	Oxígeno (aire enriquecido)	Vapor de agua	CO ₂	H ₂
Poder calorífico (MJ/Nm ³)	4 – 6	10 – 20	10 – 20	10 – 20	> 30
Contenido de nitrógeno	Alto	Bajo/nulo	Bajo/nulo	Bajo/nulo	Nulo
Contenido de hidrógeno	Bajo	Alto	Alto	Medio	Alto
Coste	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto
Aplicación	Energética	Energética	Síntesis	Síntesis	GNS

c) Tipo de reactor

El diseño del reactor condiciona por una parte el tipo de combustible que se puede alimentar (granulometría, humedad, propiedades mecánicas), así como las características del gas de síntesis producido (composición, poder calorífico, concentración de elementos contaminantes como alquitranes, partículas).

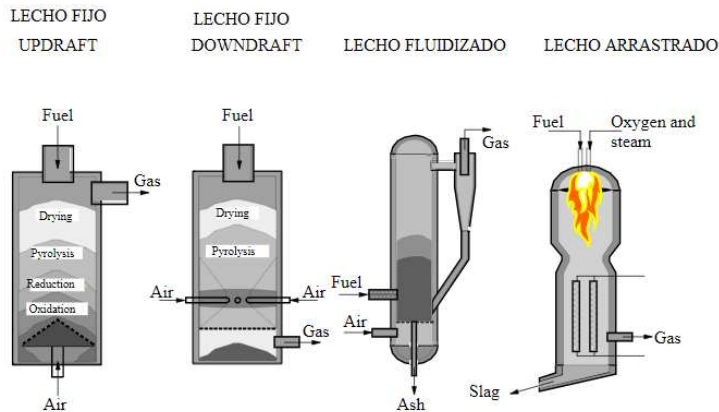


Figura 7.2. Tipos de gasificadores. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gasifier_types.svg]

Así mismo, el tipo de gasificador impacta en los costes de inversión, operación y mantenimiento. Los tipos de gasificadores se clasifican en función del tipo de lecho en: lecho fijo, lecho fluidizado y lecho arrastrado (Figura 7.2). Los reactores de lecho fijo se subdividen en función de la dirección del flujo en: downdraft o co-corriente cuando el agente gasificante y el combustible viajan en paralelo, y updraft

o contracorriente cuando viajan en dirección contraria. Los gasificadores de lecho fluidizado pueden ser burbujeantes o circulantes en función de la velocidad del agente gasificante. En la Tabla 7.5 se recogen las principales características de cada uno.

Tabla 7.5. Características de los gasificadores (Adaptado de Knoef, 2005)

	T Reacción (°C)	T gas (°C)	Alquitranes	Partículas	Escala (MWt)	Operación	Combustible	Flexibilidad	Coste
Down-draft	700 – 1200	800	Bajo	Moderado	< 5	Fácil	Muy crítico	Muy limitado	Barato
Updraft	700 – 900	200	Muy alto	Moderado	< 20 MWt	Fácil	Muy Crítico	Muy limitado	Barato
LFB	< 900	850	Medio	Alto	10 < MWt < 100	Medio	Menos crítico	Bueno	Moderado Bajo
LFC	< 900	850	Medio	Muy alto	> 20 MWt	Medio alto	Menos crítico	Bueno	Moderado alto
Lecho arrastrado	1500	1000	Nulo	Muy alto	> 100 MWt	Muy complejo	Muy fino	Muy limitado	Muy alto
Horno rotatorio	800	800	Alto	Alto	Variable	Medio	Variable	Limitado	Moderado Alto mantenimiento

- Reactores de Lecho Fijo.

Se emplean a pequeña y mediana escala ya que son fáciles de construir y operar. El combustible se alimenta por la parte superior mientras que el agente gasificante (mezcla de aire/vapor de agua) se puede alimentar a diferentes alturas dando lugar a los dos tipos de gasificadores de lecho fijo.

i) Contracorriente o updraft: el agente gasificante se alimenta por la parte inferior y asciende por el lecho hasta alcanzar la salida situada en la parte superior del reactor. De esta forma, se obtiene un gas con un alto poder calorífico, pero con muchos alquitranes que solo puede ser empleado en aplicaciones térmicas.

ii) Corrientes paralelas o downdraft: el agente gasificante se alimenta por la zona central del reactor y los gases producidos salen por la parte inferior. De esta forma se obtiene un gas con un contenido de alquitranes muy bajo, pero con mayor contenido de cenizas y partículas.

- Reactores de Lecho fluidizado.

Para favorecer la transferencia de calor dentro del reactor, los gasificadores de lecho fluidizado se rellenan con un sólido (arena) que se mantiene en estado fluido gracias al empuje del agente gasificante. De este modo se consigue mayor estabilidad, homogeneidad térmica y capacidad de procesamiento. La diferencia entre los lechos fluidizados burbujeantes y circulantes radica en la velocidad del agente gasificante. En los primeros, se mantiene un poco por encima de la velocidad mínima de fluidización para conseguir que el lecho permanezca en suspensión sin ser arrastrado mientras que en los reactores de lecho fluidizado circulante la velocidad del agente gasificante es muy superior a la mínima de fluidización con el objetivo de que el material del lecho junto con los sólidos producidos sean arrastrados hasta un separador (ciclón) y devueltos al reactor consiguiendo una mayor conversión.

- Reactores de lecho arrastrado

Estos reactores se diseñaron para la gasificación de carbón a gran escala. En ellos, el combustible, pulverizado y en suspensión acuosa, y el agente gasificante se alimentan por la parte superior del reactor. Se operan a temperaturas y presiones elevadas y se consigue un gas con bajo contenido en alquitranes y un alto poder calorífico.

d) Temperatura

La temperatura condiciona la cinética y la termodinámica de las reacciones que tienen lugar durante la gasificación. Las temperaturas elevadas aumentan la velocidad de las reacciones de gasificación y reformado permitiendo una mayor capacidad de procesamiento. El aumento de la temperatura también desplaza el equilibrio hacia los productos aumentando la cantidad de gases y disminuyendo las partículas y alquitranes. En reactores sin aporte de calor externo, la temperatura se ajusta controlando la relación aire/combustible. La relación óptima y por tanto la temperatura de gasificación dependerá del tamaño de partícula del combustible, del tiempo de residencia y del coeficiente de transferencia térmica del sistema.

e) Presión

Cuando la aplicación final del gas es su uso en motores de combustión interna, calderas... que no requieren altas presiones, los gasificadores se operan a presión atmosférica dado que la tecnología es más sencilla y económica. Sin embargo, si la aplicación del gas es para síntesis química o producción de hidrógeno, se pueden operar a presiones elevadas (10 – 20 bar) para reducir los costes asociados a la presurización de los productos. El aumento de la presión reduce la formación de CO e H₂ debido a que las reacciones de gasificación desplazan su equilibrio hacia la formación de reactivos.

f) Catalizadores

Los catalizadores se utilizan principalmente para reducir la formación de alquitranes e incrementar el rendimiento del proceso. El reformado catalítico permite la oxidación parcial de los compuestos orgánicos con vapor de agua o CO₂ para producir CO e H₂.

3. Contaminantes del gas de síntesis y metodologías de limpieza.

Los componentes principales del gas de gasificación son el CO, H₂, CO₂, CH₄, N₂. Sin embargo, van a estar acompañados de una serie de contaminantes (partículas, alquitranes, compuestos de azufre, halógenos, metales, etc.) que estarán presentes en un amplio intervalo de concentraciones. Los contaminantes del gas de síntesis son:

- Partículas: inquemados, material inerte del lecho, aerosoles, etc.
- Alquitranes: compuestos orgánicos de pesos moleculares diversos.
- Compuestos de azufre como ácido sulfhídrico o sulfuro de carbonilo entre otros.
- Compuestos de nitrógeno como amoníaco o ácido cianhídrico.
- Haluros como el ácido clorhídrico.
- Metales en fase vapor ya sean alcalinos o metales pesados, etc...

Estos compuestos deben ser eliminados para evitar daños en los equipos del proceso, para reducir la contaminación ambiental y para la posterior aplicación del gas. El grado de eliminación necesaria

dependerá de la legislación ambiental y de la aplicación final. En Tabla 7.6 se recogen los requisitos del gas en función de la aplicación final del mismo.

Tabla 7.6. Requisitos del gas de gasificación en función de la aplicación. (Sánchez Hervás, 2015).

Producto	Gas combustible		Combustible sintético	Metanol	Hidrógeno
Uso	Caldera	Turbina	Gasolina, diésel FT	Química, DME	Química, energía
H ₂ /CO	indiferente	Indiferente	0,6	2	alto
CO ₂	No crítico	No crítico	bajo	bajo	bajo
Hidrocarburos	alto	Alto	bajo	bajo	bajo
Contaminantes		Bajo metales y partículas	< 1ppmv S Bajo partículas	< 1ppmv S Bajo partículas	< 1ppmv S Bajo partículas
Poder calorífico	alto	Alto	indiferente	indiferente	indiferente
Presión (bar)	baja	alta	20-30	50 (liq) 140 (vapor)	20
Temperatura (°C)	250	500-600	200-400	100-200	100-200

3.1. Análisis del gas de síntesis.

Para poder eliminar los contaminantes adecuadamente, en primer lugar, hay que caracterizar el gas. La gran diversidad de contaminantes que se pueden encontrar, así como sus diferentes concentraciones hace imposible la caracterización completa del gas con una única técnica de análisis. Por tanto, a la hora de decidir el método de caracterización que se va a emplear es muy importante tener claro que es lo que se quiere medir y cuál es la finalidad de esa medida. Los sistemas y equipos de análisis se pueden clasificar de dos formas:

- Según la necesidad de muestreo se dividen en on-line u off-line.
- Según el tiempo de análisis se dividen en continuo o en discontinuo.

Los sistemas on-line son sistemas de análisis que se instalan en la propia planta. No requieren de una etapa previa de muestreo, aunque normalmente sí que necesitan una etapa de acondicionamiento de la muestra como por ejemplo un sistema de filtración de partículas o un sistema de dilución. Los sistemas off-line sin embargo, son sistemas de análisis que requieren de una toma de muestra en la instalación y su posterior análisis en el laboratorio previo acondicionamiento de la misma. Por ejemplo, se pueden utilizar bolsas para muestrear gases que serán analizados posteriormente en un cromatógrafo de gases o preparar un tren de muestreo (conjunto de borboteadores con una determinada disolución o disolvente) para captar preferentemente algún contaminante del gas que será analizado posteriormente con la técnica analítica más adecuada.

Los sistemas de análisis en continuo son sistemas que monitorizan la señal analítica continuamente o cada pocos segundos. Estos sistemas se suelen instalar en las plantas de proceso por lo que son sistemas on-line mientras que los sistemas de análisis en discontinuo son sistemas de análisis que monitorizan la señal cada varios minutos (incluso horas). Ambos sistemas pueden formar parte de las plantas de valorización (sistemas on-line) o estar en los laboratorios (off-line). Como sistemas en continuo destacan los analizadores de espectrometría infrarroja por transformada de fourier (FTIR)

y los sensores de infrarrojos no dispersivos (NDIR) mientras que los sistemas en discontinuo más utilizados son los cromatógrafos de gases.

En la Tabla 7.7 se recogen algunas de las técnicas de análisis más utilizadas.

Tabla 7.7. Sistemas de análisis para diferentes componentes del gas de gasificación.

	Análisis en continuo	Análisis en discontinuo
Cenizas		Muestreo isocinético + filtro de partículas + gravimetría
Alquitranes	Punto de rocío PID FID	Muestreo isocinético, conjunto de borboteadores + GC + gravimetría
Gases permanentes	FTIR (excepto H ₂) TCD (H ₂) Sensores electroquímicos IR NDIR Paramagnético (O ₂) Cromatografía de gases	Muestreo + GC
Compuestos de S	FTIR (SO ₂) Laser (H ₂ S)	Muestreo + GC-SCD, GC-FPD
Compuestos halogenados	FTIR (HCl, HF)	Muestreo + cromatografía iónica
Compuestos nitrogenados	FTIR (NO, NO ₂ , N ₂ O, NH ₃ , HCN)	Muestreo + cromatografía iónica

Para medir la mayoría de los contaminantes del gas de gasificación existen normas de referencia que se pueden utilizar ya sean específicas para procesos de gasificación o de otros procesos parecidos. En el caso concreto de los alquitranes está la especificación técnica CEN/TS 15439 que describe como se tiene que realizar el muestreo y posterior análisis de los alquitranes. El comité europeo de normalización desarrollo esta guía para el muestreo y análisis de alquitranes y partículas en gases producidos en gasificación basado en el muestreo con borboteadores. Esta guía está indicada para el análisis tanto de alquitranes como de partículas en gases producto de gasificación de biomasa con distintos tipos de gasificadores en varias condiciones de operación:

- Temperatura gasificación: hasta 900 °C
- Presión: 0,6 – 60 bar
- Concentración alquitrán: 1mg – 300g /m³.

El sistema de muestreo consta de cuatro módulos. El primero consiste en un conjunto de válvulas y tuberías que permiten el acondicionamiento del gas para su muestreo, este módulo será más o menos complicado según el gasificador; el segundo consiste en una caja en la que se coloca un filtro de partículas, este filtro se mantiene a una temperatura elevada para evitar en él la condensación de los alquitranes más ligeros; el tercer módulo consiste en un conjunto de borboteadores en el que se retendrán los alquitranes; mientras que el último módulo consiste en la bomba de aspiración y medidores de caudal, presión, etc. El tercer módulo consiste en una serie de cinco borboteadores con isopropanol y un borboteador vacío sumergidos en un baño a temperatura controlada, los tres primeros a 40 °C y los tres últimos a -20 °C. El segundo, cuarto y quinto borboteador constarán de placa porosa ya que su uso facilita la difusión del gas en el líquido, sin embargo, debido a la caída de presión

que se produce en el sistema, habrá que elegir cuidadosamente el tipo de frita utilizado. Para el muestreo se hacen pasar 100 L de gas en aproximadamente una hora de muestreo de modo que cuando el gas pasa por el primer borboteador condensa en él el agua y parte de los alquitranes mientras que el resto son absorbidos y condensados en los siguientes borboteadores. Posteriormente el análisis se realiza por cromatografía de gases y por gravimetría. En la Tabla 7.8 se recoge una comparativa entre los distintos métodos muestreo.

Tabla 7.8. Características de los sistemas de muestreo de alquitranes.

Muestreo con borboteadores		Muestreo con cartuchos SPA	
Ventajas	Inconvenientes	Ventajas	Inconvenientes
Precio	Tiempo de muestreo	Tiempo de muestreo	Precio
Determinación alquitranes gravimétricos y cromatográficos	Consumo disolventes	Consumo disolventes	Determinación sólo alquitranes intermedios
	Incertidumbre	Incertidumbre	

Este sistema de muestreo pese a requerir un equipamiento barato y sencillo implica un elevado consumo de disolventes y largos periodos de tiempo de muestreo lo que encarece el proceso. Por otro lado, debido a la gran influencia que tiene la estabilidad del caudal sobre el muestreo, la incertidumbre asociada a este sistema es muy elevada. Los cartuchos de extracción en fase sólida, son una alternativa más sencilla para el muestreo de alquitranes que los trenes de borboteadores. Los primeros en utilizar este sistema para el muestreo de alquitranes fueron Brage y colaboradores en 1997 [Brage, C., et al. (1997)] que emplearon cartuchos de fase amina para muestrear 100 mL de gas en aproximadamente 1 minuto. La elución de los analitos retenidos en el cartucho se realiza con disolventes orgánicos obteniendo dos fracciones.

Este tipo de muestreo está indicado para determinar los componentes del alquitrán comprendidos entre el benceno y el coroneno (78 – 300) procedentes de la gasificación de biomasa entre 700 y 1000 °C. Sin embargo, con los cartuchos tipo amino, la determinación de algunos compuestos volátiles como el benceno y el tolueno puede ser complicada debido al bajo volumen de ruptura del adsorbente por lo que otros autores han utilizado otro tipo de cartuchos como XAD-2 o Tenax TA además de plantear la posibilidad de utilizar la desorción térmica para mejorar la determinación de los compuestos volátiles y evitar la dilución de las muestras.

3.2. Sistemas de limpieza

Cada tipo de contaminante tiene unas propiedades y efectos diferentes por lo que tendrás que ser eliminados de una forma distinta. En la Tabla 7.9 se muestran algunos de los problemas que causan los principales contaminantes del gas de gasificación.

Tabla 7.9. Problemas causados por los contaminantes (Sánchez Hervás, 2015)

Contaminante	Ejemplo	Problemas
Partículas	Cenizas, char	Erosión
Haluros	Cl, Br, F	Corrosión, envenenamiento catalizadores
Metales alcalinos	Na, K	Legislación
Otros metales traza	Hg, etc.	
Compuestos N	NH ₃ , HCN	Emisiones
Compuestos S	H ₂ S	Emisión, corrosión, envenenamiento
Alquitranes	Ligeros, pesados	Taponamiento, atascos

El grado de limpieza del gas dependerá principalmente del uso final del mismo. En la Tabla 7.10 se muestran algunos ejemplos de tolerancia a contaminantes según la aplicación del gas de gasificación. Las aplicaciones químicas, al ser procesos catalíticos son los que tiene requerimientos de limpieza más restrictivos.

Tabla 7.10. Tolerancia a contaminantes de algunas aplicaciones del gas de gasificación. Adaptado de Abdoulmoumine, N., et al. (2015) y Molino, A., et al. (2018).

	Síntesis de metanol	Síntesis Fischer-Tropsch	Turbina
Partículas (mg/m ³)	< 0,02	0	bajo
Alquitranes (mg/Nm ³)	< 0,01	<0,01	alto
Contaminantes Alcalinos (ppmv)	-	0,01	<0,02
Contaminantes Nitrogenados (ppmv)	0,1 mg/Nm ³	0,02	<50
Azufre (ppmv)	< 1 ppmv	< 1 ppmv	bajo
Relación H ₂ /CO	2	0,6	indiferente
CO ₂	bajo	bajo	No crítico
PCI	Indiferente	Indiferente	Alto
Temperatura (°C)	100 – 200	200 – 400	500 – 600

Los procesos de limpieza del gas de gasificación se pueden clasificar en función de la temperatura a la que trabajan. Los procesos a baja temperatura son aquellos que operan a temperaturas inferiores a 300 °C pudiendo alcanzar temperatura ambiente o incluso criogénicas mientras que la limpieza a alta temperatura utiliza procesos que operan a temperaturas superiores a los 300 °C. Tradicionalmente los sistemas de limpieza que más se han utilizado son por vía húmeda. Estos implican el enfriamiento de los gases a temperatura ambiente o inferior. Sin embargo, la limpieza de los gases en caliente aumenta la eficacia global del proceso desde el punto de vista energético, puede reducir los costes y evita el tratamiento de efluentes. Esto es más relevante con las aplicaciones de síntesis ya que los procesos a alta temperatura permiten una mejor integración con los sistemas catalíticos, un mejor balance energético y, en consecuencia, una mejor economía del proceso.

3.2.1. Eliminación de partículas

El primer contaminante por eliminar de la corriente gaseosa son las partículas. Su eliminación se puede llevar a cabo con ciclones, filtros de mangas, filtros cerámicos, precipitadores electrostáticos, etc.

a) Ciclones

Los ciclones son cámaras de sedimentación en los que las partículas en lugar de separarse por la fuerza de la gravedad lo hacen por la fuerza centrífuga. Están compuestos básicamente por un cilindro vertical con fondo cónico, dotado de una entrada tangencial rectangular. La corriente gaseosa cargada con las partículas sólidas se introduce tangencialmente en el recipiente cilíndrico a velocidades de aproximadamente 30m/s, saliendo el gas limpio a través de una abertura central situada en la parte superior. Las partículas de polvo, debido a su inercia, tienden a moverse hacia la periferia del equipo alejándose de la entrada del gas y recogiéndose en un colector situado en la base cónica. Son sistemas muy eficaces para partículas de tamaño superior a 10 micras sin embargo para tamaños menores la eficiencia disminuye rápidamente. Para aumentar la eficiencia de eliminación de partículas pequeñas hay que disminuir el tamaño del ciclón lo que supone un aumento de la pérdida de carga. Con caudales elevados se utilizan multiciclones en paralelo. La ventaja de utilizar ciclones radica en que son equipos sencillos que no poseen partes móviles y que apenas requieren mantenimiento, pero no se pueden emplear para capturar partículas menores de 5 micras y sufren abrasión.

b) Filtros de mangas

Los filtros de mangas constan de una serie de bolsas porosas con forma de mangas, normalmente de fibra sintética o natural, colocadas en unos soportes para darles consistencia y encerrados en una carcasa. El gas sucio, entra al equipo por la parte inferior y se canaliza a través de las mangas saliendo por la parte superior libre de partículas. De esta forma, con el tiempo se forma una costra o torta filtrante, que incrementa la eficiencia de los filtros, pero disminuye la velocidad de flujo al aumentar la pérdida de carga del sistema. Para evitar que el caudal disminuya se procede a efectuar una limpieza periódica de las mangas que se puede realizar por sacudida, por aire inverso o por una combinación de ambas. Las ventajas de estos sistemas son: elevada eficacia para finos, montaje modular, amplio intervalo de caudales de gas y baja pérdida de carga. Sin embargo, tienen el inconveniente de requerir mucho espacio, se pueden ver atacados por los componentes del gas, humedad elevada y las temperaturas extremas. También sufren riesgos de explosiones e incendios.

c) Cámaras de sedimentación

Emplean la fuerza de la gravedad para remover las partículas sólidas. El flujo de gas ingresa a una cámara donde disminuye su velocidad. Las partículas más grandes caen del flujo de gas en una tolva. Debido a que las cámaras de sedimentación son efectivas sólo para la remoción de partículas más grandes, usualmente se usan junto con un dispositivo más eficiente de control.

d) Separadores inerciales y por aglomeración

Estos equipos funcionan imprimiendo un cambio brusco a la dirección de la corriente gaseosa, mediante deflectores o pantallas situadas en la corriente del gas, lo que permite la separación de las partículas al chocar contra el obstáculo que desvía los gases. Las partículas, debido a su mayor inercia, se aglomeran con las existentes sobre la pared.

e) Precipitadores electrostáticos

Los precipitadores electrostáticos capturan las partículas sólidas en un flujo de gas por medio de electricidad. El equipo carga de electricidad a las partículas para luego atraerlas a placas metálicas con cargas opuestas ubicadas en su interior. Las partículas se retiran de las placas mediante "golpes secos" y se recolectan en una tolva ubicada en la parte inferior. Presentan una elevada eficiencia de captación (cercana al 99 %) para todos los tamaños de partículas. Sin embargo, tienen una gran sensibilidad a variables eléctricas, como son el voltaje y la frecuencia de suministro.

f) Filtros de flujo cruzado

La filtración de flujo cruzado recibe su nombre porque la mayor parte del flujo de alimentación viaja tangencialmente a través de la superficie del filtro, en lugar de hacia el filtro. La principal ventaja de esto es que la torta de filtración (que puede cegar el filtro) se elimina sustancialmente durante el proceso de filtración, lo que aumenta el tiempo que una unidad de filtración puede estar operativa.

g) Filtros de lecho granular

El gas es forzado a pasar a través de un medio filtrante sólido como por ejemplo arena.

3.2.2. Eliminación de alquitranes

Uno de los grandes problemas de la gasificación son los alquitranes. Los alquitranes se definen como un conjunto de especies orgánicas que se originan en los procesos de descomposición térmica o de oxidación parcial (gasificación) de cualquier material orgánico, siendo por lo general compuestos aromáticos. Los alquitranes pueden condensar cuando la temperatura es inferior al punto de rocío o pueden repolimerizar y deshidratarse en fase gaseosa o pueden adsorberse con partículas finas produciendo hollín. Todos estos procesos producen ensuciamiento, corrosión y obstrucciones en tuberías, filtros y motores que suponen además de pérdidas de energía elevados costes de mantenimiento. Aunque los alquitranes producen muchos problemas operacionales, de la composición del alquitrán se puede obtener una información muy importante sobre el funcionamiento y el diseño del reactor. Esta información puede ser de gran interés cuando se está diseñando una planta o durante la puesta a punto de la misma. El tipo y concentración de los alquitranes puede variar según el proceso de gasificación. Los factores más relevantes son la naturaleza y composición del combustible gasificado, el tipo de gasificador empleado y las condiciones de operación del gasificador. La materia volátil es la precursora de los alquitranes a bajas temperaturas y es por ello que la gasificación de biomasa produce más alquitranes que la del carbón. En cuanto a la tecnología de gasificación, de forma general se puede decir que los gasificadores downdraft son los que menos alquitranes generan. En la Tabla 7.11 se recogen los valores típicos de alquitranes en función del tipo de gasificador.

Tabla 7.11. Concentración de alquitranes en función del tipo de gasificador.

Tipo de gasificador	Concentración de alquitranes (g/m ³)
Downdraft	0,5
Lecho fluidizado	10
Updraft	100

Aunque los alquitranes se pueden clasificar de diversas formas, una de las más empleadas es la de Kiel et al. (2004) que clasifica los alquitranes en 6 grupos en función del número de anillos y los heteroátomos que los componen:

- Grupo 1: no detectables por cromatografía de gases: se determinan por métodos gravimétricos.
- Grupo 2: heterociclos solubles en agua.
- Grupo 3: hidrocarburos ligeros que no dan problemas de condensación, pero si pueden dar problemas de desactivación de catalizadores y de emisiones
- Grupo 4: hidrocarburos poliaromáticos ligeros formados por 2 o 3 anillos. Condensan a elevadas concentraciones y temperaturas medias.
- Grupo 5: hidrocarburos poliaromáticos pesados formados por cuatro o más anillos. Condensan a altas temperaturas y bajas concentraciones.
- Grupo 6: detectables por cromatografía de gases, pero no identificados.

Esta clasificación permite determinar fácilmente las características de condensación del gas. El punto de rocío se define como la temperatura a la cual la presión parcial del alquitrán iguala a la presión de saturación y se produce por tanto la condensación. Los alquitranes que producen más problemas de condensación a temperatura ambiente son los de las clases 2, 4 y 5.

Uno de los métodos más empleados para la eliminación de alquitranes son las torres de lavado que permiten la eliminación conjunta de partículas, alquitranes y en el caso de utilizar como medio el agua, eliminan también contaminantes solubles como el amoníaco, el ácido cianhídrico y los haluros. Con el fin de mejorar la eficiencia para eliminar alquitranes, se utilizan disolventes orgánicos para el lavado y filtros de pre-capas, que son filtros de mangas a los que se les añade un material para formar la pre-capas filtrante. La eliminación de los alquitranes a alta temperatura se puede realizar dentro del propio gasificador mediante craqueo y reformado catalítico empleando como material del lecho dolomita, olivino o magnesita. Fuera del gasificador se pueden emplear reactores secundarios. En este caso se puede diferenciar entre craqueo térmico en el que se aumenta la temperatura hasta valores del orden de 1100 °C o craqueo catalítico en los que se utilizan catalizadores permitiendo que los procesos se den a temperaturas inferiores. El principal problema del craqueo térmico es el elevado gasto energético, la disminución del poder calorífico si se quema parte del gas para elevar la temperatura, el coste de los materiales y la formación de carbonilla.

La dificultad y el coste para eliminar los alquitranes son un verdadero cuello de botella para la implementación de la gasificación. La tecnología de limpieza más utilizada son las torres de lavado que provocan la generación de gran cantidad de efluentes contaminados. Los elevados costes de tratamiento del gas para eliminar los alquitranes han constituido la paralización prematura de muchos estudios en esta área de investigación.

3.2.3. Eliminación de compuestos inorgánicos

La eliminación de contaminantes inorgánicos se realiza principalmente con torres de lavado que utilizan agua como medio. Sin embargo, no son eficientes para la eliminación de compuestos de azufre

debido a su baja solubilidad en agua. Por ello, se utilizan torres de absorción físico-química. Los sistemas que utilizan absorción física utilizan disolventes orgánicos con altos puntos de ebullición y bajas presiones de vapor mientras que los de absorción química emplean aminas orgánicas. Los procesos operan a presiones bajas o intermedias. Como alternativas existen disolventes inorgánicos aptos para la absorción como carbonatos de sodio y potasio y disoluciones acuosas de amoníaco. La adsorción, la separación criogénica y la tecnología de membranas pueden emplearse como alternativas a la absorción en la separación de gases ácidos a bajas temperaturas.

Cuando se realiza la desulfuración a alta temperatura se utilizan sólidos para la adsorción. El sólido puede inyectarse en lecho del gasificador o utilizarse en reactores secundarios. En los reactores secundarios se utilizan materiales regenerable como óxidos metálicos de Fe, Zn etc.

4. Aplicaciones del gas de síntesis: transformación y upgrading.

La principal ventaja del gas de síntesis es su versatilidad, se puede utilizar para generación eléctrica y/o calor mediante el empleo de motores, calderas, turbinas o pilas de combustible o para síntesis química obteniendo una gran variedad de productos gasolina, diésel, jet fuel, metanol, hidrógeno, etc.

4.1. Generación de electricidad

a) Calderas de vapor

Las centrales termoeléctricas pueden generar electricidad utilizando vapor de agua o gas. En el primer caso, el proceso consiste en calentar agua en una caldera hasta evaporarla y elevar la presión del vapor. Este vapor es conducido hasta una turbina donde produce energía cinética a costa de perder presión. Su camino continúa al seguir hacia un condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar a una bomba que le subirá la presión para nuevamente poder introducirlo a la caldera. Este proceso se describe mediante el ciclo de Rankine que consta de 4 etapas reversibles: compresión isentrópica en una bomba, adición de calor a presión constante en una caldera, expansión isentrópica en una turbina y rechazo de calor a presión constante en un condensador.

b) Turbinas de gas

Las centrales termoeléctricas que operan con turbinas de gas utilizan el ciclo de Bryton (o Joule). Este ciclo consiste en dar presión al aire para luego calentarlo a base de quemar combustible. Posteriormente este gas a alta temperatura se hace pasar por una turbina donde se extrae su energía; una parte de esa energía se emplea para impulsar el compresor, y la energía restante se utiliza para girar un generador eléctrico. El ciclo básico de Brayton en condiciones ideales está compuesto por cuatro procesos: compresión isentrópica en un compresor, adición de calor al fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o una cámara de combustión, expansión isentrópica en una turbina, refrigeración del fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o en la atmósfera.

c) Pilas de combustible

Otra forma de obtener energía eléctrica es mediante una pila de combustible (Figura 7.3). Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma de forma directa la energía química en eléctrica. Las pilas de combustible están formadas por dos electrodos, (ánodo, donde se reduce el H₂

en dos protones H^+ y cátodo, donde reaccionan los protones H^+ y O_2), electrolito que es un material que permite el paso de iones, pero no deja pasar los electrones y las placas bipolares que separan las celdas. En el ánodo se alimenta el combustible (hidrógeno o metanol) y se produce la disociación del hidrógeno en protones (Reacción 1) que circulan a través del electrolito hasta el cátodo mientras que los electrones viajan por un circuito externo produciendo la corriente eléctrica. En el cátodo los protones, los electrones y el oxígeno reaccionan para formar el agua (Reacción 2), ya sea en forma de vapor o líquida en función de la temperatura de operación.

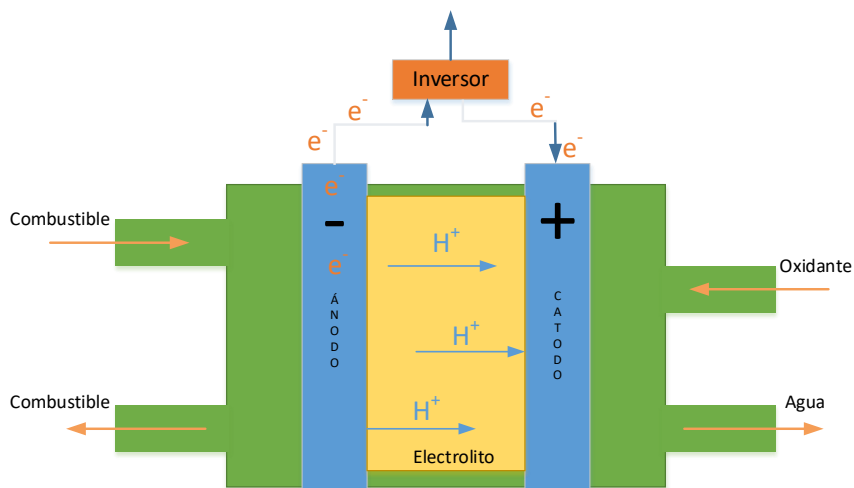
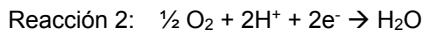
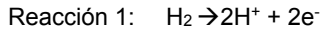


Figura 7.3. Esquema de una pila de combustible.

Las pilas de combustible se clasifican por el tipo de electrolito que utilizan (Tabla 7.12). Esto determina el tipo de reacciones químicas que tienen lugar en la celda, el tipo de catalizadores que requieren para que tenga lugar la reacción, el rango de temperaturas de operación de la celda y el combustible requerido. Estas características, a su vez, también afectan al tipo de aplicaciones para las que estas pilas son más adecuadas.

- PEMFC: Pilas de combustible poliméricas.
- AFC: Pilas de combustible alcalinas.
- PAFC: Pilas de combustible de ácido fosfórico.
- MCFC: Pilas de combustible de carbonatos fundidos.
- SOFC: Pilas de combustible de óxidos sólidos.
- DMFC: Pilas de combustible de metanol directo.

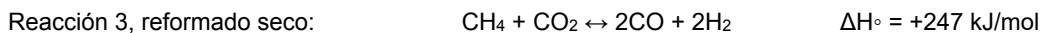
Tabla 7.12. Tipos de pilas de combustible. Adaptada de Pilas de Combustible-Centro Nacional del Hidrógeno

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC	DMFC
Electro-lito	Membrana de polímero sólido (ácidos sulfónicos perfluorados)	Solución alcalina (hidróxido potásico en agua)	Ácido fosfórico	Sal de carbonato fundido inmovilizada en una matriz porosa	Cerámico (óxido sólido) duro y no poroso	Membrana de polímero sólido
Catalizador	platino	Metales no preciosos	Platino sobre base de carbono	Electrodos sin platino	Electrodos sin platino	Platino
Temperatura (°C)	60 – 80	100 – 200	200 – 250	600 – 700	800 – 1000	50 – 120
Rango de potencia (KW)	5 – 250	5 – 150	50 – 11.000	100 – 2.000	100 – 250	5
Eficiencia eléctrica (%)	40 – 60	60 – 70	36 – 42	50 – 60	50 – 60	> 40
Ventajas	Ligeras, arranque rápido, baja corrosión y mantenimiento, alta densidad de potencia	Mayor eficiencia, reacción catódica rápida, barata	Pueden utilizar hidrocarburos o biogás como combustible. Tolera impurezas.	Tienen una alta eficiencia Reformado interno, cogeneración. Puede utilizar gas natural, biogás...	Reformado interno, cogeneración. Alta eficiencia. Admite varios combustibles y catalizadores	No necesita reformado de combustible, alta densidad de potencia
Inconvenientes	Caras, necesitan de H ₂ y O ₂ puros. No toleran impurezas	Necesitan de H ₂ y O ₂ . Se envenenan en presencia de CO y CO ₂	Coste del catalizador, arranque lento, baja densidad de potencia	Corrosión debido a la alta temperatura, arranque lento, baja densidad de potencia	Para hidrocarburos pesados reformado externo. Corrosión debido a la alta temperatura, arranque lento	Baja eficiencia
Aplicaciones	Transporte, portátiles, residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Dispositivos portátiles: ordenadores, cargadores de baterías.

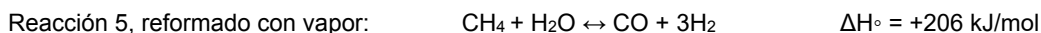
4.2. Ajuste de la composición del gas

Para poder alimentar una pila de combustible con gas de síntesis será necesario realizar una serie de actuaciones sobre el gas hasta obtener una corriente de hidrógeno pura. De igual modo ocurrirá para la obtención de otros productos como gasolinas o gas natural sintético. Estas actuaciones que dependerán del uso final del gas consistirán en una serie de reacciones químicas, normalmente catalíticas, que modifican la composición del gas de síntesis. Las principales reacciones que se utilizan son las de reformado que puede ser por vía húmeda o seca y la reacción WGS. Las reacciones de reformado tienen como fin, reducir el contenido de hidrocarburos ligeros (principalmente metano) por debajo de

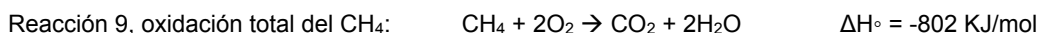
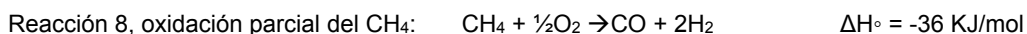
valores del 0,5 % - 1 % a la vez que se incrementa la concentración de hidrógeno. El reformado se puede hacer en seco (Reacción 3) o con vapor (Reacción 4):



El reformado con vapor es más habitual debido a que se obtiene un gas con mayor contenido en hidrógeno. Termodinámicamente, el reformado con vapor y el seco poseen valores similares, sin embargo, relación molar H_2/CO para el reformado con vapor es de 3 mientras que para el seco es de 1. En caso de necesitar ajustar la relación molar H_2/CO se puede utilizar una combinación de ambos tipos de reformado. El reformado con vapor es un proceso endotérmico consiste en dos reacciones en serie, en la primera (Reacción 5) se produce el reformado, mientras que la segunda (Reacción 6) reacciona el monóxido de carbono formado con el agua. Esta reacción se conoce como WGS (water-gas-shift).

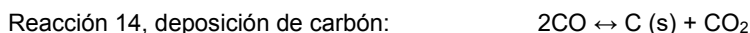
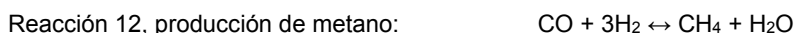
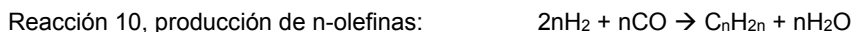


Otras reacciones que se pueden utilizar para ajustar la composición del gas son la reacción WGS vista anteriormente (Reacción 6), la oxidación parcial del CO (Reacción 7) y la oxidación parcial o total del metano (Reacción 8 y Reacción 9).



4.3. Fischer-Tropsch

Este proceso químico sirve para producir hidrocarburos líquidos (gasolina, keroseno, gasoil y lubricantes) a partir del gas de síntesis ($\text{H}_2 + \text{CO}$). Fue desarrollado en 1920 por los alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch. Es un proceso catalítico que emplea catalizadores de Co o Fe sobre sílice a temperaturas entre 200 y 350 °C y altas presiones (hasta 40 bar) para producir parafinas y olefinas lineales. Las reacciones que tienen lugar son:

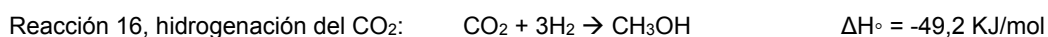
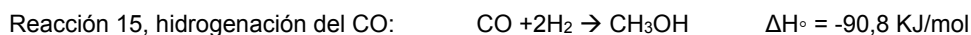


El producto final es una mezcla de hidrocarburos con diferentes pesos moleculares que van desde gases hasta ceras. La distribución de estos dependerá del reactor, condiciones de operación y el

catalizador utilizado. Cuando se trabaja a alta temperatura se obtienen mayoritariamente gasolinas formadas por olefinas mientras que si se trabaja a bajas temperaturas se obtienen gasóleos compuestos por parafinas. Los productos obtenidos requieren de etapas de hidrocraqueo o reformado catalítico para conseguir calidades comerciales.

4.4. Producción de metanol

El metanol puede utilizarse directamente como combustible, disolvente o anticongelante, o utilizarse como materia prima para la industria química para la obtención de gasolina, dimetiléter, ácido acético o formaldehído entre otros. Se puede producir mediante dos procesos de hidrogenación, a partir del CO o del CO₂.



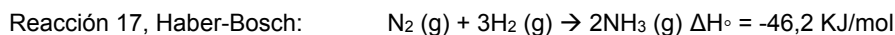
El equilibrio limita la producción de metanol por lo que se utilizan catalizadores basados en Cu/ZnO/Al₂O₃ con temperaturas que varían entre 200 – 300 °C y presiones de 50 – 100 bar. La conversión obtenida varía entre el 50 – 60 % por lo que habrá que purificar el metanol obtenido y recircular los reactivos.

4.5. Producción de gas natural sintético

El gas de síntesis se convierte en metano e hidrocarburos de cadena corta mediante un proceso catalítico que se realiza a temperaturas que varían entre 220 y 600 °C y presiones entre 1 y 3 bar con catalizadores de Ni/Ru sobre alúmina. La producción de gas natural sintético se realiza en dos etapas que a veces se integran. Un ajuste de la composición mediante la reacción WGS y la producción de metano mediante metanación a partir del monóxido o del dióxido de carbono.

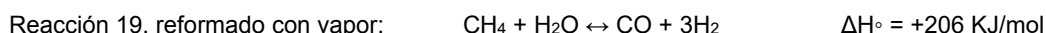
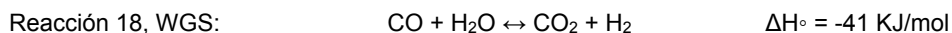
4.6. Producción de amoníaco y urea

El hidrógeno y nitrógeno contenidos en el gas de síntesis se pueden utilizar para producir amoníaco o urea que serán utilizados principalmente para la fabricación de fertilizantes. La producción de amoníaco se realiza mediante la reacción de Haber-Bosch (Reacción 17).



4.7. Producción de hidrógeno

El gas de síntesis lleva en su composición hidrógeno, sin embargo, para aumentar su contenido se utiliza la reacción de desplazamiento de agua WGS (Reacción 18) y el reformado del metano (Reacción 19).



Referencias

- Abdoulmoumine, N., et al. (2015). "A review on biomass gasification syngas cleanup." <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.095>.
- Brage, C., et al. (1997). "Use of amino phase adsorbent for biomass tar sampling and separation." *Fuel* 76(2): 137-142. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(96\)00199-8](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(96)00199-8).
- Central térmica de ciclo combinado. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>. Accessed Feb 2023.
- García Garrido, S. (2012). *Fundamentos técnicos de los ciclos combinados*. Editorial Díaz de Santos, S.A. ISBN: 9788499692173.
- Hofbauer H et al. (2007). Thermalnet Report on Gas Cleaning for Synthesis Applications Work Package 2E: "Gas treatment" Deliverable: 2E-3, https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/thermalnet_report_on_syngas_cleaning.pdf. Accessed Feb 2023.
- Hosokai, S., et al. (2016). Modification of Dulong's formula to estimate heating value of gas, liquid and solid fuels. *Fuel Processing Technology* 152: 399-405. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2016.06.040>.
- Kiel, J.H.A.; Van Paasen; S.V.B. y J.P.A. Neeft (2004). Primary measures to reduce tar formation in fluidised-bed biomass gasifiers ECN-C-04-014. <https://publications.ecn.nl/E/2004/ECN-C--04-014>. Accessed Feb 2023.
- Knoef, H.A.M. (2005). *Handbook of biomass gasification*, Publicado por BTG Biomass Technology Group BV, ISBN: 978-9081006811.
- Milne, T.A.; Evans R.J. y N. Abatzoglou (1998) Biomass Gasifier "Tars": Their nature, formation and conversion, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-570-25357. <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25357.pdf>. Accessed Feb 2023.
- Molino, A., et al. (2018). "Biofuels Production by Biomass Gasification: A Review." *Energies* 11(4): 811. <https://doi.org/10.3390/en11040811>.
- Rauch R et al. (2013) Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas *WIREs Energy Environ*. doi: 10.1002/wene.
- Ronald W. Breault (2010). "Gasification Processes Old and New: A Basic Review of the Major Technologies," *Energies*, MDPI, vol. 3(2), pages 1-25, February.
- Sánchez Hervás, J. M. (2015). *Gasificación de biomasa: tratamiento y aplicación de gases. Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética*. J. Fernández González, F. Gutiérrez Martín, P. Del Rio González et al. Madrid (España), Ediciones Mundi-Prensa: 456.

Otras consultas:

https://www.thermal-engineering.org/es/que-es-el-ciclo-brayton-motor-de-turbina-de-gas-definicion/?utm_content=cmp-true. Accessed Feb 2023.

<https://www.thermal-engineering.org/es/que-es-el-ciclo-de-rankine-ciclo-de-la-turbina-de-vapor-definicion/>. Accessed Feb 2023.

Pilas de Combustible - Centro Nacional de Hidrógeno (cnh2.es) <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/#:~:text=Una%20pila%20de%20combustible%20es,de%20corriente%20continua%20y%20calor.>

Termodinámica para Ingenieros. Editorial Larousse 2015. ISBN 9786077442707

SECCIÓN V: CADENAS DE VALORIZACIÓN



Programa
Iberoamericano de
Ciencia y Tecnología
para el Desarrollo



Red Iberoamericana
de Tecnologías de Biomasa y
Bioenergía Rural

Sección V, Capítulo VIII, 2023: 217-245
ISBN: 978-84-15413-58-5

CAPÍTULO VIII. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA EN PROYECTOS DE BIOMASA

Oscar Daniel Lara Montaña, Sergio Iván Martínez Guido, Araceli Guadalupe Romero Izquierdo, Carlos Eduardo Guzmán Martínez, Manuel Toledano Ayala, Claudia Gutiérrez Antonio*.

¹ *Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Campus Amazcala, El Marqués, Querétaro 76265, México. Autor de correspondencia: claugtez@gmail.com.*

Resumen. La biomasa es un recurso renovable a partir del cual se pueden obtener biocombustibles, bioenergía, así como productos químicos, bioquímicos, y de alto valor agregado. Para tal fin, deben diseñarse procesos de conversión de la biomasa, que a su vez deben incorporarse en una cadena de valor. En este contexto, es importante señalar que todos los productos que se generan a partir de la biomasa son en efecto renovables, dado que pueden generarse de nueva cuenta. No obstante, no necesariamente son sustentables; es decir, no necesariamente estos procesos emplean de manera óptima los recursos materiales y energéticos. Así, el análisis de ciclo de vida (ACV) es una herramienta para la evaluación de un proceso de conversión de biomasa que permite tomar decisiones en términos ambientales sobre su uso potencial o los cambios en su vía de transformación; lo anterior está directamente asociado con la economía y el modo de vida de la sociedad en la que se aplique. Asimismo, es importante destacar que la biomasa es un recurso que ofrece beneficios ambientales significativos frente a sus contrapartes fósiles en varias categorías de impacto, tal como ha sido demostrado en diferentes estudios realizados.

1. Introducción

Hoy en día, la humanidad enfrenta retos de suma importancia que definirán el desarrollo de las actuales y futuras generaciones. Algunos de los principales retos incluyen el consumo de energía, la producción de alimentos y la contaminación ambiental. La población mundial es una de las variables que se encuentra íntimamente relacionada con estos retos. Se estima que la población mundial alcanzará los 8.5, 9.7 y 10.4 miles de millones de personas para el 2030, 2050 y 2100, respectivamente (United Nations, 2022b). Naturalmente, el aumento de la población conlleva un incremento en el consumo de energía, agua, alimentos, fertilizantes, entre otros. Lo anterior ocasiona que se estresen los ecosistemas y sistemas de producción actuales. Los indicadores socioeconómicos y los indicadores de presión e impacto ambiental muestran una clara tendencia de incremento exponencial desde el año 1950. Si no se modifica esta tendencia, que está directamente relacionada con el consumo de recursos, se estima que dentro de los próximos 100 años se alcanzará la capacidad máxima del planeta en cuanto a los recursos que éste puede proveer (Meadows et al., 2019).

Las Naciones Unidas han establecido 17 Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS), como una llamada a la acción para erradicar la pobreza y proteger el planeta, así como para garantizar la paz y la prosperidad (United Nations, 2022a). Desde el año 2000 se han logrado grandes avances respecto a los ODS relacionados con la reducción de la pobreza; sin embargo, se ha tenido un retroceso en cuanto a los ODS asociados con el medio ambiente (Barbier & Burgess, 2019).

Dentro de las actividades humanas, la que mayor contribuye a la generación de gases de efecto invernadero, y en consecuencia al cambio climático, es la producción de energía. La quema de combustibles de origen fósil, como el petróleo (y sus derivados), el carbón y el gas natural, es un factor clave en las emisiones de CO₂ a la atmósfera. En los años 70's se estimó que la mayor tasa de extracción de petróleo sería alcanzada en 1995, a partir de lo cual las reservas se agotarían en las décadas posteriores (Hubbert, 1971). Esta predicción no fue acertada debido principalmente a que se encontraron grandes yacimientos de petróleo, y se desarrollaron nuevas, y más eficientes, tecnologías de extracción. No obstante, dada la naturaleza no renovable del petróleo, y en general de los combustibles fósiles, las reservas son finitas, ocasionando que sea necesario contar con alternativas que puedan sustituirlos.

De acuerdo con Holdren & Ehrlich (1974), las variables que más influyen en la estimación del impacto ambiental son la población global, el consumo per cápita y el factor tecnológico. Es decir, para disminuir los impactos negativos en el ambiente provocados por las actividades humanas se puede disminuir la población mundial, el consumo per cápita o la tecnología debe mejorar. Es poco viable que los países establezcan políticas públicas para controlar la población y para disminuir el consumo. Por lo tanto, el factor tecnológico es la variable de enfoque para disminuir los efectos adversos en el ambiente y poder tener un futuro sostenible (Moltesen & Bjørn, 2018).

Recientemente, como consecuencia de la crisis del COVID 19, los países deben actuar para alcanzar los ODS. En el estudio presentado por Barbier & Burgess (2020) se advierte sobre los nulos avances respecto a los ODS que involucran al medio ambiente, y se prevé que la pandemia podría influir de manera negativa con el cumplimiento de dichos objetivos. Como medida para alcanzar los

objetivos medioambientales, sobre todo en los países en vías de desarrollo, se propone que los gobiernos promuevan políticas públicas para materializar un canje de subsidios de combustibles fósiles para financiar inversiones en energías limpias, así como difundir el uso de energías renovables en zonas rurales.

Diversos estudios han abordado el problema de la transición a la producción y consumo total de fuentes de energía renovable (Connolly et al., 2011; Hansen, Breyer, et al., 2019; Hansen, Mathiesen, et al., 2019; Mathiesen et al., 2011). De acuerdo con estos estudios, para que ocurra una transición completa hacia las energías renovables en un entorno real es necesario disminuir la demanda de energía, incrementar la eficiencia de las tecnologías de conversión de energía, aumentar la producción de energía eólica, y reemplazar los combustibles fósiles con biomasa.

En particular, la biomasa es una fuente de energía con gran potencial para aumentar la seguridad energética y disminuir los efectos adversos en el medio ambiente. La biomasa es un recurso renovable que puede encontrarse de diversas maneras, tales como desechos de madera, herbáceos, sub-productos agrícolas, entre otros. Aunque la biomasa puede ser quemada directamente para generar energía, se presenta el inconveniente de su baja densidad energética. Por lo que es necesario que la biomasa se transforme a través de un esquema de procesamiento químico y/o mecánico (Nhuchhen et al., 2014).

En las últimas décadas se han desarrollado diversas tecnologías para el procesamiento de biomasa para la obtención de energía que pueda ser empleada en vehículos, sistemas de producción de electricidad, y procesos productivos. Algunas de éstas son la fermentación, digestión anaerobia, licuefacción, pirólisis y gasificación (Adams et al., 2018). A través de las distintas tecnologías es posible obtener combustibles sólidos, como los pellets, combustibles líquidos, como el bioetanol, biodiésel y bioturbosina, y combustibles gaseosos como el biogás e hidrógeno (Prasad et al., 2012).

Además de los retos técnicos y económicos que presenta la transición a la producción de energía a partir de biomasa, existe una discusión vigente sobre los beneficios reales que tendría emplear este recurso dado que muchos de los procesos involucrados no se han empleado a gran escala. Por otra parte, la discusión también se ha enfocado en el balance energético de los procesos de conversión; es decir, cuánta energía se obtiene respecto de la que debe suministrarse al proceso. En este contexto, el Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una herramienta que permite evaluar las emisiones de materia y energía, a partir de lo cual se puede determinar si los sistemas de producción de energía a partir de biomasa tienen un menor impacto en el medio ambiente (Hauschild et al., 2018).

2. Definición de análisis de ciclo de vida

Hoy en día el desarrollo de productos, procesos o tecnologías, no sólo se debe enfocar en satisfacer la creciente demanda con los más altos estándares de calidad, y asegurar su estabilidad al paso del tiempo; adicionalmente, se deben realizar acciones para que en cada etapa o actividad se contribuya a los objetivos del desarrollo sostenible. Ante ello, el desarrollo y uso de metodologías que ayuden a cuantificar los impactos ambientales ha resultado imprescindible para el cumplimiento de dichos objetivos. Particularmente, el Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una de las estrategias usadas por di-

versas industrias para cuantificar los impactos ambientales generados hacia los sistemas. La metodología del ACV es un proceso estandarizado por la Organización Internacional de Normalización a través de la ISO-14040, donde es definida como la “recopilación y evaluación de las entradas, salidas y los impactos ambientales potenciales de un sistema de producto durante todo su ciclo de vida”. De forma similar, de acuerdo con Curran (1996), el ACV puede definirse como “una herramienta usada para minimizar los efectos negativos sobre el ambiente generados por cualquier actividad, proceso, o sistema”.

Con base en lo anterior se puede entonces concretar que el ACV es una metodología con la que es posible identificar cuáles son las fuentes con impactos ambientales, evitar la transferencia de contaminantes de las fuentes hacia el entorno (ambiente), y generar información de apoyo a la toma de decisiones; entre ellas se listan el cambio de alguna práctica, equipo, o alternativas que contribuyan a reducir dicho impacto, promoviendo el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. En este tenor, el ACV ha ganado aceptación en los sistemas de conversión de biomasa (incluyendo la residual) como herramienta que permite visualizar la evaluación ambiental en la gestión de la innovación y la toma de decisiones.

Por otro lado, la estructura general del ACV se integra a partir del estudio de la unidad funcional elegida, la cual hace referencia a: “Un flujo de referencia asociado con el sistema, caso de estudio o producto” sobre el que se realizarán todas las etapas de análisis, así como la cuantificación de los resultados. Como ejemplo, en la producción de pellets combustibles generados a partir de biomasa, la unidad funcional puede representar una tonelada producida de este biocombustible; así, será posible estimar el impacto y emisiones generadas del proceso global por cada unidad funcional. En este contexto, la estandarización de la unidad funcional para cada caso de estudio es un punto de suma relevancia, la cual permitirá obtener una visión global de manera efectiva; e incluso hacer posible la comparativa con el uso de algún otro tipo de materia, sírvase de ejemplo el carbón como contraparte de los pellets combustibles.

El ACV es una metodología constituida por 4 fases o etapas principales, siendo la primera la Definición del Objetivo y Alcance, seguida de la Elaboración del Inventario de Ciclo de Vida, como tercera etapa se tiene la Evaluación de Impacto Ambiental, y por último la Interpretación de Resultados, como se muestra en la Figura 8.1.

En la etapa uno se establecen los límites del sistema o producto, con la meta de visualizar el nivel de detalle con el que se llevará a cabo el análisis. Adicionalmente, se incluye el objetivo de análisis; es decir, si se pretende comparar el estudio de caso con alguna otra alternativa o tecnología similar, o si se requiere sólo generar la información para la toma de decisiones sobre la viabilidad sustentable del proceso, en su defecto tener la información para el cumplimiento de alguna certificación.

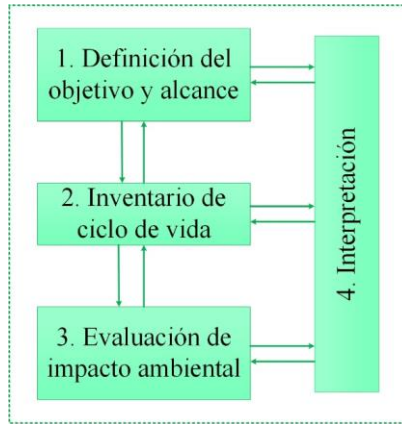


Figura 8.1. Estructura estándar del ACV.

Una vez bien identificado el objetivo del ACV, y definidos los límites del sistema o proceso es posible hacer el listado de todos los componentes o insumos/productos en las entradas y salidas; lo anterior en términos de energía, materia prima, servicios auxiliares, residuos, emisiones, o algún otro material físico cuantificable asociado al caso de estudio. Particularmente, todos estos flujos están vinculados al potencial del posible daño ambiental generado al entorno en el que se encuentra o encontrará el sistema en cuestión. Esta etapa es caracterizada por una alta cantidad de información y datos, por lo que su búsqueda u obtención requiere de una alta inversión de tiempo. Es importante resaltar que la calidad de cada dato obtenido de fuentes, o incluso cada dato calculado, tiene directo impacto sobre la validez de los resultados finales. Adicionalmente, se debe tomar en cuenta que los volúmenes, flujos o parámetros obtenidos en esta sección parten de la unidad funcional definida en la etapa anterior.

Por otro lado, en algunos casos debido a la falta de información certera disponible para la elaboración del inventario será necesario el uso de herramientas de simulación de procesos, plataformas como Aspen Plus®, Hysys, Chemcad, ProModel, GREET, entre otros resultan en opciones altamente atractivas.

La etapa tres del ACV busca cuantificar el posible daño ambiental generado por el estudio de caso; es decir, asociar una magnitud y significancia de daño al ambiente por cada actividad o proceso llevado a cabo. En este contexto, la validez del inventario de información recopilado en la etapa anterior toma significancia para este apartado. Hoy en día, existen una gran cantidad de herramientas disponibles para la cuantificación de impacto ambiental; sin embargo, el uso de una herramienta sobre otra conlleva a tener en cuenta aspectos económicos, de lenguaje, las categorías que incluya (que vector ambiental tiene mayor relevancia o interesa en mayor medida), así como algunos aspectos de normalización. Dentro de los más relevantes se tiene al AADP, CML 2001, EDIP 2003, Impact 2002+, ReCiPe, TRACI 2.1, UBP 2006, USEtox y Eco-Indicator 99.

En la última etapa, todos los números y cálculos realizados en el ACV son interpretados, generando una visión detallada sobre los posibles efectos más adversos para el ambiente como consecuencia de la acción o sistema en cuestión. La interpretación del impacto ambiental (sección tres) depende del tipo de herramienta utilizada. Por ejemplo, cuando se usa el Eco-indicador 99 es posible

tener una interpretación de cada etapa del proceso por categoría de daño, es decir, es posible identificar si se daña más a la salud humana o los recursos naturales; mientras que en herramientas como Traci, los resultados en general se traducen a equivalentes de CO₂, ya que cada emisión generada se traduce a esta unidad. En este sentido, la selección de cada herramienta conlleva a considerar la generalización o especificidad de los resultados. Adicionalmente, la interpretación de resultados da respuesta al planteamiento de los objetivos, es decir, se identifica si la comparativa ambiental entre dos opciones, o simplemente se le pone en números al daño ambiental generado por cierto proceso. En algunos casos los resultados de un ACV contribuyen a obtener una certificación de un producto o proceso, y en otros incluso a dar base a la generación de políticas públicas, ambientales, así como al cumplimiento de estándares de sustentabilidad.

3. Impacto ambiental

3.1 Categorías de daño ambiental

Uno de los pasos fundamentales en la aplicación del ACV es la identificación y evaluación de los impactos ambientales derivados de los flujos establecidos en el inventario; lo anterior se realiza mediante el uso de metodologías definidas de evaluación, las cuales se conocen como métodos de evaluación de impactos (Wang and Liu, 2021). Es importante señalar que la norma ISO-14040 no especifica ninguna metodología particular de evaluación de impacto ambiental, por lo que su elección depende del responsable de la elaboración del ACV (Ruiz-López, 2016).

Los métodos de evaluación de impacto ambiental se basan en la selección de las categorías de impacto, las cuales se pueden definir como aspectos o clases ambientales relevantes asociadas a modelos ambientales que permiten cuantificar numéricamente las entradas y salidas establecidas en el inventario usando factores de caracterización, también conocidos como indicadores de categorías (Kayo et al., 2014; Ruiz-López, 2016). Cada factor de caracterización representa la contribución relativa de una sustancia a un impacto en concreto; es importante mencionar que las unidades de los factores varían según la metodología seleccionada. La asignación de las categorías a las entradas y salidas del inventario resulta un procedimiento cualitativo, fundamentado en el análisis y conocimiento científico de los impactos ambientales, estableciendo los impactos esperados de cada entrada y salida del sistema; siendo su propósito principal describir y decidir los impactos ambientales potenciales asociados con el sistema (UPC, 2022). A continuación se describen las principales categorías de impacto (UNEP, 2011; Ruiz-López, 2016; openLCA, 2022a; S/A, 2022)

3.1.1 Agotamiento de los recursos abióticos

El agotamiento de los recursos abióticos se refiere al consumo de recursos no biológicos caracterizados por su naturaleza no renovable dentro de un largo periodo de tiempo; dentro de ellos se listan depósitos combustibles fósiles, minerales, acuíferos, arcilla, y recursos naturales como el aire, agua, radiación solar, corrientes oceánicas, aguas subterráneas, suelos, etc. En este caso, el indicador de impacto es el decremento de recursos, siendo su categoría clasificada como daño a las fuentes naturales y posible colapso al ecosistema. Sus unidades típicas son equivalentes de reservas disponibles

de antimonio (kg Sbeq), masa de minerales (kg minerales), energía de combustibles fósiles (MJ combustibles fósiles) y consumo de agua (m³ consumo de agua).

3.1.2 Agotamiento de los recursos bióticos

El agotamiento de los recursos bióticos se refiere a la explotación de la flora y fauna, la cual puede ser sostenible o no sostenible. En este caso, el indicador de impacto es el decremento de recursos, y su categoría es daño a las fuentes naturales y posible colapso al ecosistema. Se cuantifica en unidades de masa o energía (kg o MJ).

3.1.3 Uso de suelo

El uso de suelo se refiere tanto a la ocupación y agotamiento del suelo por las actividades humanas (agricultura, construcción, etc.), como a lo referente a la degradación del paisaje, desecación, alteraciones del hábitat, entre otras. Esta categoría es de efecto reversible a pesar del largo tiempo que implique su recuperación total. En este caso, los indicadores de impacto son pérdida de especies, pérdida de suelo y cantidad de materia orgánica seca. Como consideraciones de uso se encuentran el análisis del área de suelo a ser alterada, y las observaciones a la biodiversidad que pudieran ser dañadas. Respecto a su categoría de daño, ésta se encuentra clasificada como decremento de recursos (renovables y no renovables), y se mide como superficie de suelo (m²), añadiendo alternativamente el componente temporal (m²*a).

3.1.4 Calentamiento global

El calentamiento global, también conocido como cambio climático, se refiere al incremento de la temperatura de la atmósfera causado por los gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, NO_x, clorofluorocarbonos, etc.) liberados como consecuencia de las actividades humanas. El incremento en estas emisiones ha cambiado los patrones climáticos existentes, elevando la temperatura de la tierra y causando desertificación, incremento del nivel del mar y propagación de enfermedades. El cambio climático es uno de los mayores efectos ambientales de la actividad económica mundial, y al mismo tiempo resulta uno de los más complejos en su manejo por su amplia escala. El indicador de impacto de esta categoría incluye perturbaciones en la temperatura global y fenómenos climáticos; siendo sus categorías de daño decremento en la biodiversidad, perturbaciones de temperatura y anormalidad de fenómenos climáticos. Se mide mediante el potencial de calentamiento global (Global Warming Potential, GWP) que representa índices de reflexión de la luz solar debido al CO₂ y otras sustancias, generalmente representado como kg de CO₂ equivalente (kg CO_{2eq}).

3.1.5 Agotamiento de la capa de ozono

El agotamiento de la capa de ozono es una categoría de impacto que se refiere a la capa de ozono estratosférico, cuya debilitación se debe al efecto combinado de diferentes gases, tales como compuestos clorofluorocarbonados, hidroclorofluorocarbonados halones, brominados, etc.; como consecuencia del agotamiento se presenta una mayor incidencia de radiación ultravioleta, causando daños en la salud humana. El modelo de caracterización que define a esta categoría ha sido propuesto por la Organización Meteorológica Mundial (WMO, por sus siglas en inglés), definiendo el potencial de agotamiento de la capa de ozono de diferentes gases relativos a la sustancia de referencia clorofluorocarbón-11 (CFC-11). En este caso, el indicador de impacto es incremento de la radiación UV-B y

número de casos de enfermedades de la piel. Las categorías de daño relacionadas son salud humana y calidad del ecosistema. Se mide como kg de CFC-11 equivalente (kg CFC-11_{eq}).

3.1.6 Toxicidad humana

El potencial de toxicidad humana o impactos ecotoxicológicos y toxicológicos es un índice que refleja el potencial de daño debido a la exposición y efecto de sustancias de origen químico o biológico, basado en su toxicidad inherente y su concentración. Esta medida expresa el daño potencial ecológico producido por una cantidad unitaria de sustancias químicas liberadas en un entorno vigilado; estas sustancias son químicos potencialmente peligrosos a los humanos por inhalación, ingesta e incluso contacto. Dentro de los indicadores de impacto de esta categoría se encuentran cáncer, enfermedades respiratorias, otros efectos no carcinogénicos y efectos de radiación ionizante, siendo su categoría de daño la salud humana. Las unidades típicas de esta categoría son kg de 1,4-diclorobenceno equivalente (kg 1,4-DBeq), PDF (Potencial de especies desaparecidas, por sus siglas en inglés), PAF (potencial de especies afectadas), y años de vida ajustados por discapacidad (DALY, disability-adjusted life year). Esta última unidad refleja los años de vida perdidos por motivos de discapacidad o muerte prematura según diversas causas.

3.1.7 Oxidación fotoquímica o formación de oxidantes fotoquímicos

La oxidación fotoquímica se refiere a la degradación de compuestos orgánicos procedentes principalmente de gases contaminantes, en presencia de luz y óxidos de nitrógeno. Estas reacciones químicas generan un gran número de compuestos oxidantes, los cuales son responsables de lluvias ácidas o nieblas fotoquímicas; siendo uno de los principales componentes el ozono, por lo que esta categoría también se denomina Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico (POCP). El impacto de esta categoría depende además de la concentración de grandes cantidades de CO, SO₂, NO, amonio y de los llamados componentes orgánicos volátiles libre de metano (NMVOC, non-methane volatile organic compounds). Esta categoría de impacto se calcula mediante el modelo de trayectoria propuesto por la Comisión Económica de Naciones Unidas por Europa (UNECE, por sus siglas en inglés). En este caso, el indicador de impacto es el incremento en el smog de verano; siendo sus categorías de daño salud humana y calidad del ecosistema. Se mide en unidades de etileno equivalente (kg etileno_{eq}), kg NMVOC y kg ozono formado.

3.1.8 Acidificación

La acidificación se refiere a la liberación de protones en ecosistemas terrestres o acuáticos, donde provoca el débil crecimiento y muerte de los bosques y la acidificación del agua, afectando la vida de los ecosistemas. La liberación de protones puede ser causada por la deposición ácida (lluvia ácida), la cual es la reacción entre el SO₂ y el agua en la atmósfera. Otros gases que pueden causar deposición ácida son NH₃, NO_x y SO_x. Es importante señalar que la lluvia ácida, además, provoca daños significativos en las edificaciones y esculturas. El panel intergubernamental sobre cambio climático (IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change) desarrolló un modelo para acidificación causada por SO₂ y NO_x, incluyendo acidificación debido al uso de fertilizantes; sin embargo, no toma en cuenta referencias regionales en términos de cuáles áreas son más o menos susceptibles de acidificarse. Existe otro modelo desarrollado por la Universidad de Ámsterdam, el cual se basa en el factor de caracterización del modelo RAINS. El indicador de impacto de esta categoría incluye incremento en

la acidez en el agua y en suelo; siendo sus categorías de impacto el daño a la calidad de los ecosistemas y el decremento de la biodiversidad. Se mide en kg de SO₂ equivalentes (kg SO_{2eq}).

3.1.9 Eutrofización

La eutrofización se refiere al enriquecimiento en la concentración de nutrientes químicos, acuáticos o terrestres, principalmente causados por un exceso de nitrógeno, fósforo y otros componentes inorgánicos. Esto causa el crecimiento excesivo de plantas como algas, las cuales provocan severas reducciones en la calidad del agua y en las poblaciones de animales. En el caso de ecosistemas terrestres, el exceso de nutrientes genera cambios en las funciones típicas y en la diversidad de especies, motivados por la deposición de componentes nitrogenados. Las emisiones de nitratos de amoníaco y fósforo al aire también son causa de eutrofización. Esta categoría de impacto se basa en el trabajo de Heijungs, el cual considera además el impacto directo o indirecto del uso de fertilizantes. En este caso, el indicador de impacto es el incremento en las concentraciones de nitrógeno y fósforo, así como la formación de biomasa (por ejemplo, algas); siendo su categoría de daño el daño a la calidad del ecosistema. El indicador potencial de eutrofización se mide como kg de PO₄ equivalentes (kg PO_{4eq}) o kg de N equivalentes (kg Neq).

3.1.10 Radiación ionizante

La radiación ionizante se refiere al daño a la salud humana y a los ecosistemas provocado por las emisiones de radionucleidos, a través de un producto o una actividad. Estas partículas están asociadas al uso de energía nuclear para la generación de electricidad, incluyendo los tipos de radiación α , β , γ -rayos y neutrones. Su modelo de caracterización considera la emisión y comportamiento de las partículas, basado en el conocimiento detallado físico-nuclear. En este caso, el indicador de impacto es el efecto de radiación en afectación a la salud, cáncer y otras enfermedades; siendo su categoría de daño la salud humana y la calidad del ecosistema. Se mide como kg de uranio 235 equivalentes (kg U²³⁵_{eq}) y DALY.

3.1.11 Material particulado

El material particulado se refiere a la contaminación por mezclas complejas de partículas extremadamente pequeñas, las cuales incluyen ácidos (nitratos, sulfatos), químicos orgánicos, metales, tierra y partículas de polvo; esta mezcla es responsable de diversos problemas de salud en el tracto respiratorio. En este caso, el indicador de impacto es el incremento de partículas sólidas de diferentes tamaños suspendidas en el aire (PM10, PM2.5 y PM0.1); siendo su categoría de daño la salud humana. Se mide en kg de materia particulada (kg materia particulada).

3.2 Metodologías para cuantificar el impacto ambiental

Las categorías de impacto descritas también pueden ser seleccionadas en función del efecto último ambiental que genera un flujo del sistema; es decir, se podrían utilizar para cuantificar el daño final generado por la sustancia de origen dentro del sistema (endpoint), o en función de sus causas intermedias. Esto último es lo más utilizado en ACV, debido a que la evaluación se encontraría más cercana a la intervención ambiental (midpoint) (UNEP, 2011; Ruiz-López, 2016) .

Para facilitar la comprensión y el análisis de las entradas y salidas del sistema en el entorno de categorías de impacto se han considerado de forma general tres categorías de impacto finales: salud

humana, decremento de recursos y calidad del ecosistema; mientras que como categorías intermedias se consideran aquellas descritas previamente.

A continuación, en la Figura 8.2 se presentan las categorías de impacto en su clasificación de finales e intermedias. Como se puede observar, mientras más alejado se encuentre de la sustancia que intervenga en el sistema, más incertidumbre se introduce en la estimación; por lo que es recomendable trabajar con categorías de impacto intermedias, y considerar las categorías finales como categorías de daño asociadas con impactos intermedios.

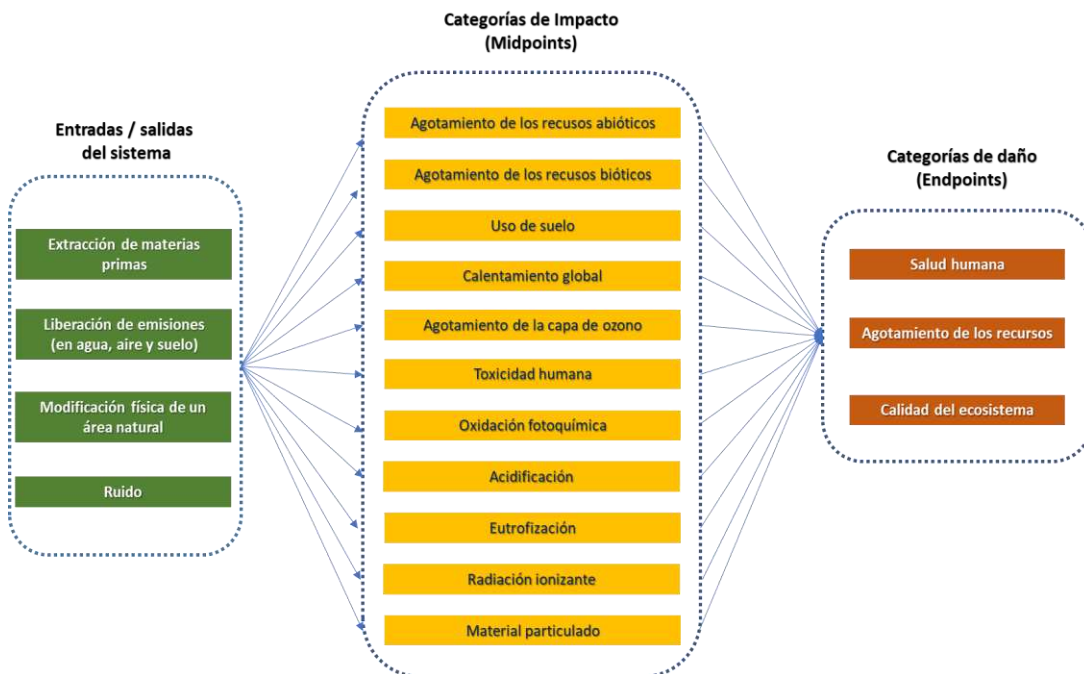


Figura 8.2. Clasificación de las categorías de impacto en intermedias (midpoint) y finales (endpoint). Modificado de (UNEP, 2011).

Una vez seleccionadas las categorías de impacto se evalúa cuantitativamente la contribución relativa de cada entrada y salida, totalizando las contribuciones dentro de cada categoría, mediante los métodos de impacto. Es importante señalar que la valoración o ponderación de la importancia relativa de los diferentes impactos ambientales está en función de criterios tanto científicos, como éticos y socioeconómicos, los cuales son establecidos por el responsable del ACV (Wang and Liu, 2021).

A continuación, se describen algunos de los métodos de impacto usados en ACV. En la Tabla 8.1 se presentan, a modo de resumen, los métodos de impacto descritos junto con las categorías contenidas en cada uno.

Es importante señalar que todos los métodos descritos en este capítulo se encuentran disponibles para su descarga en el sitio web del software libre openLCA (openLCA, 2022b).

Tabla 8.1. Métodos de evaluación y sus categorías de impacto ambiental. Modificado de openLCA (2022b).

	Métodos de impacto	CML – línea base	CML – no línea base	CED	Eco-indicador 99	Método de escasez ecológica	ILCD	ReCiPE	USEtox
Categorías de impacto	Agotamiento de los recursos abióticos	•	•		•	•	•	•	
	Agotamiento de los recursos bióticos	•	•		•	•	•	•	
	Uso de suelo		•		•		•	•	
	Calentamiento global	•	•		•		•	•	
	Agotamiento de la capa de ozono	•	•		•		•	•	
	Toxicidad humana	•	•		•		•	•	•
	Oxidación fotoquímica	•	•				•	•	
	Acidificación	•	•		•		•	•	
	Eutrofización	•	•		•		•	•	
	Radiación ionizante		•		•		•	•	
	Material particulado				•		•	•	
	Uso de la energía			•					

3.2.1 CML

El método CML fue propuesto en 2001 por la Universidad de Leiden en Países bajos, y se encuentra disponible para su descarga sin costo en su sitio web (University Leiden, 2016). El método ha sido dividido en CML – línea base y CML- no línea base, cuya principal diferencia consiste en la cantidad de categorías de impacto incluidas y sus variaciones a lo largo del tiempo. En CML – línea base se encuentran las categorías de impacto más comunes utilizadas en ACV. Asimismo, cada CML incluye factores de normalización, tales como EU25 y World 2000. Su última actualización se realizó en 2016.

3.2.2 CED (Demanda de energía acumulada, por sus siglas en inglés)

El método CED fue creado para el software libre openLCA. El objetivo de este método es cuantificar el uso de la energía primaria a través del ciclo de vida de un bien o servicio; por lo que incluye usos directos e indirectos de la energía, pero no lo correspondiente a residuos utilizados con propósitos energéticos (Frischknecht et al., 2015). El valor calorífico neto de diferentes combustibles y materiales fue utilizado para determinar los factores de caracterización que incluye. Este método se estructura en ocho categorías de impacto, divididas en fuentes renovables y no renovables, con MJ como unidad de medida en todos los casos; sin embargo, datos de normalización o peso no están incluidos en el método. Dentro de las fuentes no renovables se encuentran las siguientes categorías: fósil, nuclear, bosque primario; mientras que en las incluidas en las renovables se tienen: biomasa, geotermia, solar, viento y agua.

3.2.3 Eco-indicador 99

El eco-indicador 99 es uno de los métodos de evaluación de impactos más utilizados en ACV; siendo su antecesor el Eco-indicador 95, el cual ha sido el primer método de evaluación de impactos finales (endpoints), lo cual permitió expresar el impacto ambiental en un único valor. El eco-indicador

99 analiza tres diferentes tipos de daño: salud humana, calidad del ecosistema y recursos (definidos como endpoints). En este método, la unidad estándar para todas las categorías incluidas es el point (Pt) o milipoint (mPt). El objetivo principal de este método es la comparación de productos o componentes, ya que el valor estimado por sí mismo carece de sentido, pero al comparar dos sistemas, puede verse el beneficio ambiental de uno frente al otro. Para el desarrollo de este método se distinguen tres perspectivas o arquetipos: jerárquico, individual y egalitario. Las categorías de impacto que consideran en midpoint son: ecotoxicidad (calidad del ecosistema), toxicidad humana (salud humana) y agotamiento de los recursos abióticos (recursos – combustibles fósiles y minerales). Es importante señalar que para estimar la categoría de daño al ecosistema se asigna un valor de 0.1 a la categoría de ecotoxicidad; mientras que para el resto de las categorías de impacto se asigna un factor de 1. Este método también incluye factores de normalización y peso, principalmente: El 99 E/A y otras variaciones. Para más información de este método puede consultarse a Goedkoop and Spriensma (2001).

3.2.4 Método de escasez ecológica

El método de escasez ecológica calcula impactos ambientales como emisiones contaminantes y consumo de recursos mediante la aplicación de los eco-factores, los cuales dependen de las diferentes sustancias y son derivados de leyes ambientales y objetivos políticos. La unidad de medida de este método son los eco-puntos (EP); de forma similar al eco-indicador 99, este método compara productos o procesos. Las categorías de impacto que incluye están organizadas dentro de la categoría “agotamiento de los recursos abióticos”, siendo las siguientes: residuos totales depositados, emisiones totales en el aire, emisiones totales en el sub-suelo, emisiones totales en el agua superficial, emisiones totales en el suelo superficial, recursos energéticos totales y recursos naturales totales. Más información de este método puede consultarse en ESU (2022) y FOEN (2022).

3.2.5 ILCD

ILCD (International Reference Life Cycle Data System) es el método creado entre el Centro de Investigación Colectivo (JRC) y la Comisión Europea. Estas instituciones analizaban diferentes metodologías de evaluación de impacto para ACV, y alcanzaron un consenso con la creación del método. Este método se encuentra disponible para su descarga en el portal de openLCA (openLCA, 2022b).

3.2.6 ReCiPe

El método ReCiPe tiene como principal objetivo proveer una combinación entre el eco-indicador 99 y el método CML, en su versión más actualizada. ReCiPe distingue dos niveles de indicadores: indicadores midpoints, y endpoints; los primeros incluyen las siguientes áreas de protección: salud humana, recursos y ecosistemas, mientras que los segundos consideran las siguientes categorías: daño a la salud humana, daño a los ecosistemas y disponibilidad de recursos. Asimismo, ReCiPe trabaja con los tres enfoques del eco-indicador 99: jerárquico (H), individualista (I) y egalitario (E). Este método además ha desarrollado sus factores de normalización y peso tanto para Europa como para el resto del mundo: Europe ReCiPe E/A y World ReCiPe E/A (versión base y versión 2000). Más información de este método puede consultarse en Huijbregts et al. (2017) y RIVM (2022).

3.2.7 USEtox

El método USEtox calcula el impacto ambiental basado en el consenso científico para identificar y obtener valores humanos y eco-tóxicos de químicos en la evaluación de ACV; el método incluye una base de datos de factores de caracterización recomendados y provisionales de toxicidad humana, ecotoxicidad, destino ambiental, exposición a sustancias, entre otros. La primera base de datos fue publicada el 15 de Febrero de 2010 y corresponde a la versión 1.01. La categoría de impacto que incluye este método es toxicidad humana, en ecotoxicidad del agua fresca y salud humana (carcinogénica y no carcinogénica). Para más información de este método consulte su sitio web USEtox (2022).

4. Revisión sobre la aplicación del ACV en uso de biomasa

El uso de ACV como herramienta para evaluar proyectos de conversión y uso de biomasa ha sido reportado en la literatura. En esta sección se presenta una breve revisión de algunos trabajos de ACV usando biomasa como materia prima.

En 2010 se reportó el análisis de los impactos ambientales de la combustión de la biomasa en estufas, chimeneas y dos tipos de plantas combinadas de calor y electricidad ubicadas en Italia, las cuales alimentan redes de calefacción urbana. Este análisis fue realizado desde el enfoque de ACV para cuantificar los ahorros en emisiones de gases efecto invernadero por la sustitución de los combustibles fósiles con la biomasa; además, se analizó la reducción de otros contaminantes tóxicos liberados al ambiente responsables de la acidificación y formación de ozono. De acuerdo con los resultados, fueron obtenidos ahorros desde 0.08 hasta 1.08 ton de CO₂ eq por ton de biomasa seca en los casos analizados, al sustituir los combustibles fósiles por biomasa. Esta misma tendencia de reducción se obtuvo para las otras categorías analizadas, inclusive de material particulado, del cual se alcanzó una reducción de hasta un tercio, con respecto a los niveles de partículas PM₁₀ en 2005 (Caserini et al., 2010).

Por otro lado, Tonini y Astrup (2012) presentaron una evaluación de impactos relacionada con posibles escenarios de energía para 2030 y 2050 en Dinamarca, basándose en los niveles ambientales de 2008. Para 2050 fueron consideradas tres alternativas para el suministro de combustibles de transporte: combustibles fósiles, colza para biodiésel y proceso de Fischer-Tropsch con biomasa lignocelulósica para biodiésel. De acuerdo con los resultados, las emisiones de gases efecto invernadero por PJ de energía suministrada podrían ser significativamente reducidas de 68 a 17 Gg CO₂eq al incrementar el uso de viento y fuentes de biomasa residual, así como mediante la electrificación del sector transporte. Un resultado significativo es que los cultivos energéticos como la colza para la producción de biocombustibles y el uso de éstos para el transporte terrestre (pesado) serían los responsables de la mayoría de los impactos ambientales en los escenarios de 2050; específicamente teniendo impactos significativos en las categorías de uso de tierra, uso de fertilizantes y emisiones de NO_x. La ocupación de la tierra causada por el cultivo y cosecha de los cultivos energéticos mostró un posible incremento de 600 hasta 2100 millones de m²/PJ, dependiendo de la cantidad y tipo de cultivos empleados. Es importante señalar que derivado de este estudio fue concluido que el uso de diésel fósil en el sector transporte resulta ser preferible ambientalmente que el biodiésel, teniendo menores impactos en las categorías de acidificación, eutrofización acuática y uso de tierra.

En 2016, la Red Mexicana de Bioenergía (García-Bustamante et al., 2016) publicó tres casos de estudio aplicando el análisis de ciclo de vida sobre bioenergía en México. En el primero, se analizó la producción de etanol a partir de tallos de sorgo dulce, utilizando datos experimentales del estado de Yucatán. El ACV se llevó a cabo considerando desde el cultivo hasta la producción de bioetanol con una pureza del 99 %, utilizando como método de impacto CML – línea base. Las categorías de impacto evaluadas fueron agotamiento de recursos bióticos, acidificación, eutrofización, calentamiento global, reducción de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad de agua fresca y de agua marina, ecotoxicidad terrestre y oxidación fotoquímica. De acuerdo con los resultados, la etapa de cultivo y la etapa de procesamiento fueron las de mayores contribuciones ambientales. Específicamente en la etapa de cultivo, los impactos más importantes fueron la eutrofización con 65.5 %, ecotoxicidad de agua fresca con 60 % y de agua marina con 56 %. En el caso de la etapa de procesamiento, al calentamiento global se contribuyó con 89 %, a la reducción de la capa de ozono con 78 % y a la reducción de los recursos abióticos con 66 %. En el caso de la etapa de transporte, las emisiones por transporte fueron muy bajas, ya que se consideró una distancia entre la cosecha y el lugar de procesamiento de 10 km.

Por otro lado, el segundo trabajo fue la aplicación de la metodología ACV para evaluar dos escenarios de explotación de *Jatropha curcas*, usando datos agronómicos experimentales del estado de Yucatán. Para este caso de estudio se consideró como unidad funcional una hectárea sembrada con *Jatropha*, tomando en cuenta una productividad de 2000 kg/Ha por año de semilla seca; a partir de lo cual se espera obtener 19,442 MJ de biodiésel. El ACV implica cuatro etapas: etapa agronómica, desde la preparación del terreno hasta dos cosechas al año; etapa de transporte hasta la planta de proceso; etapa de procesamiento desde la extracción del aceite hasta su transformación a biodiésel; y etapa de distribución y uso del biodiésel para transporte. El método de impacto ambiental utilizado es CML -línea base, considerando como categorías de impacto el agotamiento de los recursos abióticos, acidificación, eutrofización, calentamiento global, reducción de la capa de ozono, toxicidad humana, toxicidad de agua dulce y agua del mar, eco-toxicidad y foto-oxidación. De acuerdo con los resultados, la etapa de cultivo de *Jatropha* es la de mayor contribución a las categorías de impacto para ambos escenarios, debido a la producción y uso de herbicidas, fungicidas, insecticidas y fertilizantes.

Finalmente, el tercer trabajo fue enfocado al ACV sobre la producción de biodiésel a partir de una mezcla de diferentes aceites residuales comestibles de origen vegetal. La unidad funcional utilizada fue de 1 GJ de combustible producido. Las categorías de impacto evaluadas fueron calentamiento global y consumo de recursos energéticos. Este estudio consideró la producción además del diésel fósil, para comparar los impactos. En el caso del biodiésel se evaluaron las fases de colecta del aceite usado en una distancia no mayor a 70 km y la conversión del aceite en biodiésel (proceso de transformación). De acuerdo con los resultados, el balance energético para el biodiésel tuvo un valor de 0.67, lo que significa que la energía fósil de entrada es menor que la energía proporcionada por el biodiésel. En cuanto a las emisiones de CO₂, el biodiésel presenta un ahorro del 65 % respecto al diésel del petróleo, lo cual puede mejorarse con un sistema de recuperación para el metanol.

Luego, en 2017 Navarro-Pineda et al. reportaron la comparación de los impactos ambientales en la generación de electricidad incluyendo proyectos anteriores, actuales y futuros en México a escala nacional y regional; para ello se considera el estado de Yucatán como región, bajo la metodología de ACV desde la cuna a la tumba. La metodología de impacto utilizada fue CML- línea base. De acuerdo con los resultados, los impactos ambientales por kWh de electricidad generado han disminuido en México de 2007 a 2013, teniendo una tendencia a la baja hasta 2028. En Yucatán, los impactos ambientales aumentaron de 2007 a 2013 debido a un mayor consumo de diésel, pero se pronostica un decremento para 2028. De 2007 a 2013 la mayoría de los impactos ambientales en Yucatán fueron inferiores al promedio del país, debido a un mayor aporte del gas natural en la generación de electricidad. Se estimó además que la reforma energética propuesta en ese periodo tendría una influencia positiva en los impactos ambientales derivados de la generación eléctrica en México.

En 2019 Han et al. reportaron el análisis de ciclo de vida sobre dos sistemas: uso típico de biomasa, el cual utiliza pirólisis convencional y refinación del bio-aceite de pirólisis, y el otro es un sistema de uso eficiente de biomasa, el cual promueve el ahorro de la energía también usando como proceso principal la pirólisis. La aplicación de la metodología de ACV se realizó con base en los resultados obtenidos en Aspen Plus para el modelado de ambos procesos. De acuerdo con los resultados, el segundo sistema mostró menores impactos ambientales, comparado con el primero. Las emisiones de gases efecto invernadero del segundo sistema se redujeron en un 29 %, obteniendo resultados similares para las otras categorías de impacto evaluadas. Es importante señalar que derivado de ese estudio se tiene que la producción de biomasa y el uso de pirólisis rápida como proceso de conversión reducen los impactos ambientales del sistema.

Martín-Gamboa et al. (2020) publicaron una revisión de 84 artículos en donde se reporta la aplicación de la metodología de ACV para proyectos de pellets de biomasa, enfocándose en identificar las variaciones sobre la metodología aplicada, así como la influencia de estos cambios en los impactos ambientales obtenidos, específicamente en calentamiento global y energía primaria. En la gran mayoría de los trabajos revisados se evalúa la madera como biomasa principal en la producción de pellets para la generación de calor, evaluando los trabajos desde la cuna a la tumba. Las opciones metodológicas empleadas varían ampliamente de un estudio a otro, principalmente respecto a su enfoque, unidad funcional, límites del sistema, elección de la metodología de impacto y selección de sus respectivas categorías. Se presenta además una alta variabilidad en el calentamiento global, con valores desde 18 a 488 g CO_{2eq} / MJ de pellets.

Luego, en 2021 se publicó un reporte basado en la torrefacción de la biomasa microalgal para la producción de combustible sólido. La torrefacción fue utilizada para aumentar el contenido energético de la biomasa microalgal de 20-22 MJ/kg a 27.93 MJ/kg. Como una estrategia para evaluar si se produce más energía con el combustible obtenido que la inversión en la torrefacción, fue utilizado el ACV. De acuerdo con el análisis de energía, la torrefacción presenta la menor inversión energética, respecto a la entregada por el combustible producido; siendo la principal fuente de demanda en energía el cultivo microalgal con 85 % del total de energía invertida (Rivera et al., 2021). Una revisión sobre la aplicación de ACV para combustibles producidos a partir de microalgas se presenta en el trabajo de Bradley et al. (2022).

A inicios del 2022 fue publicado un reporte mexicano de ACV sobre los impactos ambientales derivados de la producción de naranja en el estado de Veracruz, el cual es el mayor productor de naranja en México (Bonales-Revuelta et al., 2022). Es importante mencionar que México es el quinto productor de naranja a nivel mundial, por lo que el análisis de su producción podría mejorar la toma de decisiones en cuanto a esta actividad productiva. La evaluación de ACV se llevó a cabo desde la puerta a la cuna, considerando como unidad funcional la producción de 1 ton de naranja fresca. Los límites del sistema involucraron los impactos ambientales del cultivo y cosecha de naranjas, así como aquellos derivados de la producción de los insumos requeridos. Para este análisis se consideraron dos tipos de lugares productivos: fincas con producción orgánica, así como fincas de alta y media producción convencional. Los métodos de impacto ambiental considerados fueron CML- línea base y el CED. De acuerdo con los resultados, la producción de naranja convencional tiene un impacto mayor que la orgánica, especialmente en las categorías de calentamiento global, acidificación, eutrofización y toxicidad humana, principalmente debido al uso de fertilizantes.

Recientemente, Yu et al. (2022) publicaron una revisión sobre la pirólisis de la biomasa como proceso para la obtención de bioenergía, desde el punto de vista del ACV; el enfoque de la revisión fue proporcionar recomendaciones sobre el uso de la metodología de ACV, de acuerdo con la experiencia recopilada en los últimos años. En esta revisión se muestran aclaraciones y recomendaciones de cada uno de los cuatro pasos de la metodología del ACV; se hace énfasis especial en la valoración por categorías de impacto, específicamente en el potencial de calentamiento global, en el cual incide la pirólisis como proceso de transformación. En este mismo año, Jozami et al. (2022) reportaron el ACV del aprovechamiento energético de la *Spartina argentinensis*, una gramínea perene nativa de Argentina. La aplicación de la metodología se llevó a cabo mediante dos escenarios de transformación a pellets combustibles: gasificación para entregar electricidad a la red, y calefacción residencial frente a la calefacción por gas natural. El balance energético en ambos escenarios fue negativo, pero notablemente más bajo comparado con el proceso convencional de producción de energía en el país. Es importante señalar que este estudio es el primero que utiliza el ACV sobre esta gramínea con fines energéticos. De acuerdo con este estudio, esta biomasa podría notablemente contribuir a la mitigación del cambio climático, en su uso como bioenergía.

Como se puede observar, el uso del ACV como herramienta para la evaluación de un proceso y el comportamiento energético de una determinada materia prima, tal como la biomasa, permite tomar decisiones en términos ambientales sobre su uso potencial o los cambios en su vía de transformación; lo anterior está directamente asociado con la economía y el modo de vida de la sociedad en la que se aplique. Asimismo, es importante destacar que la biomasa es un recurso que ofrece beneficios ambientales significativos frente a sus contrapartes fósiles en varias categorías de impacto, tal como ha sido demostrado en la revisión realizada.

5. Estudio de caso

De acuerdo con datos reportados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT, 2017) en México cada año se generan diariamente 102,895.00 toneladas de residuos, de

los cuales se recolectan 83.93% y se colocan en sitios de disposición final 78.54%, reciclando únicamente el 9.63% de los residuos generados. Sin embargo, éstos no son los únicos residuos generados con potencial para su revalorización a nivel nacional; adicionalmente, los desechos orgánicos urbanos, industriales, agrícolas, ganaderos y forestales podrían ser aprovechados para ayudar a solventar las necesidades energéticas, tanto de combustibles como de electricidad, del país. En este contexto la Secretaría de Energía (SENER, 2018) estimó que se generan aproximadamente 278 millones de toneladas de residuos sólidos. Estos últimos tienen un potencial energético estimado de aproximadamente 2,980 PJ. El 58% del potencial proviene de los bosques y el 27% de los residuos agrícolas y forestales. En este tenor, se consideran como fuentes productoras de biomasa:

- Subproductos agrícolas, que son los residuos de la cosecha como: rastrojos de maíz, trigo, sorgo cebada, así como pencas de agave, hojas y punta de corte en verde y cáscara y fibra de coco.
- Subproductos agroindustriales, hace referencia a residuos como: cascarilla de café cereza, bagazo de maguay, orujo de uva y cáscaras de maíz y trigo.
- Subproductos forestales: a) residuos del bosque como son madera en forma de ramas, puntas de árboles, trozas y árboles desperdiciados que quedan al hacer el marcaje, el derribo y la extracción forestal; b) residuos de la industria forestal como aserrín, recortes y costeras que se desechan en los aserraderos.

En términos de residuos generados por actividades agrícolas, la SEMARNAT en el 2012 reportó las toneladas generadas para cultivos perenes y temporales como se muestra en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2. Generación de biomasa agrícola por tipo cultivo (toneladas).

Entidad	Cultivos perenes	Cultivos temporales
Aguascalientes	9,340	81,887
Baja California	2,789	850,178
Baja California Sur	3,310	101,423
Campeche	57,743	511,308
Coahuila	3,213	166,773
Colima	129,377	51,460
Chiapas	595,890	2,008,361
Chihuahua	16,574	2,322,841
Cdmx	8,139	8,090
Durango	5,576	490,578
Guanajuato	2,586	4,702,617
Guerrero	44,937	1,806,472
Hidalgo	25,842	1,290,773
Jalisco	473,899	4,704,587
México	10,649	2,221,015
Michoacán	238,280	3,521,636

Morelos	133,520	357,873
Nayarit	174,343	853,631
Nuevo León	21,917	232,095
Oaxaca	339,235	1,119,460
Puebla	160,949	1,638,463
Querétaro	620	439,752
Quintana Roo	111,207	85,429
San Luis Potosí	188,255	361,163
Sinaloa	131,021	6,007,879
Sonora	34,850	2,897,936
Tabasco	209,142	285,447
Tamaulipas	276,482	4,408,490
Tlaxcala	2,928	777,736
Veracruz	1,584,486	1,782,958
Yucatán	26,933	154,236
Zacatecas	15,272	820,822
Total	5,029,965	46,981,483

A partir de los datos anteriores, es posible estimar que el 72.95% de la biomasa generada por actividades agrícolas a nivel nacional se obtiene a partir de 10 estados (siendo el estado de Sinaloa el estado con mayor porcentaje de aportación), mientras que el 27.04% restante lo generan las otras 22 entidades (Véase Figura 8.3).

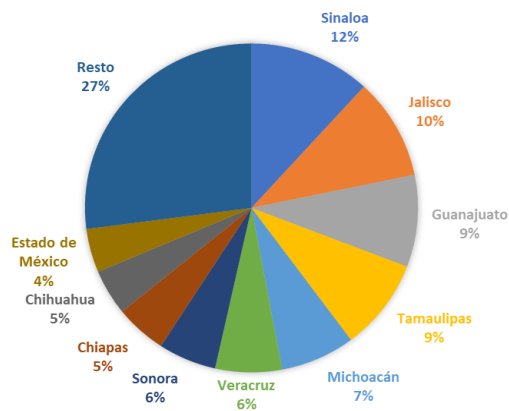


Figura 8.3. Principales estados productores de biomasa agrícola residual.

De acuerdo con la Red Mexicana de Bioenergía (2011), el uso de la biomasa con gran potencial en México puede contribuir a resolver el creciente problema de manejo de este tipo de residuos, al mismo tiempo de promover el uso de fuentes energéticas sustentables cumpliendo con los requisitos del país en materia de cambio climático, la Ley de Cambio climático de 2012, así como los objetivos de desarrollo sostenible. Bajo este contexto, se estimaba para ese mismo año un potencial de 3,000 MW para

generación de energía eléctrica con biogás; este último proveniente de la recuperación y aprovechamiento del metano a partir de residuos animales, residuos sólidos urbanos y tratamiento de aguas negras.

BENLESA en el estado de Nuevo León ha sido uno de los proyectos pionero en el aprovechamiento de los residuos de rellenos sanitarios para la producción de biogás y su uso como fuente energética para la generación de energía eléctrica. En este proyecto se utilizan 19 millones de toneladas de residuos sólidos municipales, los cuales pueden tener la capacidad de generar 40,000 MWh/año, lo que permite abastecer el 40% del alumbrado público de la zona metropolitana de Monterrey.

Por otro lado, de acuerdo con datos reportados por Masera et al. (2006) se estimaba que en México alrededor de 28 millones de personas dependen de la leña para satisfacer sus requerimientos energéticos para cocción, calefacción y otras necesidades. La leña también se usa en pequeñas industrias rurales como tabiquerías, panaderías, talleres alfareros, entre otras. En México se consumen alrededor de 18 millones de toneladas de materia seca de leña.

Hoy en día, el uso de la biomasa para la generación de energía se ha tornado en una necesidad para satisfacer la creciente demanda y cumplir los objetivos de desarrollo sostenible; sin embargo, para que esto sea una realidad es imprescindible que se desarrollen políticas públicas que apoyen este tipo de procesos, promoviendo la economía circular mediante la revalorización de este tipo de biomasa.

5.1 Caso de estudio: Estado de Querétaro (México)

El estado de Querétaro forma parte de los Estados Unidos Mexicanos, y se caracteriza por ser uno de los 9 estados con mayor crecimiento poblacional a nivel nacional. De acuerdo con cifras reportadas por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (2021), en el periodo de 2010-2020, el estado presentó un crecimiento poblacional de 4.6% por año en promedio. Este crecimiento ha impactado en el consumo de recursos naturales, así como en la demanda de servicios principalmente. Particularmente, en términos de uso de tierras para satisfacer las necesidades alimentarias son cultivadas aproximadamente 222,941 ha en el estado, distribuidos en los 18 municipios como se muestra en la Tabla 8.3.

Tabla 8.3. Tierras cultivadas por municipio en el Estado de Querétaro (ha).

Municipio	Hectáreas (ha)	
	Tierras sembradas	Tierras cosechadas
Amealco	35,743	25,743
Arroyo Seco	1,840	1,840
Cadereyta	5,201	5,055
Colón	10,798	10,711
Corregidora	9,177	5,177
El Marqués	20,309	13,950
Ezequiel Montes	3,556	3,468
Huimilpan	28,661	12,831

Jalpan	1,809	1,806
Landa De Matamoros	1,753	1,753
Pedro Escobedo	32,238	30,842
Peñamiller	929	924
Pinal De Amoles	1,139	1,129
Querétaro	19,109	11,074
San Joaquín	591	573
San Juan Del Río	40,383	39,931
Tequisquiapan	8,617	7,569
Tolimán	1,088	1,043
TOTAL	222,941	175,419

En la Figura 8.4 se muestran los principales municipios con actividades agrícolas en el estado; en dicha figura es posible identificar que en sólo cinco municipios se tiene el 61% del total de tierras cultivadas, mientras que el 39% lo tiene el resto (13 municipios restantes).

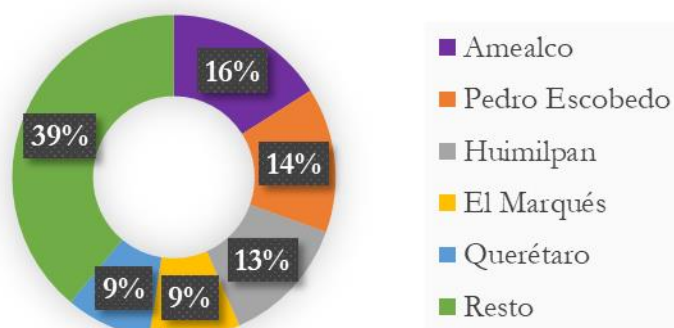


Figura 8.4. Principales municipios con actividades agrícolas

Por otro lado, de acuerdo con cifras reportadas por la Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural (SADER, 2015) la producción de maíz, sorgo, trigo, frijol, arroz, cebada, soya, algodón, cártamo y ajonjolí representan la mayor cantidad de residuos generados. Adicionalmente, los residuos de rastrojo y olote de maíz, así como las pajas de sorgo y trigo complementan aproximadamente el 81% de los residuos de la producción agrícola a nivel nacional. Particularmente, SADER (2015) reportó que en el Estado de Querétaro la mayor cantidad de residuos se obtiene de los cultivos de maíz, sorgo, trigo y cebada, como se muestra en la Tabla 8.4, así como los porcentajes de residuos que en promedio son destinados a la recuperación de los suelos agrícolas (10%), y a la alimentación de ganado (40%). En este sentido, para el caso de estos 4 tipos de residuos se tendrían disponibles aproximadamente 175,098 toneladas de residuos por año. A partir de este volumen el uso de este tipo de materiales para la generación de pellets y su aprovechamiento en la generación de energía eléctrica es una solución atractiva para el manejo sostenible de este tipo de residuos (Martínez-Guido et al.,

2019, 2021, 2022). En este tenor, como estudio de caso se propone la aplicación de un ACV para comparar las emisiones generadas por la producción de energía eléctrica a partir de los pellets combustibles, respecto del uso de energía eléctrica proveniente de una fuente convencional (carbón).

Tabla 8.4. Principales flujos de residuos agrícolas en Querétaro, México.

Tipo de residuo	Toneladas por año				
	Maíz	Sorgo	Trigo	Cebada	Total
Querétaro	284,108	42,214	2,155	21,719	350,196
Alimentos (40%)	113,643	16,885	862	8,687	140,078
Recuperación de suelos (10%)	28,410	4,221	215	2,171	35,019
Real disponible	142,054	21,107	1,078	10,860	175,098

5.1.1 ACV del uso de pellets como fuente de energía eléctrica en Querétaro

De acuerdo con la Figura 8.1, el ACV está constituido por cuatro etapas descritas, asimismo. A continuación, se describe sobre el caso de estudio la aplicación de cada una de las etapas.

Tabla 8.5. Aplicación del ACV sobre el estudio de caso

Etapa	Descripción
1	El objetivo del ACV propuesto busca hacer la comparativa en términos de daño ambiental generado por la obtención de energía eléctrica a partir de carbón convencional, y su sustitución por pellets producidos a partir de los residuos agrícolas disponibles en el estado de Querétaro (Véase Tabla 8.4). Se asume que se cuenta con un volumen igual a 166,343 toneladas anuales disponibles de material orgánico, considerando que el restante (5%) son las pérdidas por manejo, transporte, y transformación. Los alcances del ACV se muestran en la Figura 8.5, en la que se considera que ambas fuentes de energía se tienen ya disponibles para su transformación en energía eléctrica, mediante su combustión en una planta de generación. Se considera un poder calorífico promedio de 14.5 MJ/kg de pellet, lo que representa una generación de 2,411,975 MJ/año a partir de pellets. Mientras que para el carbón se considera un poder calorífico de 21 MJ/kg (Ríos-Badrán et al., 2019). La unidad funcional usada para el estudio es la generación de 1000 MJ, lo que equivaldría a quemar aproximadamente 69 kg de pellets y 48 kg de carbón.
2	A partir de los límites establecidos en la Figura 8.5 es posible generar los inventarios de emisiones de ambos sistemas. Particularmente, el inventario fue obtenido mediante la herramienta de GREET® Model "Modelo de gases de efecto invernadero, emisiones reguladas y uso de energía en diversas tecnologías" (The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model), herramienta propuesta por el Argonne National Laboratory (2021). En la Tabla 8.6 se muestran las emisiones generadas por el uso de pellets a partir de biomasa y carbón. Es posible observar que en la columna

	<p>nombrada como comparativa entre las emisiones generadas por el uso de biomasa y las generadas por el carbón los números resaltados en negritas representan los porcentajes de emisiones generadas por la biomasa, tomando como referencia los kg de emisiones generados por el uso de carbón. Mientras que los números en cursivas representan los porcentajes de emisiones generadas por el uso de carbón tomando como referencia los kg de emisiones generados por el uso de biomasa.</p>
3	<p>El Eco-indicador 99 fue usado como herramienta para cuantificar el impacto ambiental de esta comparativa. Como se indicó en la sección 3.2.3, esta herramienta considera tres categorías de daño final: la salud humana, la calidad de los ecosistemas y el daño a los recursos naturales. En este sentido los resultados muestran que a partir del inventario elaborado en la etapa anterior se generan $2.62e^{-3}$ DALYs en la categoría de daño a la salud humana, por el uso de pellets como fuente para la generación de 1000 MJ de electricidad; mientras que para la producción del mismo flujo de energía se generan $7.02e^{-3}$ DALYs cuando se usa carbón como fuente. El daño en la categoría de calidad del ecosistema para ambas alternativas fue igual a cero. En términos de daño a los recursos naturales, los resultados muestran que se generan $2.01E^{-3}$ MJ residuales por el uso de carbón para la generación de 1000 MJ de electricidad, mientras que se genera un impacto igual a cero para el caso del uso de pellets.</p>
4	<p>A partir de los resultados obtenidos en el análisis anterior, la producción de 1000 MJ de electricidad a partir de carbón, considerando el alcance mostrado por la Figura 8.5, la alternativa a partir de carbón genera 71% más daño ambiental en comparativa cuando la fuente energética son pellets de biomasa. Respecto de la alternativa de carbón esto implica sólo la combustión de la materia prima y su transformación en energía. Particularmente, en la Figura 8.6 se observa que los daños respiratorios ocasionados por sustancias inorgánicas presentan una mayor cantidad de DALYs en ambas alternativas, respecto de los daños causados por las sustancias orgánicas; estos últimos representan el 0.023% (biomasa) y 0.027% (carbón) del daño total respiratorio para cada alternativa. Por otro lado, en la Figura 8.7 se muestran la comparativa de la categoría daño a la salud humana por cambio climático; en este sentido es posible observar que los DALYs correspondientes a las emisiones de CO₂ son consideradas con signo negativo, es decir son restadas del total de DALYs obtenidos. La razón de ello se basa en el hecho de que de acuerdo con Martínez-Guido et al. (2021) las emisiones de CO₂ generadas por la biomasa son nuevamente fijadas por el crecimiento del nuevo cultivo; por lo tanto, dichas emisiones son consideradas a favor del proceso en términos ambientales. Considerando los resultados obtenidos, es posible concluir que el proceso de revalorización de residuos agrícolas para la generación de electricidad es una alternativa de manejo que promueve una economía circular; también se propicia una mejora en el sector agrícola en términos económicos, y beneficia ambientalmente, ya que presenta 71% menos impacto que el uso del carbón.</p>

Este tipo de estrategias permite evitar la dependencia a los combustibles fósiles, y brinda un beneficio sostenible en pro de los objetivos y agenda 2030; sin embargo, hoy en día es necesario el desarrollo de políticas públicas en México que apoyen dichas estrategias. Los resultados obtenidos en este pequeño estudio pueden ser de ayuda en la formulación de las mismas, ya que cuantifican este tipo de variables; adicionalmente se debe incluir un análisis económico de ambas alternativas, así como el análisis de la cuna a la tumba de ambas rutas, para así generar un punto de vista más robusto con datos globales.

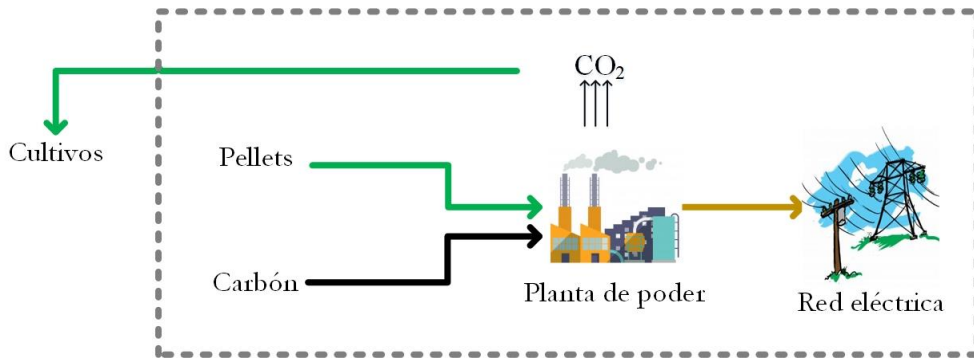


Figura 8.5. Límites del estudio de caso.

Tabla 8.6. Inventario de emisiones

Emisiones	kg/1000 MJ		%
	Biomasa	Carbón	
CO₂ TOTAL	7.97	51.53	15
VOC	1.35E-02	2.92E-02	46
CO	3.64E-01	4.23E-02	12
NO_x	2.33E-01	1.80E-01	77
PM₁₀	2.33E-04	5.02E-02	0.46
PM_{2.5}	2.40E-02	2.03E-02	85
SO_x	3.74E-02	8.30E-01	5
CH₄	4.48E-02	5.22E-01	9
N₂O	1.80E-02	5.40E-03	30

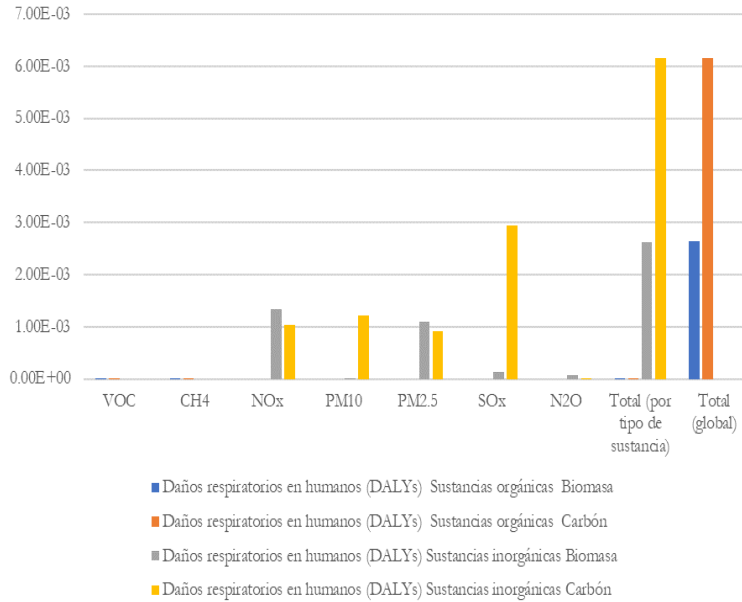


Figura 8.6. Categoría daño a la salud humana (daños respiratorios)

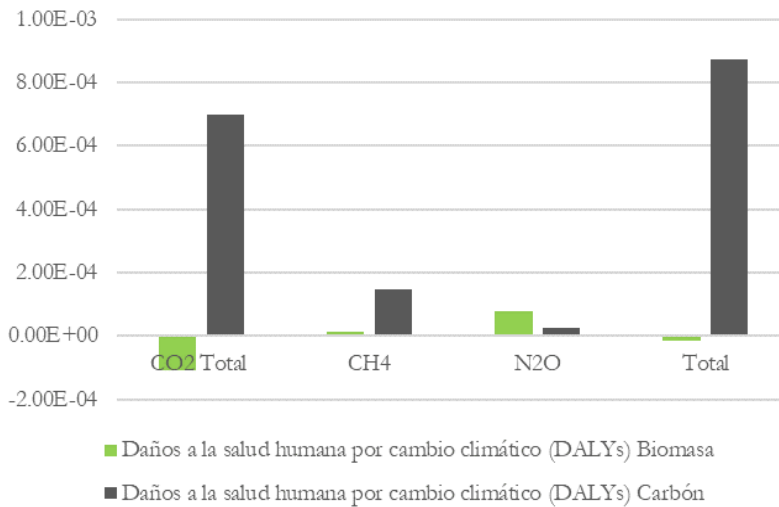


Figura 8.7. Categoría daño a la salud humana por cambio climático

6. Perspectivas

Para poder alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible se deben enfocar los esfuerzos en diversas áreas. Una de ellas es la relacionada con la generación de energía, la cual debe provenir de fuentes renovables y debe generarse mediante procesos sustentables de producción. En este contexto, se han investigado diferentes fuentes renovables, entre las que se encuentran las corrientes de aire, de agua, la radiación solar, la energía geotérmica, así como aquella contenida en la biomasa.

De manera particular, la biomasa, que puede ser virgen (comestible o no comestible) y residual, se perfila como una de las principales fuentes. Las principales ventajas incluyen que existe en prácticamente todos los rincones del planeta, y en cualquier época del año; respecto de este último punto es importante mencionar que no necesariamente esto aplica al mismo tipo de biomasa. Por otra parte, la baja densidad y en algunos casos elevada humedad de la biomasa hacen necesario su procesamiento antes de utilizarla como fuente de energía. Para ello se cuenta con procesos mecánicos, químicos, bioquímicos, biológicos, y termoquímicos. De allí que la generación de biocombustibles a partir de la biomasa es un proceso factible desde el punto de vista técnico. No obstante, dichos procesos de conversión también deben ser rentables y ambientalmente amigables. Para alcanzar ambas metas el ACV es una herramienta muy poderosa, ya que permite identificar las secciones del proceso de conversión con mayor impacto, y mayor uso de recursos tanto materiales como energéticos. En consecuencia, los resultados del ACV permiten implementar estrategias para minimizar dicho impacto, así como los costos de operación.

En este contexto se cuenta con una importante cantidad de metodologías que permiten calcular el análisis de ciclo de vida de un producto. Entre ellas existen variaciones con respecto a los enfoques, así como el detalle del resultado obtenido. Por ello, es importante definir exactamente el objetivo del estudio previo a la selección de la herramienta usada. Es importante mencionar que los resultados del ACV dependerán de la calidad de los datos que se estén usando en el estudio; por ello debe contarse en la medida de lo posible con datos reales, y de no ser el caso se pueden emplear simuladores de procesos para generarlos.

La principal área de oportunidad que se detecta es que ninguna de las metodologías considera la huella hídrica asociada a los procesos de conversión. La huella hídrica se define como el volumen de agua dulce que se requiere para producir algún producto en particular. Este aspecto es de vital importancia dado que el agua es un elemento indispensable para la supervivencia de la sociedad, los seres vivos, y los procesos de producción. Al día de hoy ninguna metodología la considera, y esto representa un aspecto muy importante. Por ejemplo, podrían compararse dos procesos de producción del mismo biocombustible, uno de los cuales tiene reducido consumo de energía, pero una elevada huella hídrica. Por ello se debe poner especial énfasis en incluir este indicador en las metodologías existentes.

7. Resumen de la sección

El análisis del ciclo de vida es una poderosa herramienta que permite evaluar de forma cuantitativa a los procesos de conversión de la biomasa. Dicha evaluación es muy importante, dado que se debe tener certeza sobre la sustentabilidad del proceso; es decir, un biocombustible producido a partir de biomasa es renovable por su origen, pero no necesariamente es sustentable. De allí que este análisis permite evaluar diferentes alternativas, y al mismo tiempo brinda información para poder realizar la mejora de los procesos de conversión de biomasa. Existen diferentes metodologías que se enfocan en aspectos específicos, por lo que se debe poner especial interés en determinar los objetivos que se persiguen con el estudio de manera previa a la selección de la metodología específica. Un aspecto importante es incorporar en las metodologías existentes la huella hídrica asociada a los procesos de conversión de biomasa.

Agradecimientos

Los autores agradecen el financiamiento recibido a través del proyecto 320583 por parte de CONACYT, Convocatoria de Ciencia Básica y/o Ciencia de Frontera, Modalidad: Paradigmas y Controversias de la Ciencia 2022. También se agradece el apoyo brindado por CONACYT a A.G. Romero-Izquierdo para la realización de su estancia postdoctoral.

Referencias

- Adams, P., Bridgwater, T., Lea-Langton, A., Ross, A., & Watson, I. (2018). Biomass Conversion Technologies. En *Greenhouse Gases Balances of Bioenergy Systems* (pp. 107–139). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101036-5.00008-2>
- Argonne National Laboratory. 2021. GREET® Model 2021. The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model. Disponible en: <https://greet.es.anl.gov/>
- Barbier, E. B., & Burgess, J. C. (2019). Sustainable development goal indicators: Analyzing trade-offs and complementarities. *World Development*, 122, 295–305. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2019.05.026>
- Barbier, E. B., & Burgess, J. C. (2020). Sustainability and development after COVID-19. *World Development*, 135, 105082. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2020.105082>
- Bonales-Revuelta, J., Musule, R., Navarro-Pineda, F.S., García, C.A., 2022. Evaluating the environmental performance of orange production in Veracruz, Mexico: A life cycle assessment approach. *J. Clean. Prod.* 343, 131002. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131002>
- Bradley, T., Ling-Chin, J., Maga, D., Speranza, L.G., Roskilly, A.P., 2022. 5.18 - Life Cycle Assessment (LCA) of Algae Biofuels, in: Letcher, T.M. (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy* (Second Edition). Elsevier, Oxford, pp. 387–404. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00067-4>
- Caserini, S., Livio, S., Giugliano, M., Grosso, M., Rigamonti, L., 2010. LCA of domestic and centralized biomass combustion: The case of Lombardy (Italy). *Biomass and Bioenergy* 34, 474–482. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.12.011>
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2011). The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland. *Applied Energy*, 88(2), 502–507. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.006>
- ESU, 2022. The Ecological Scarcity Method.
- FOEN, 2022. Ecological Scarcity Method.
- Frischknecht, R., Wyss, F., Büsser Knöpfel, S., Lützkendorf, T., Balouktsi, M., 2015. Cumulative energy demand in LCA: the energy harvested approach. *Int. J. Life Cycle Assess.* 20, 957–969. <https://doi.org/10.1007/s11367-015-0897-4>
- García-Bustamante, C.A., Zenón, E., Aguilar-Sánchez, P., Barahona, L.F., Sacramento-Rivero, J.C., Navarro-Pineda, F., Morales-Troyo, F., 2016. Análisis de Ciclo de Vida de la Bioenergía en México.
- Goedkoop, M., Spriensma, R., 2001. The Eco-Indicator 99: A Damage Oriented Method for Life Cycle Impact Assessment.

- Han, D., Yang, X., Li, R., Wu, Y., 2019. Environmental impact comparison of typical and resource-efficient biomass fast pyrolysis systems based on LCA and Aspen Plus simulation. *J. Clean. Prod.* 231, 254–267. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.094>
- Hansen, K., Breyer, C., & Lund, H. (2019). Status and perspectives on 100% renewable energy systems. *Energy*, 175, 471–480. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.092>
- Hansen, K., Mathiesen, B. V., & Skov, I. R. (2019). Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038>
- Hauschild, M. Z., Rosenbaum, R. K., & Olsen, S. I. (2018). *Life Cycle Assessment*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>
- Holdren, J. P., & Ehrlich, P. R. (1974). Human Population and the Global Environment: Population growth, rising per capita material consumption, and disruptive technologies have made civilization a global ecological force. *American Scientist*, 62(3), 282–292. <http://www.jstor.org/stable/27844882>
- Hubbert, M. K. (1971). THE ENERGY RESOURCES OF THE EARTH. *Scientific American*, 225(3), 60–73. <http://www.jstor.org/stable/24923117>
- Huijbregts, M.A.J., Steinmann, Z.J.N., Elshout, P.M.F., Stam, G., Verones, F., Vieira, M., Zijp, M., Hollander, A., van Zelm, R., 2017. ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. *Int. J. Life Cycle Assess.* 22, 138–147. <https://doi.org/10.1007/S11367-016-1246-Y>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). México en cifras: Querétaro. 2021, <https://inegi.org.mx/app/areasgeograficas/?ag=22#collapse-Resumen>
- Jozami, E., Mele, F.D., Piastrellini, R., Civit, B.M., Feldman, S.R., 2022. Life cycle assessment of bioenergy from lignocellulosic herbaceous biomass: The case study of *Spartina argentinensis*. *Energy* 254, 124215. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124215>
- Kayo, C., Tojo, S., Iwaoka, M., Matsumoto, T., 2014. Chapter 14 - Evaluation of Biomass Production and Utilization Systems, in: Tojo, S., Hirasawa, T. (Eds.), *Research Approaches to Sustainable Biomass Systems*. Academic Press, Boston, pp. 309–346. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-404609-2.00014-3>
- Martínez-Guido, S.I., García-Trejo, J.F., Gutiérrez-Antonio, C., Gómez-Castro, F.I. 2022. Optimal agriculture residues revalorization as a biofuel alternative in electric power grids. *Computer Aided Chemical Engineering*. 49, 595-600, <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85159-6.50099-3>
- Martínez-Guido, S.I., García-Trejo, J.F., Gutiérrez-Antonio, C., Dominguez-Gonzalez, A., Gómez-Castro, F.I., Ponce-Ortega, J.M. 2021. The integration of pelletized agricultural residues into electricity grid: Perspectives from the human, environmental and economic aspects. *Journal of Cleaner Production*. 321, 128932, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128932>
- Martínez-Guido, S.I., Ríos-Badrán, I.M., Gutiérrez-Antonio, C., Ponce-Ortega, J.M. 2019. Strategic planning for the use of waste biomass pellets in Mexican power plants. *Renewable Energy*. 130, 622-632, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.084>

- Martín-Gamboa, M., Marques, P., Freire, F., Arroja, L., Dias, A.C., 2020. Life cycle assessment of biomass pellets: A review of methodological choices and results. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 133, 110278. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110278>
- Masera, O., Arias, T., Ghilardi, A., Guerrero, G., Patiño, P. 2006. La bioenergía en México: un catalizador del desarrollo sustentable. Comisión Nacional Forestal.
- Mathiesen, B. V., Lund, H., & Karlsson, K. (2011). 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth. *Applied Energy*, 88(2), 488–501. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.001>
- Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J., & Behrens, W. W. (2019). The Limits to Growth. En K. Conca & G. D. Dabelko (Eds.), *Green Planet Blues: Critical Perspectives on Global Environmental Politics* (6a ed., pp. 27–31). Routledge.
- Moltesen, A., & Bjørn, A. (2018). LCA and Sustainability. En M. Z. Hauschild, R. K. Rosenbaum, & S. I. Olsen (Eds.), *Life Cycle Assessment*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>
- Navarro-Pineda, F.S., Handler, R., Sacramento-Rivero, J.C., 2017. Potential effects of the Mexican energy reform on life cycle impacts of electricity generation in Mexico and the Yucatan region. *J. Clean. Prod.* 164, 1016–1025. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.023>
- Nhuchhen, D., Basu, P., & Acharya, B. (2014). A Comprehensive Review on Biomass Torrefaction. *International Journal of Renewable Energy & Biofuels*, 1–56. <https://doi.org/10.5171/2014.506376>
- openLCA, 2022a. openLCA - Databases.
- openLCA, 2022b. openLCA Nexus: The source for LCA data sets.
- Prasad, S., Dhanya, M., Gupta, N., & Kumar, A. (2012). BIOFUELS FROM BIOMASS: A SUSTAINABLE ALTERNATIVE TO ENERGY AND ENVIRONMENT. *Biochem Cell Arch*, 12(2), 255–260.
- Red Mexicana de Bioenergía, 2011, la Bioenergía en México: Situación actual y perspectivas. Disponible en: <http://rembio.org.mx/wp-content/uploads/2014/12/CT4.pdf>
- Ríos-Badrán, I.M., Luzardo-Ocampo, I., Sandos-Cruz, J., García-Trejo, J.F., Gutiérrez-Antonio, C. 2019. S Biocombustibles sólidos: una alternativa económica y sostenible para la generación de energía eléctrica en México. *Ciencia@UAQRO*. 12, 61-66, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.084>
- Rivera, D.R.T., Ubando, A.T., Chen, W.-H., Culaba, A.B., 2021. Energy balance of torrefied microalgal biomass with production upscale approached by life cycle assessment. *J. Environ. Manage.* 294, 112992. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112992>
- RIVM, 2022. ReCiPe - downloads.
- Ruiz-López, E., 2016. El análisis de ciclo de vida. Metodología de decisión y evaluación ambiental en el sector de la edificación.
- S/A, 2022. Metodología de Análisis de Ciclo de Vida.
- Secretaría de Energía, SENER, 2018, El Atlas Nacional de Biomasa (ANBIO) es una herramienta tecnológica que contiene información sobre los sitios o áreas geográficas con recursos potenciales de Biomasa en México, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/atlas-nacional-de-biomasa>

- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, 2012, Generación de biomasa residual agrícola por tipo de cultivo, 2012 (Toneladas), disponible en: http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi_apps/WFServlet?IBIF_ex=D3_RME01_05&IBIC_user=dgeia_mce&IBIC_pass=dgeia_mce&NOMBREENTIDAD=*
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT, 2017, Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial, disponible en: <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/residuos-solidos-urbanos-rsu#:~:text=En%20M%C3%A9xico%20se%20generan%20diariamente,9.63%25%20de%20los%20residuos%20generados>.
- Tonini, D., Astrup, T., 2012. LCA of biomass-based energy systems: A case study for Denmark. *Appl. Energy* 99, 234–246. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.03.006>
- UNEP, 2011. Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases.
- United Nations. (2022a). Objetivos de Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- United Nations. (2022b). World Population Prospects 2022: Summary of Results.
- University Leiden, 2016. CML-IA Characterisation Factors.
- UPC, 2022. Análisis del Ciclo de Vida.
- USEtox, 2022. USEtox.
- Wang, Y. (Eds.), *Industrial Ventilation Design Guidebook (Second Edition)*. Academic Press, pp. 435–448. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816673-4.00002-X>
- Wang, Z., Liu, F., 2021. Chapter 7 - Environmental assessment tools, in: Goodfellow, H.D.,
- Yu, Z., Ma, H., Liu, X., Wang, M., Wang, J., 2022. Review in life cycle assessment of biomass conversion through pyrolysis-issues and recommendations. *Green Chem. Eng.* <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.gce.2022.08.002>

SOBRE AUTORES Y EQUIPO EDITORIAL

AUTORES

Los autores que han participado de esta edición, junto a sus instituciones y países de origen, se mencionan a continuación por orden alfabético:

Carreras, Nely - Depto. de Medio Ambiente, CIEMAT, Madrid, España.

Gutiérrez Antonio, Claudia - Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

Guzmán Martínez, Carlos Eduardo- Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

Honorato, Martín Omar- Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), Estación Experimental Agroforestal Esquel, Trevelin, Argentina.

Iglesias Esteban, Raquel- Unidad Biocarburantes Avanzados y Bioproductos, CIEMAT, Madrid, España.

Lara Montaña, Oscar Daniel- Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

Manrique, Silvina Magdalena - Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa–CONICET), Salta, Argentina // Departamento de Geología, Geografía y Medio Ambiente, Universidad de Alcalá, Madrid, España.

Martínez Guido, Sergio Iván- Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

Mosconi, Laura Ailen - Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa–CONICET), Salta, Argentina.

Ortiz González, Isabel - Unidad de Valorización Termoquímica Sostenible, CIEMAT, Madrid, España.

Romero Izquierdo, Araceli Guadalupe- Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

Ruiz Lorenzo, María Luisa- Depto. de Energía, CIEMAT, Madrid, España.

Subelza, Carolina Del Rosario- Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa–CONICET), Salta, Argentina.

Toledano Ayala, Manuel- Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Querétaro, Querétaro, México.

EQUIPO EDITORIAL

Coordinación General

Silvina M. Manrique, silvina.manrique@uah.es

Equipo de Revisión Editorial

Silvina M. Manrique^{1,2}

Camila Binda³,

Aien Weni Salvo¹,

Beatriz Balderrama¹,

Sobre las instituciones de pertenencia

¹Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO), Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Universidad Nacional de Salta (UNSa). Avenida Bolivia 5150, A4408FVY Salta, Argentina. Tel: +54 387 4255424/ Fax +543874255439.

² Departamento de Geología, Geografía y Medio Ambiente, Facultad de Ciencias, Campus Externo, Universidad de Alcalá de Henares (UAH), 28802, Madrid, España. Email: silvina.manrique@uah.es

³ Consejo de Investigaciones de la Universidad Nacional de Salta, Avenida Bolivia 5150, A4408FVY Salta, Argentina.

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

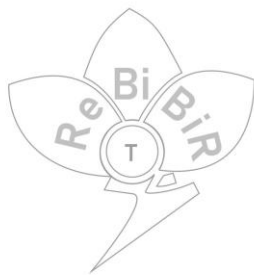
Esta publicación ha sido posible gracias al respaldo del Programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo) que financia el valioso trabajo regional que lleva adelante la Red ReBiBiR (T).

Un reconocimiento de especial gratitud a las Docentes-Investigadoras que participaron de la edición del curso 2022 en directo, y que han tomado la decisión de compartir con generosidad sus conocimientos, logros y aprendizajes con nuestra querida comunidad. Gracias a cada una de ellas por su trabajo asimismo en la edición posterior de las secciones del libro, por su valioso tiempo, su gran compromiso y sus propuestas, ideas y sugerencias, sin las cuales este Libro no hubiera alcanzado la calidad que hoy puede ofrecer.

De manera extensiva, gracias a todos los socios de la Red ya que, en nuestras mesas de trabajo y reuniones de Coordinación, surgió el germen que hoy se va consolidando poco a poco en las publicaciones y actividades que llevamos adelante.

Al Equipo de Revisión Editorial, un agradecimiento especial por el tiempo y dedicación minuciosa, invertidos en la búsqueda de un material de la mayor calidad posible. Gracias por contribuir a la excelencia de los productos de la Red en un esfuerzo desinteresado.

Asimismo, se reconoce a cada uno de los asistentes y participantes de los eventos ofrecidos por ReBiBiR (T), que se sumaron con entusiasmo a los debates, formación e intercambios y nos incentivaron a compartir este material que hoy acercamos; y a partir del cual buscamos la promoción de la planificación, desarrollo y ejecución de sistemas de biomasa y bioenergía que aporten a la sustentabilidad territorial.



Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural

Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T)

Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED)

Web oficial: <http://www.cytcd.org/es/rebibir>

Blog: <https://redrebiBir.wordpress.com/>

Youtube: "red rebibir"

LinkedIn: <https://www.linkedin.com/in/red-rebiBir/>

Facebook: <https://www.facebook.com/red.rebiBir.9>

Twitter: @rebiBir

Descargo de responsabilidad: Las opiniones, conceptos, resultados, tablas, gráficas, ilustraciones y fotografías, que hacen parte de cada uno de los capítulos, son responsabilidad exclusiva de los autores mencionados en los mismos.