

Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía

Bioenergía:

Fuentes, conversión
y sustentabilidad



JOSÉ MARÍA RINCÓN MARTÍNEZ

ELECTO EDUARDO SILVA LORA

Editores



Bioenergía:

Fuentes, conversión y sustentabilidad

Bioenergía:

Fuentes, conversión y sustentabilidad

JOSÉ MARÍA RINCÓN MARTÍNEZ
ELECTO EDUARDO SILVA LORA
Editores

© La Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía, 2014
© José María Rincón Martínez, Electo Eduardo Silva Lora, Editores

Primera edición
Ejemplares: 500
ISBN: 978-958-58880-0-5
Número de páginas: 332 p.
Bogotá - Colombia

Bioenergía:

Fuentes, conversión y sustentabilidad

La Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía

silva.electo52@gmail.com
joserinconmartinez@gmail.com.

Corrección de estilo: Charlie's Impresores Ltda.
Diseño, diagramación y portada: Julián Hernández – Taller de Diseño
Impresión: Charlie's Impresores Ltda.

Todos los derechos reservados. Prohibida su reproducción total o parcial por cualquier medio, sin permiso expreso del autor.

Índice

Introducción	7
Agradecimientos	9
Listado de autores	11
Sobre los editores	15
Capítulo 1	
Potencial de la biomasa y perspectivas en diferentes países	17
José María Rincón Martínez	
René Gastón Mejía	
Jorge Marcial Islas Samperio	
Jesús de Esteban Lizarde.	
Capítulo 2	
Cultivos energéticos para la generación de energía eléctrica	57
Quelbis Román Quintero Bertel	
Electo Eduardo Silva Lora	
Vladimir Melian Cobas	
Capítulo 3	
Adecuación y transformación de la biomasa como combustible	89
Arnaldo Matin Martínez Reyes	
Electo Eduardo Silva Lora	
Osvaldo José Venturini	
Capítulo 4	
Procesos biológicos de conversión	123
José Carlos Escobar Palacio	
Dimas José Rúa Orozco	
Electo Silva Lora	

Oswaldo José Venturini
Regina Mambeli Barros

Capítulo 5	
Procesos Termoquímicos	165
Electo Eduardo Silva Lora	
Manuel García-Pérez	
René Lesme Jaén	
Capítulo 6	
Tecnologías para Biodiesel	217
Edgar Fernando Castillo Monroy	
Aldemar Martínez González	
Capítulo 7	
Generación de energía eléctrica con biomasa	245
Electo Eduardo Silva Lora	
Quelbis Roman Quintero	
José Carlos Escobar Palacio	
Capítulo 8	
Generación de energía a partir de los residuos sólidos urbanos	275
José Carlos Escobar Palacio	
Dimas José Rua Orozco	
Aline Isabel Melo Henríquez	
Arnaldo Martín Martínez Reyes	
Regina Mambeli Barros	
Electo Eduardo Silva Lora	
Capítulo 9	
Gestión de proyectos	297
Alfredo Curbelo Alonso	
Barbara Garea Moreda	
Pedro Guevara	
Capítulo 10	
La sostenibilidad de los procesos de producción de energía a partir de biomasa	317
Hely Noé Torrealba	
Pedro Guevara	
José María Rincón Martínez	

Introducción

El libro que usted tiene en sus manos es el resultado de varios años de trabajo de La Red CYTED de Bioenergía, compuesta por grupos de investigación y empresas de Bolivia, Brasil, Colombia, Cuba, Ecuador, España, Guatemala, México, Nicaragua y Venezuela.

La obra, escrita por 17 autores, está dividida en 10 capítulos. Además de los autores de La Red, colaboraron profesores de la Universidad del Estado de Washington – WSU en los Estados Unidos y de la Universidad de Oriente – UO en Cuba.

En el primer capítulo se hace una introducción sobre aspectos generales de la bioenergía y se exponen los resultados de la evaluación del potencial de la biomasa y proyectos en ejecución en diferentes países, un resultado directo de la colecta de datos realizada en los países de origen de los investigadores de los grupos de La Red y en otros países de nuestro continente.

El segundo capítulo trata sobre cultivos energéticos para la generación de energía eléctrica. Se evalúan los cultivos de mayor potencial, seleccionándose el eucalipto y el pasto elefante. Posteriormente se hace un análisis integrado del sistema agrícola y de la tecnología de generación, incluyendo un análisis económico, para el caso particular de Brasil.

El tercer capítulo tiene como título “Adecuación y transformación de la biomasa como combustible” y toca temas importantes, y a veces desconsiderados, relativos al necesario manejo y

condicionamiento de la biomasa antes de los diferentes procesos de conversión. En específico se discuten aspectos del manejo en patio, proceso de secado, los diferentes tipos de secadores, la trituration y densificación: pelatización y briquetado. Se incluyen aspectos de consumo energético y costos.

El capítulo “Procesos biológicos de conversión”, el cuarto en la secuencia, trata sobre los procesos de conversión de la biomasa que se fundamentan en la acción de microorganismos. El primero de ellos la biodigestión, utilizada para el tratamiento de residuos líquidos agroindustriales y en los rellenos sanitarios para la conversión de los residuos sólidos urbanos en biogás. El segundo proceso es la hidrólisis de materiales lignocelulósicos para la producción de bioetanol. Se discuten aspectos tales como la purificación del biogás y la inserción de la tecnología de etanol lignocelulósico en los actuales esquemas tecnológicos de las fábricas de azúcar y alcohol. Se presentan los parámetros técnicos de las primeras plantas comerciales de etanol lignocelulósico en operación en el mundo.

El quinto capítulo, que lleva por título “Procesos termoquímicos” trae detalles sobre la gasificación, pirolisis y torrefacción de la biomasa. Se presentan las reacciones químicas, tecnologías, sistemas de limpieza y adecuación del gas y de los bioaceites. Destaque especial se da a las tecnologías de producción de biocombustibles utilizando como materia prima el gas resultante

de la gasificación y los bioaceites. Se discute el potencial del biocarbón para la mejoría del suelo y el secuestro de carbono.

En el capítulo “Tecnologías para biodiesel”, que es el número 6, se presenta un panorama de la oferta y demanda mundial de biocombustibles. Se muestran además las particularidades de la producción de biocombustibles en Colombia, principalmente respecto a la industria de aceite de palma. El capítulo incluye también la descripción de la cadena operativa del aceite: materia prima, extracción, transesterificación y producción catalítica, así como las características físico-químicas que definen la calidad del biodiesel y los aspectos ambientales de su uso como combustible.

“La generación eléctrica con Biomasa” es el tema del capítulo número 7. Aquí se hace un análisis del desempeño de las diferentes tecnologías que pueden ser utilizadas para la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa incluyendo ciclos a vapor convencionales, ciclos a vapor con fluidos orgánicos, diferentes tipos de expansores, Motores Stirling y sistemas gasificación motor. Se presentan datos sobre rangos y potencia de operación, eficiencias y costos de cada una de las tecnologías presentadas.

El capítulo 8 “Generación de Energía a partir de Residuos Sólidos Urbanos” incluye la caracterización de los residuos y su disposición en rellenos sanitarios, discutiendo asuntos como la calidad del biogás y la composición y tratamiento de los lixiviados. Otro aspecto tratado en el capítulo es la conversión termoquímica de los RSU con énfasis en la incineración y gasificación incluyendo las tecnologías de plasma.

La gestión de proyectos es el asunto tratado en el capítulo 9, en el que se discuten las particularidades de las diferentes etapas del ciclo de un proyecto: Inicio, implementación y cierre. Mayores detalles se aportan sobre las etapas de diseño de pre-factibilidad, estimación de la demanda energética, selección de las soluciones tecnológicas, análisis técnico-económico, planificación, implementación y cierre del proyecto.

El último capítulo, el número 10, trata sobre aspectos de sostenibilidad. Su enfoque es sobre las metodologías basadas en el análisis del ciclo de vida de productos y procesos, en particular el Análisis del Ciclo de Vida – ACV. Se muestran algunos ejemplos de la aplicación del ACV en cultivos energéticos y la producción de biodiesel. Se describen los principales impactos ambientales considerados en este tipo de estudio.

Agradecimientos

Los editores del libro agradecen el esfuerzo de los autores para poder concluir en tiempo los capítulos a su cargo y los felicita por la calidad de los mismos.

La Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía – Red Iberoamericana de Energía, agradece el apoyo económico del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo – CYTED.

Los editores resaltan la labor de la MSc. Diana Castellanos por la gestión administrativa de la Red y a la Química Laura Landazábal por su colaboración en la organización de los capítulos, y en general a todos aquellos que contribuyeron a la publicación de esta obra.

Esperamos que el libro sea de utilidad a todos los interesados en el tema de la bioenergía, tanto los que se inician en estos aspectos, como los especialistas. Agradecemos nos envíen sus opiniones y sugerencias a los correos silva.electo52@gmail.com y joserinconmartinez@gmail.com.

José María Rincón Martínez
Electo Eduardo Silva Lora



ain
Asociación de la Industria Navarra



Listado de autores

Aldemar Martínez González:

Ingeniero Químico de la Universidad Industrial de Santander en Colombia (2005). Con una Maestría en Ingeniería Mecánica en el Área de Conversión de Energía, Universidad Federal de Itajubá, Brasil (2006-2007). Se ha desempeñado como asistente de Investigación en el Programa de Plantas de Beneficio y Uso Eficiente de Energía, Corporación Centro de Investigaciones en Palma de Aceite (Cenipalma) entre el 2008 y 2009. Actualmente es Consultor para la sostenibilidad de biocombustibles, análisis de ciclo de vida, desarrollo de ingenierías conceptuales, básicas y modelos financieros para tecnologías de biocombustibles avanzados en Ecopetrol de la Cooperativa de Tecnólogos e Ingenieros de la Industria del Petróleo desde el 2010 a la fecha.

Alfredo Curbelo Alonso:

Profesor de Física del Instituto Lenin, en Moscú, con un Máster en Ciencias Físico-Matemáticas del mismo Instituto y un Doctorado en Ciencias Técnicas del Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echevarría” en La Habana. Del 2000 al 2007 se desempeñó como Director de Innovación y Energía del Centro de Gerencia de Programas y Proyectos Priorizados (FGeprop) del Ministerio de Ciencia Tecnología y Medio Ambiente. Desde el año 2009 a la fecha es Jefe e Investigador titular del Grupo de Bioenergía en el Centro para la Gestión de la Información y el Desarrollo de la Energía, Cubaenergía.

Aline Isabel Melo Henriques:

Bióloga de la Universidad del Atlántico (2006), Especialista en Gestión Ambiental de Universidad del Magdalena (2012), actualmente estudiante de Maestría en Ingeniería de Energía, Universidad Federal de Itajubá, Brasil (NEST/ Unifei). Se ha desempeñado como docente e investigadora en el área ambiental específicamente en manejo de residuos sólidos y acuicultura en instituciones de educación superior como la Corporación Educativa del Litoral, SENA e ITSA. Investigaciones en análisis de problemáticas ambientales para el establecimiento de planes de manejo integral de residuos sólidos, en municipios del Atlántico. Evaluadora de competencias laborales en gestión ambiental y acuicultura. Ha publicado artículos en revistas científicas especializadas y ha participado como ponente en eventos nacionales e internacionales.

Arnaldo Martín Martínez Reyes:

Doctor en Transferencia de Energía, Calor y Masa por la Universidad de Oriente (1989). Desde el 2013 realiza un Pos-doctorado en la Universidad Federal de Itajubá. Fue profesor titular de la Universidad de Oriente y asesor de proyectos de la Empresa Texas Turbinas a Vapor Ltda., en Maceió, Brasil entre el 2008 y el 2009. Tiene experiencia en el área de Ingeniería Mecánica, con énfasis en conversión de energía, actuando principalmente en los siguientes temas: turbinas, secado, bagazo, termoeconomía, recuperación de calor y refrigeración.

Barbara Garea Moreda:

Graduada en 1979 del Instituto de Física Lenin en Moscú, Rusia. Actualmente es la Directora del Centro de Gestión de Proyectos y Programas *Priorizar*, del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente. Jefe del Programa Nacional de Investigación y Desarrollo “Cambios Globales y la Evolución de la cubana Medio Ambiente” y es representante de Cuba en el Instituto Interamericano para Estudios sobre Cambios Globales, donde ocupa el cargo de segundo vicepresidente de esta institución.

Dimas José Rua Orozco:

Ingeniero Mecánico de la Universidad del Atlántico, Colombia, con Maestría en Ingeniería Mecánica de la Universidad Federal de Itajubá, Brasil, con experiencia en el área de ingeniería mecánica con énfasis en conversión de energía. También cuenta con experiencia en el área de mantenimiento industrial. Actualmente es estudiante de doctorado del departamento de ingeniería mecánica de la Universidad Federal de Itajubá (IEM/Unifei) e investigador del Núcleo de Excelencia en Generación Eléctrica y Distribuida – NEST/Unifei.

Edgar Fernando Castillo:

Ingeniero Químico, M.Sc., Ph.D. Se ha desempeñado como Jefe de Planta de la Industria Militar de Colombia (Indumil), profesor titular de la Universidad Industrial de Santander UIS (Colombia), Director-fundador del Centro de Investigaciones Ambientales de la UIS, Director del Programa de Investigación en Fábrica del Centro de Investigación de la Caña de Azúcar (Cenicaña) y actualmente se desempeña como Profesional Experto en el área de Diversificación Energética del Instituto Colombiano del Petróleo adscrito a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol). Sus temas actuales de investigación se enfocan hacia la conversión y valorización de biomásas, en especial sobre la obtención de biocombustibles de segunda y tercera generación.

Hely Noé Torrealba:

Ingeniero Químico con estudios de doctorado en la Universidad Rey Juan Carlos de Madrid (España), desarrollando su tesis doctoral en el área de Gestión del Ciclo de Vida de la producción de energía a partir de biomasa. En Venezuela cuenta con 15 años de experiencia en el Centro de Investigaciones del Estado para la Producción Experimental Agroindustrial (Ciepe), designado como Investigador Jefe del área de Control de Aguas, Evaluación y Tratamiento de Residuos Agroindustriales, coordinando los programas de investigación, asistencia técnica a la agroindustria y capacitación de talento humano.

José Carlos Escobar Palacio:

Doctor en Ingeniería Mecánica por la Universidad Federal de Itajubá (2010). Actualmente es profesor adjunto en la Universidad Federal de Itajubá e investigador del Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida-NEST. Tiene experiencia en el área de conversión de energía con énfasis en los siguientes temas: generación termoeléctrica y distribuida, uso energético de la biomasa, cogeneración, biocombustibles, termoeconomía, fuentes renovables de energía entre otros. Tiene varias publicaciones sobre estos temas en congresos, revistas internacionales y capítulos de libro.

Manuel Garcia Perez:

Ingeniero Químico de la Universidad de Oriente en Santiago de Cuba (1995) con un Master en Ingeniería de la misma Universidad y Un M.Sc. y un Ph.D. en Ingeniería Química de la Université Laval en Quebec, Canadá. También cuenta con dos posdoctorados en las universidades de Monash en Melbourne, Australia y la Universidad de Georgia en USA. Su trabajo está orientado a la investigación Ingeniería Bioenergía y Bioproductos y se ocupa de la carga ambiental asociada con la disminución de los recursos petroleros del mundo. En este momento está trabajando en

conversión termoquímica de la biomasa a partir de residuos. Él junto con socios de investigación ha trabajado durante más de ocho años en nuevos enfoques para caracterizar los bio-aceites producidos a partir de diversas materias primas de la agricultura y los bosques.

Oswaldo José Venturini:

Doctor en Ingeniería Mecánica por la Universidad Federal de Itajubá - Unifei (2001). Profesor Asociado de la misma Universidad y Miembro del Núcleo de Excelencia en Generación Termoelectrónica y Distribuida- NEST, donde participa de diversos proyectos de Investigación y Desarrollo, en el área de conversión de energía trabajando en los siguientes temas: climatización, generación termoelectrónica, energías renovables, cogeneración, turbinas de gas, entre otros. Ha publicado diversos artículos en congresos y revistas internacionales y es autor de 03 libros, además de capítulos en otros libros en su área de actuación.

Pedro Guevara Patiño:

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional de Colombia, especialista en gestión ambiental de la Universidad Distrital y maestría en Ingeniería Ambiental de la Universidad Nacional de Colombia. Se ha desempeñado como consultor e investigador en temas de energía y medio ambiente, tanto para el sector público como el privado, participando en proyectos con entidades como la UPME, CREG, Minercol, Ecocarbón, Carbocol, Colciencias, Secretaría Distrital de Ambiente, Cámara de Comercio de Bogotá. Es socio, fundador, consultor e investigador de Corpoema y socio fundador de Industrias TECSOL.

Regina Mambeli Barros:

Graduada en Ingeniería Civil de la Universidad de Taubaté (1997), cuenta con un Doctorado en Ingeniería Civil - Hidráulica y Saneamiento de la Escuela de Ingeniería de São Carlos / Universidad de São Paulo, CESE / USP (2005) y es Master en

Ingeniería Civil - Hidráulica y Saneamiento por la Escuela de Ingeniería de São Carlos de la Universidad de São Paulo, CESE / USP (2000). Se ha especializado en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2012), Universidad Federal de Itajubá (Unifei). Miembro de la Asociación Internacional de Residuos Sólidos (ISWA) y la Asociación Brasileña de Ingeniería Sanitaria y Ambiental (ABES). Tiene experiencia en Ingeniería Civil con énfasis en Hidráulica y Saneamiento, que actúa sobre los siguientes temas: Desechos Sólidos, Energía Renovable, hidroeléctricas pequeñas, de aguas residuales, los recursos hídricos superficiales y subterráneos, ambientales y de percepción de la Contaminación. Actualmente es Profesora Asociada del Instituto de Recursos Naturales de la Universidad Federal de Itajubá (IRN / Unifei).

Rene Lesme Jaén:

Doctor en Ciencias Técnicas y Profesor Titular del Centro de Estudios de Energía de la Universidad de Oriente, Cuba. Ha impartido más de 10 disciplinas relacionadas con la Ingeniería Mecánica. Dirige y desarrolla proyectos en el campo de termo conversión de biomasa. Ha publicado más de 50 artículos científicos en revistas y Congresos. Entre los proyectos de investigación desarrollados: Proyecto BIOMAS-Cuba, Evaluación y modelación de un sistema gasificador/motor de combustión interna y gasificación de biomasa en un gasificador *downdraft* con diferentes agentes de gasificación.

Quelbis Román Quintero Bertel:

Ingeniero Agrícola de la Universidad de Sucre, en Sincelejo Colombia, especialista en Ciencias Ambientales de la misma Universidad y M.Sc. en Ingeniería Agrícola de la Universidad Nacional de Colombia. Se ha desempeñado como Investigador en las áreas de ordenamiento ambiental, contaminación de suelos, administración y planificación de los recursos naturales, así como en gerencia de proyectos, asesor y consultor en

el área ambiental en el sector privado y público. Actualmente se desempeña como Profesor en la Universidad Autónoma de Colombia.

Vladimir Melian Cobas:

Graduado en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Superior Politécnico Julio Antonio Mella, Cuba (1991), tiene un título de maestría en Ingeniería de la Energía de la Universidad Federal de Itajubá (2000) y un Doctorado en Ingeniería Mecánica

por la Universidad Federal de Itajubá (2006). Actualmente es profesor asistente en la Universidad Federal de Itajubá, Brasil. Tiene experiencia en Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica, con énfasis en la generación de energía eléctrica, que actúa sobre los siguientes temas: tecnologías avanzadas de generación distribuida, pilas de combustible, motores Stirling, biomasa, eficiencia energética y generación térmica.

Sobre los editores

José María Rincón Martínez:

Químico de la Universidad Nacional de Colombia, con estudios de postgrado en el área energética en el Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester (UMIST). Prestó servicios en diferentes industrias y como profesor en la Universidad Nacional de Colombia, fundó el laboratorio de Investigación en Energía y Combustibles en la Universidad Nacional. Experto en el área de carbón y biomasa. Socio fundador y gerente de Industrias Tecsol. Se le confirió el título de profesor Emérito de la Universidad Nacional de Colombia, y se desempeña como Director de Investigación en Corpoema e Industrias TECSOL, y Coordinador de la Red de Bioenergía para el Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en la Producción de Bioenergía (Bioenergía o Red Iberoamericana de Bioenergía).

Electo Eduardo Silva Lora:

Doctor de la Universidad Politécnica de San Petersburgo en Rusia en 1988, actualmente es profesor asociado en el Instituto de Ingeniería Mecánica de la Universidad Federal de Itajubá, Unifei en Brasil y Coordinador del Grupo de Excelencia en Energía Térmica y Generación Distribuida - NEST. Él es también coordinador del curso de maestría en Ingeniería de la Energía. Entre septiembre y noviembre 2014 fue becario Fulbright en la Universidad Estatal de Washington en EE.UU. Especialista en la combustión y la gasificación de la biomasa, la energía renovable y control de la contaminación, han publicado más de 80 artículos en revistas internacionales y 118 actas de congresos. Ha dirigido 12 tesis de doctorado y 41 de maestría y es autor de 11 libros. Actualmente su actividad académica se concentra en la investigación sobre los residuos de biomasa y la conversión de energía.

Capítulo 1

Potencial de la biomasa y perspectivas en diferentes países

JOSÉ MARÍA RINCÓN MARTÍNEZ

RENÉ GASTÓN MEJÍA

JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO

JESÚS DE ESTEBAN LIZARDE

PANORAMA MUNDIAL ENERGÉTICO

Debido a la necesidad de disminuir el continuo avance en el calentamiento global causado por el uso indiscriminado de combustibles fósiles, se hace necesario encontrar nuevas alternativas para la producción de energía; entre ellas, la bioenergía es una de las más importantes. El uso de esta energía, proveniente de la biomasa, fue la principal fuente energética utilizada hasta los albores de la revolución industrial en el siglo

XVIII. A partir de esa época se inició el uso de recursos fósiles como fuente energética, los cuales se formaron durante el almacenamiento y transformación geotérmica de biomasa durante millones de años [1]. Al utilizar estos recursos como combustibles (ver Figura 1.1 liberan el carbono almacenado como bióxido de carbono (CO_2) que es la causa principal del fenómeno de calentamiento global conocido como cambio climático.

El uso de la bioenergía es diferente en cada país o región, usualmente participa con el 3%

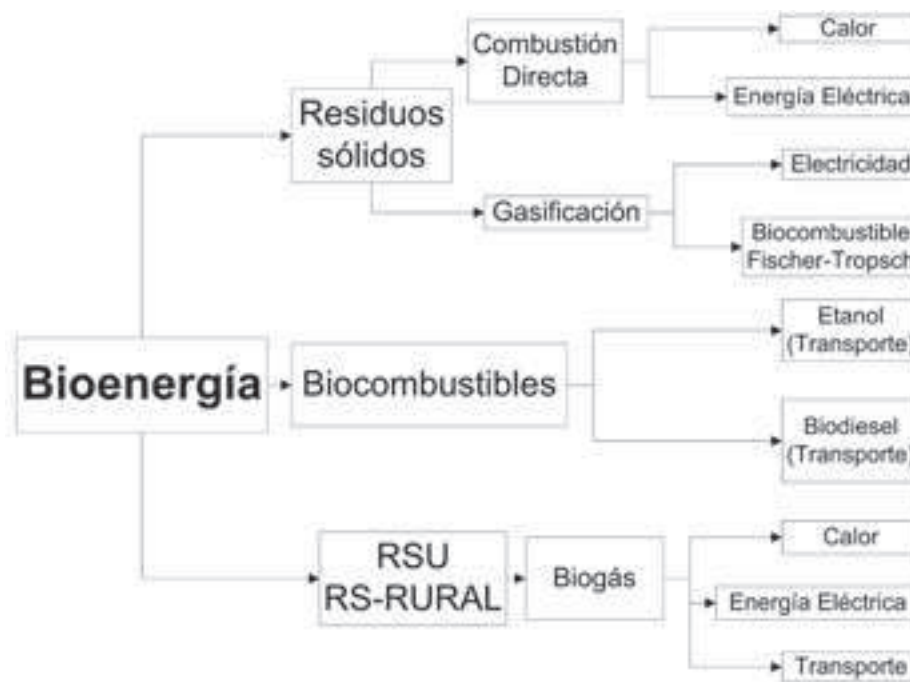


Figura 1.1 Aprovechamiento de las diferentes fuentes de bioenergía.

en los países industrializados, y se incrementa al 22% en promedio en los países en desarrollo, cuya utilización principal se da en los sistemas de calentamiento y en la cocción de alimentos. China usó 9 EJ de biomasa para energía en 2008 seguido por India (6 EJ/año), Estados Unidos (2.3 EJ/año) y Brasil (2 EJ/año) [2]. En general la bioenergía, tiene un mercado en crecimiento en los países industrializados (G8) en especial los de Europa del Norte para la generación y cogeneración de energía eléctrica y calor con biocombustibles sólidos (leña y madera forestal). Otra aplicación que está en continuo crecimiento es la producción de pellets, para los cuales existe un mercado internacional en crecimiento constante.

La biomasa es el recurso renovable que cuenta con mayor potencial de utilización en la zona intertropical (franja ecuatorial de 23° latitud norte hasta los 23° latitud sur), para la generación de energía eléctrica y térmica, ya que cuenta con condiciones ambientales adecuadas, tales como humedad, temperatura y radiación solar durante todo el año para su generación.

Por razones ambientales y también debido al alto costo de los combustibles convencionales impuestos por los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, por su sigla en Inglés OPEC, el mundo regresa al uso de la biomasa como fuente de energía, la cual presenta ventajas como: amplia distribución global, utilización de mano de obra local, desarrollos propios para cada región y la no generación de exceso de gases de efecto invernadero. De aquí que los países localizados en el trópico, tienen la oportunidad de establecer una industria de biocombustibles tanto sólidos como líquidos que repercutirán en altos beneficios sociales y ambientales a nivel mundial.

De la bioenergía también se desprende el término Biocombustibles. Este término se refiere a una mezcla de sustancias orgánicas, que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna. El prefijo “bio-” se utiliza en toda la Unión Europea y América Latina.

Al utilizar biocombustibles se reduce considerablemente el CO₂ que es enviado a la atmósfera; la materia prima, la biomasa, consume CO₂ a medida que se va desarrollando y luego, durante la combustión, emite una cantidad equivalente a la utilizada durante su crecimiento.

En Europa, Argentina y Estados Unidos han surgido diversas normativas que exigen a los proveedores mezclar biocombustibles hasta un nivel determinado. Generalmente los biocombustibles se mezclan con otros combustibles en cantidades que varían del 5 al 10%. Los combustibles de origen biológico pueden sustituir parte del consumo en combustibles fósiles tradicionales, como el petróleo o el carbón.

Los biocombustibles más usados y desarrollados en la actualidad son el bioetanol y el biodiésel. Sin embargo, se puede clasificar el tipo de biocombustible de una manera más general. En esta, la clasificación se da respecto al estado en el que se encuentran: sólidos, líquidos o gaseosos.

Biocombustibles sólidos

Hay dos grandes bloques en cuanto a biocombustibles sólidos se refiere: aquellos conocidos como pellets y los conocidos como productos de torrefacción.

Algunos países han establecido la industria de los biocombustibles sólidos mediante pellets, como Austria, Suiza y Alemania en Europa; Estados Unidos y Canadá en América los cuales han desarrollado normas de calidad, que garantizan el uso de un producto uniforme. El uso principal de los pellets es como biocombustible a cambio de carbón en pequeñas calderas, normalmente menores de 100 kW, y en hornos de calentamiento de las zonas urbanas.

Las empresas dedicadas a la producción de pellets tienen una capacidad de 2.000 a 150.000 t/d y están localizadas prácticamente en todos los países Europeos. El precio de los pellets varía según el país, para el caso de algunos países Europeos, en el año 2006, un GJ de pellets equivalente valía

17.8 Euros en Alemania, 15.5 en Austria y Suiza, y 8 en España.

Estados Unidos proyecta incrementar el uso de la biomasa en co-combustión (con carbón) en las plantas de generación de energía térmica, para reducir las emisiones de CO₂ en un 30% al año 2030 [3]. Esto implica un uso estimado de 5 millones de toneladas de biomasa/día. De esta manera se tendrá que recurrir a cultivos energéticos y a al uso de residuos forestales y en general el uso de todo tipo de residuos celulósicos (pellets o biomasa torrefactada).

Se espera que para el año 2015, en Alemania, los pellets participen en el 8% del mercado de los sistemas de calentamiento, el cual tiene un aproximado de 57,000 nuevas instalaciones y un gasto estimado de combustible de 1.35 billones de Euros. De los países americanos, los Estados Unidos y Canadá poseen una industria de pellets para uso doméstico y en el mercado de exportación. Los precios de pellets en Estados Unidos se encuentran entre 120 y 200 dólares por tonelada [4]. China tiene un programa para alcanzar el 10% del total del consumo de su energía a partir de biomasa para el año 2020; planea producir 50 millones de toneladas de pellets anualmente, y ha declarado que se construirán cincuenta plantas de co-generación que operen con pellets de paja como combustible. China se ha apropiado de la tecnología y ahora prácticamente produce toda la maquinaria necesaria localmente; ha logrado que los costos de producción sean más bajos que los de importación y que el precio de la energía eléctrica generada compita con el obtenido a partir de carbones locales de bajo rango. En América del sur, Brasil, Argentina y Chile, tienen una capacidad pequeña de producción de pellets, con lo cual satisfacen necesidades internas, pero no tiene capacidad de exportación [5].

En 2010, el comercio internacional de combustibles sólidos de biomasa (excluido carbón) ascendió a 18 millones de toneladas (300 PJ), de los cuales 120 PJ está en pellets, 77 PJ en residuos de

madera y 76 PJ en leña. La demanda de pellets de madera está aumentando rápidamente debido a su conveniencia, accesibilidad y facilidad de envío a través de largas distancias; su alta densidad, formas pequeñas y uniformes, hacen que estos sean ideales para su uso en sistemas de combustión automatizados. Alrededor del 65% de la producción total se utiliza en pequeñas plantas de calor y 35% en las plantas de energía más grandes. Europa consume el 85% de los pellets que se producen en el mundo. En el 2011, se añadieron 10 GWt térmicos a la capacidad moderna de calefacción de biomasa, para un total mundial de 290 GWt.

Por otro lado están los productos torrefactados. La torrefacción es el proceso por el cual la biomasa se transforma (entre 200 y 300°C) en un producto hidrofóbico de alto poder calorífico que puede ser molido y mezclado con carbón mineral para alimentar procesos de generación eléctrica y térmica. La biomasa torrefactada es el combustible renovable sólido del futuro [6]. Dentro de los beneficios del uso de productos torrefactados se encuentran:

- Densidad energética cercana a la del carbón
- Mayor cantidad de materia prima disponible (todos los tipos de biomasa se pueden torrefactar)
- Reducción significativa en costos de transporte y manejo
- No presenta biodegradación durante el almacenamiento
- Gran variedad de aplicaciones y,
- Su combustión y gasificación son de aplicación fácil y limpia.

La torrefacción es una tecnología en desarrollo que aún no se encuentra implementada a nivel comercial. Considerando las virtudes de los productos torrefactados, se espera que en el corto plazo sea una tecnología madura y de amplia aplicación; ésta es la esperanza para lograr la disminución de emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI) propuesta por China y Estados Unidos recientemente.

Biocombustibles líquidos

Los combustibles sólidos proveen la mayor parte de la bioenergía en el mundo, seguidos de los biocombustibles líquidos, para los cuales la principal aplicación se presenta en el sector del transporte. El comercio neto de biocombustibles líquidos (etanol y biodiesel) alcanzó unos 20 millones de barriles de petróleo equivalente (120-130 PJ) en 2009 (lo que equivale a la cantidad de energía obtenida a partir de pellets). Para los biocombustibles líquidos en el sector del transporte, la región de mayor consumo de etanol en el 2011 fue América del Norte, seguida de América Latina. Europa consume el mayor porcentaje de biodiesel.

Los biocombustibles obtenidos de cultivos energéticos como el etanol de la caña y biodiesel de la palma no sólo ayudan a mitigar los GEI sino que también son importantes para reducir las emisiones nocivas al aire como monóxido de carbono y material particulado proveniente de la mala combustión de la gasolina y el diésel, con lo cual también se presentan beneficios en la salud de los ciudadanos.

Los biocombustibles líquidos también se obtienen mediante el proceso de generación gas de síntesis. Con este gas se obtienen los conocidos combustibles Fisher-Tropsch o combustibles BTL, que por no contener azufre ni nitrógeno, evitan las emisiones de gases ácidos (SO_x y NO_x).

Biocombustibles gaseosos

Durante el almacenamiento de la biomasa en medio anaeróbico hay descomposición y generación de biogás el cual contiene alrededor de un 50% de metano, que es un gas de efecto invernadero 21 veces más potente que el bióxido de carbono. Por esto, la transformación de la biomasa almacenada es vital para contrarrestar la generación de este GEI.

El mercado de biogás es también importante en Europa. En Alemania representó alrededor del 61% del total del gas consumido como energía primaria en 2010. En 2011, la producción energética europea se situó en los 10,1 millones de toneladas equivalentes de petróleo a nivel europeo, equivalente a la mitad de la energía de los biocombustibles líquidos en todo el mundo (The Global Renewable Energy Business, 2014). A principios de 2012, alrededor de 186 plantas de biogás estadounidenses estaban operando en las granjas comerciales de producción pecuaria. El bio-metano (biogás purificado) se produce en 11 países europeos, y en nueve de ellos se inyecta en la red de gas natural. Su uso en las plantas de co-generación, junto con otras aplicaciones está bien establecido en estos países, encabezados por Alemania.

LA BIOMASA

La biomasa es básicamente una fuente de energía solar almacenada por las plantas mediante el proceso de fotosíntesis. Durante la fotosíntesis se captura bióxido de carbono y vapor de agua que con ayuda de la luz solar se convierte en glucosa, la cual de origen a almidones, celulosa, hemicelulosa y lignina entre otros. El término biomasa por lo tanto, cubre una amplia gama de materiales orgánicos producidos a partir de plantas y animales.

Las fuentes de biomasa más importantes son los residuos de los cultivos agrícolas, los de los procesos forestales, los residuos del procesamiento de la madera, desechos de animales (incluidos los residuos humanos), residuos sólidos urbanos (RSU), desechos de procesamiento de alimentos, los cultivos realizados exclusivamente para su aprovechamiento energético y los bosques de corta rotación [7]. Al utilizar la biomasa como combustible en cualquiera de sus formas (sólida, líquida o gaseosa), se emite bióxido de carbono, agua y se desprende para su aprovechamiento, la

energía química almacenada como energía térmica y eléctrica [1].

Generalidades de la biomasa

En toda América casi 80 millones de personas dependen de la biomasa tradicional para calentarse y cocinar, de la cual la mayoría está ubicada en Centro y Sur América. La falta de acceso a la energía es principalmente un problema rural; sólo alrededor de 1% de la población urbana carece de energía eléctrica, mientras que la proporción rural es 28%. Debido a las limitaciones geográficas la solución más viable, para la mayoría de la población que vive en las regiones aisladas, es la generación de energía con fuentes renovables, en especial con biomasa. Esto por ser una energía disponible durante todo el año, confiable y que además se puede combinar con otras energías.

Estimar el potencial energético de la biomasa en América es importante para su aprovechamiento, el cual dependerá de su composición química y el tipo de biomasa para determinar sus usos. En la Tabla 1.1 se muestra la producción de bioenergía en el año 2011 para cada uno de los países de las Américas.

La Tabla 1.1 muestra que los países que más producen bioenergía son:

Estados Unidos, Brasil y Canadá respectivamente, en todos los casos la principal fuente energética se trata de sólidos primarios (madera, pellets etc.) y biocombustibles líquidos primarios, lo que demuestra que los bio-combustibles de segunda generación aun no representan una fuente importante en el coctel energético. Sin embargo, según las estadísticas presentadas por la IEA (International Energy Agency), en los últimos años

Tabla 1.1 Resumen de producción de Bioenergía en las Américas (datos estadísticos tomados del IEA y del EIA)

País	Sólidos (TJ)			Gases (TJ)	Líquidos (Miles de barriles/día)		
	RSU	RI (Residuos Industriales)	S. Primarios	Biogás	Total bio-Combustibles líquidos	Bioetanol	Biodiesel
Argentina	-	-	92.648	-	50,34	3	47,34
Bolivia	-	-	7.474.692	-	-	-	-
Brasil	-	-	2.711.814	1.644	438,06	392	46,05
Canadá	5.229	4.914	426.237	9.921	32,7	30	2,7
Chile	-	85	204.913	362	-	-	-
Colombia	-	-	151.279	-	15	6	9
Costa rica	-	-	30.741	4	0,4	0,4	-
Ecuador	-	-	29.371	-	0,1	0,1	-
España	14.612	-	201.458	12.040	20	8	12
Guatemala	-	-	274.756	-	4,01	4	0,01
Honduras	-	-	86.645	-	0,02	-	0,02
México	-	-	344.075	2.154	0,4	0,3	0,1
Nicaragua	-	-	51.850	-	0,2	0,2	-
Panamá	-	-	19.493	-	-	-	-
Paraguay	-	-	97.208	-	2,22	2,2	0,02
Perú	-	-	123.420	-	2,7	2,1	0,6
Uruguay	-	-	53.399	-	0,4	0,2	0,2
USA	296.096	140.155	2.075.523	230.446	971,73	908,62	63,11
Venezuela	-	-	27.918	-	-	-	-

se ha observado un crecimiento en la producción de energías a partir de los distintos tipos de residuos de biomasa (biocombustibles secundarios), esto debido a la necesidad de disminuir la contaminación por la alta producción de residuos y la emisión de exceso de gases de efecto invernadero debido al uso de combustibles fósiles. El objetivo de la investigación en este campo es el desarrollo de procesos industriales económicos que puedan tratar todos los distintos tipos de residuos para darles un valor agregado, y detener la contaminación que pone en riesgo distintos ecosistemas y nuestra propia existencia.

Procesos de conversión de la biomasa en energía

A partir del conocimiento sobre las necesidades de utilizar la bioenergía para el mejoramiento de las condiciones ambientales causadas por el uso

de combustibles fósiles (emisiones de monóxido y de material particulado), también es importante masificar su utilización con el fin de disminuir las emisiones de GEI causantes del cambio climático, por lo cual amerita evaluar las diferentes rutas de conversión de la biomasa con el fin de tener principios de selección de las tecnologías apropiadas para su aplicación en determinada región.

A continuación, la Figura 1.2 ilustra de manera general los diferentes procesos de conversión de biomasa con sus respectivos derivados. A lo largo de los próximos capítulos se hará énfasis en cada uno de ellos.

Uso energético de la biomasa

La biomasa, desde el punto de vista energético, se utiliza comúnmente en las plantas de generación

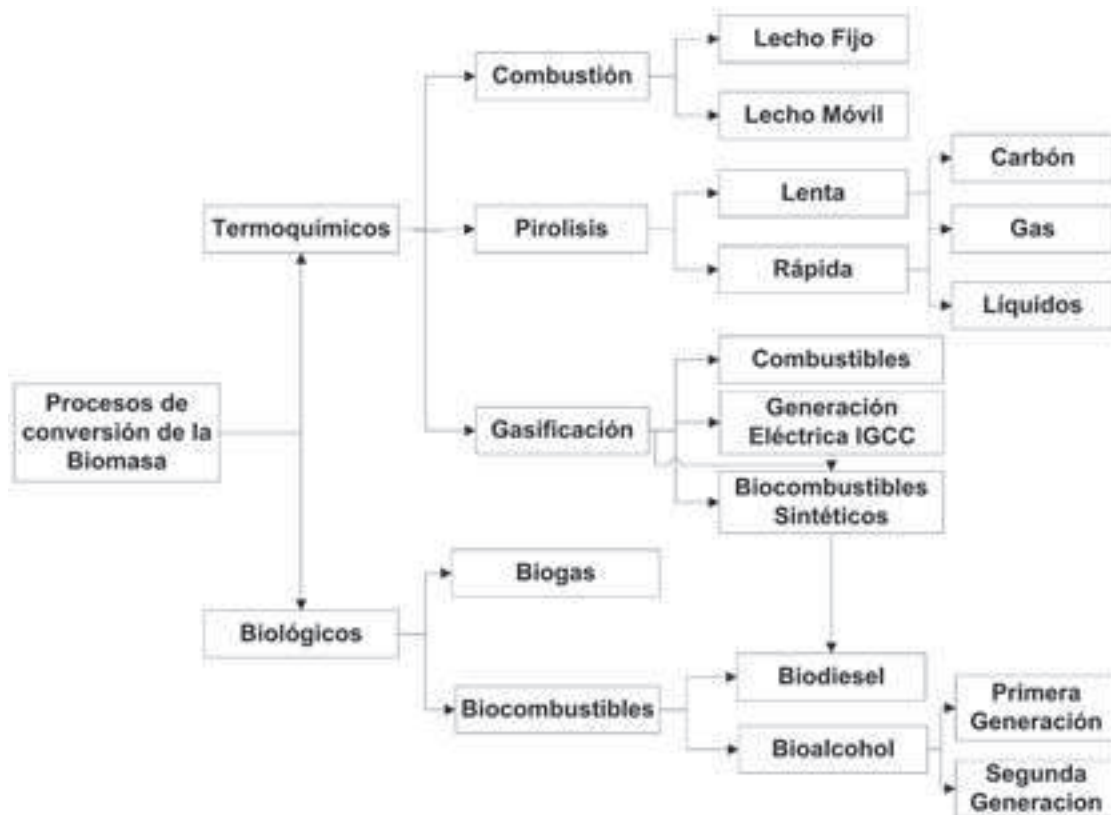


Figura 1.2 Procesos de Conversión de Biomasa a Energía.

o en las de producción combinada de calor y energía (CHP), ya sea como combustibles gaseosos (normalmente a escalas de 10 kW-5 MW) o como combustible sólido (hasta varios cientos de MW), también se utiliza como materia prima en la producción de biocombustibles líquidos o gaseosos utilizados en el transporte [8]. La Figura 1.3 muestra un esquema de los procesos utilizados para la transformación de la biomasa, que de acuerdo al uso se clasifican como biomasa tradicional y moderna.

La biomasa tradicional representa casi el 50% de la energía renovable consumida en el mundo. Su demanda creció lentamente, a una tasa media de crecimiento del 1,3% anual durante el periodo 1990-2010 e incluso ha disminuido en algunas regiones donde se utiliza de manera más eficiente o ha sido remplazada por otras fuentes renovables de energía [1].

Se espera que la demanda global de biomasa moderna aumente a un ritmo anual del 9% hasta 2020, ya que las compañías eléctricas están buscando fórmulas como la co-combustión

de carbón y biomasa, o la transformación de sus centrales para generar sólo con esta última. También se estima que la producción de energía con biomasa será competitiva y no tendrá necesidad de subsidios en muchos países después del 2020. La demanda de aglomerados de madera, pellets y briquetas en Europa alcanzará 29 millones de toneladas en 2020, frente a 8 millones en 2010, pero la mayoría de lo que necesita Europa deberá importarse [9].

Distribución del consumo general de biomasa

Las energías renovables en el año 2010 suministraron el 16,7% del consumo mundial de energía final. De este total, se estima que el 8,2% proviene de la energía renovable que incluye la hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, los biocombustibles y la biomasa moderna. La biomasa tradicional, utilizada principalmente para cocinar y calefacción en zonas rurales de los países en desarrollo, representa aproximadamente el 8,5% del total de energía final [1].



Figura 1.3 Esquema general del uso de la biomasa.

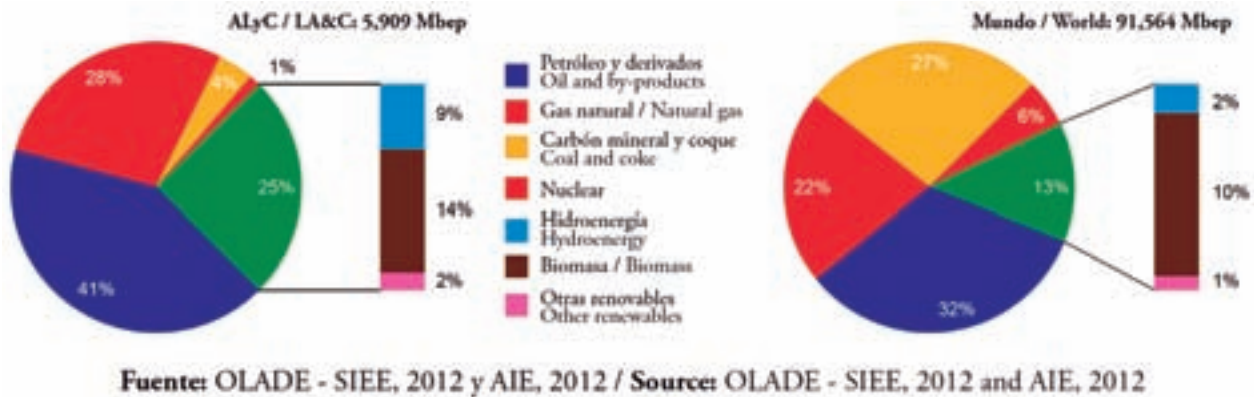


Figura 1.4 Matriz Energética Regional vs Matriz Energética Mundial Fuente: [10]

La biomasa representa más del 10% del suministro mundial de energía primaria y es la cuarta fuente más grande del mundo de la energía (después del petróleo, el carbón y el gas natural, (ver Figura 1.4). La demanda global de biomasa con fines energéticos se estima está en 53 EJ (1.265 Mton - Millones de toneladas equivalentes de petróleo) [10].

Alrededor del 86% de la biomasa se utiliza en la producción de energía térmica para calefacción, cocción de alimentos, y en aplicaciones industriales; el 75% se emplea en la producción de energía “tradicional” (quemada directa utilizando dispositivos muy ineficientes); el 14% restante se utiliza como biomasa moderna (cogeneración y biocombustibles), de la cual casi las tres cuartas partes se emplean en la generación de energía eléctrica (CHP). El resto de la biomasa moderna se emplea en la producción de biocombustibles. Durante los últimos cinco años la producción de biocombustibles líquidos aumentó a una tasa promedio anual de 17% para etanol y 27% para biodiesel. La industria de la biomasa sólida también se ha expandido rápidamente, produciendo una creciente cantidad y variedad de combustibles de biomasa, como se señaló anteriormente. La producción de energía eléctrica a partir de biomasa se incrementó 7%

promedio anual durante el período comprendido entre 2000 y 2010, pasando de 101,5 TWh a 196,5 TWh. Al cierre de 2010, Estados Unidos contribuyó con 56,1 TWh de generación a energía eléctrica, representados en un 28,5% de la producción mundial de bioenergía moderna. Para el año 2011, la capacidad instalada de generación eléctrica en EEUU era 13.7 GW; la Unión Europea (encabezada por Alemania, Suecia y Reino Unido) contaban con 26.2 GW y el resto de generación lo aportaron Brasil, China, India y Japón [5].

BIOMASA EN LATINOAMÉRICA

En toda América Latina, se estima que el 7% de la población (31 millones de personas) no tiene acceso a la energía eléctrica, y casi el 19% (85 millones) depende de la biomasa tradicional para calentarse y cocinar. En comparación con otras regiones en desarrollo del mundo, América Latina está mucho más cerca de lograr el acceso pleno de energía, en particular el acceso a la energía eléctrica. Debido a las limitaciones geográficas, la única solución viable, para la mayoría de la población que vive en las regiones aisladas, es la generación de energía con fuentes renovables. La

región de América Latina y el Caribe cuenta con suficiente potencial de fuentes de energía renovable sostenible, que le permitirá cumplir con los objetivos establecidos por las Naciones Unidas en la iniciativa *Sustainable Energy for All* (SE4ALL por sus siglas en inglés) [8].

La Iniciativa SE4ALL o en español Energía Sostenible para Todos fue presentada por Naciones Unidas en Septiembre de 2011, y su plan de trabajo fue lanzado formalmente durante la conferencia Rio+20. SE4ALL busca alcanzar en el 2030 tres objetivos: Acceso universal a los servicios de energía moderna, duplicar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética global, y duplicar la implementación de proyectos de eficiencia energética. Bajo el marco conceptual del SE4ALL se plantea que el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales (con el menor impacto para el medio ambiente) y la máxima reducción de los desechos permitirá ejecutar un modelo de desarrollo sostenible vinculado a políticas ambientales y de equidad económica y social.

En comparación con el valor medio mundial, América Latina y el Caribe tienen en la actualidad un índice de utilización de energía renovable relativamente alta (25%, Figura 1.4), y el potencial suficiente para incrementarlo de manera significativa. Dada los altos costos de inversión que todavía representa la implementación de tecnologías energéticas renovables no convencionales, el principal obstáculo que se presenta es de tipo económico. Es por esto que, la evolución de este indicador en los últimos 10 años en la región, ha sido muy lenta en comparación con lo observado para los países desarrollados.

Biomasa en países de la red

En los siguientes apartados se enlistan los países miembros de la Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía de América Latina y el Caribe (Bioenergíalac). Los países de la red, en su

mayoría, están ubicados en la zona Intertropical que es la de máximo crecimiento de biomasa y mayor biodiversidad. Las condiciones generales de alta humedad y radiación solar constante son las indicadas para establecer una industria sostenible de bioenergía y hacer un desarrollo agrícola sostenible. Es por ello que al hacer referencia a cada país participante se indicarán superficialmente las condiciones climáticas y el potencial de residuos aprovechables en cada uno.

Esta colección de datos y cifras fue elaborada por los miembros de La Red de acuerdo a su país de origen:

Bolivia: El ingeniero Rene Gastón Mejía Brown de la Universidad Privada de Santa Cruz de la Sierra (UPSA).

Brasil: Los profesores Dr. Electo Eduardo Silva Lora y Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira de la Universidad Federal de Itajubá (UNIFEI).

Colombia: La profesora Sonia Lucía Rincón Prat de la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) y el Ingeniero Pedro Oswaldo Guevara Patiño de Industrias TECSOL LTDA.

Cuba: El ingeniero José Alfredo Curbelo Alonso de Cubaenergía.

Ecuador: El profesor Dr. Felipe Eduardo Cisneros Espinoza de la Universidad de Cuenca.

España: Jesús de Esteban Lizarde de la Asociación de Industria de Navarra (AIN).

Guatemala: Mario Guadalupe Hernández Jiménez, Director Ejecutivo en Asociación para el Desarrollo Rijatz'ul Q'ij (Semilla de Sol)

México: El profesor Dr. Jorge Marcial Islas Samperio del Centro de Investigación en Energía (Instituto de Energías Renovables UNAM).

Nicaragua: El Dr. Jorge A. Huete-Pérez, Director del Centro de Biología Molecular de la Universidad Centroamericana (UCA).

Venezuela: El ingeniero Hely Noé Torrealba, Investigador en el Centro de Investigaciones del Estado para la Producción Experimental Agroindustrial (CIEPE).

Bolivia

Situado en el centro de Suramérica y con una población de 10.426.160 millones de habitantes, Bolivia tiene condiciones climáticas que van desde los climas tropicales en los llanos orientales a climas polares en los Andes occidentales.

En 1975, la superficie boscosa de Bolivia era de 53 millones de hectáreas, equivalente al 50,4% del territorio boliviano. En 2010 la superficie boscosa se redujo a 46 millones de hectáreas, equivalente al 43,8% de la superficie de Boliviana. Aproximadamente el 6,6% del territorio boliviano, fue deforestado en los últimos 35 años. En Bolivia, en los últimos 10 años, se ha deforestado la masa boscosa en un promedio de 260 mil hectáreas por año [11].

Potencial energético de residuos agrícolas.

Los subproductos o residuos derivados de la actividad agrícolas constituyen una de las fuentes de

biomasa con mayor potencial de desarrollo para uso energético. Su valorización energética conlleva además importantes beneficios medioambientales, económicos y sociales.

Por otra parte, las industrias agroalimentarias (junto con las forestales), también son fuentes importantes de biomasa residual, tanto para aplicaciones en generación eléctrica como térmicas, y son las que hoy en día contribuyen considerablemente a este aprovechamiento. Pese a ello, el escaso desarrollo del aprovechamiento de los residuos agrícolas, hace que sea necesario el fortalecimiento del sector bioenergético. El desarrollo agrícola de Bolivia genera una serie de residuos cuyo potencial se muestra en la Tabla 1.2 donde se especifica el tipo de residuo y su potencial energético calculado a partir del factor de residuo, que lo definimos como la relación de residuo sobre la producción cosechada.

Tabla 1.2 Potencial energético de cada residuo calculado de los principales cultivos para 2011.

Cultivo	Producción (t/año) ¹	Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor residuo ²	Masa (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Caña de azúcar	5.869.614	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	19.134.942	93.606
		Cisco	RAC	0,21	14.383	248
		Tallos	RAC	3,02	206.846	2.799
Café	68.492	Bagazo	RAI	2,68	15.730.566	172.529
		Pulpa	RAI	2,13	145.888	523
Maíz	1.041.543	Rastrojo	RAC	0,93	968.635	9.524
		Tusa	RAC	0,27	281.217	2.925
		Capacho	RAC	0,21	218.724	3.319
Arroz	471.479	Tamo	RAC	2,35	1.107.976	3.961
		Cascarilla	RAI	0,20	94.296	1.365
Banano	203.449	Raquis banano	RAC	1,00	203.449	87
		Vástago banano	RAC	5,00	1.017.245	573
		Banano rechazo	RAI	0,15	30.517	53
Plátano	336.270	Raquis plátano	RAC	1,00	336.270	144
		Vástago plátano	RAC	5,00	1.681.350	947
		Plátano rechazo	RAI	0,15	50.441	88
TOTAL	7.990.847				41.222.745	292.691

¹ Al año 2011; ² (t_{residuo} / t_{producto principal}).

Residuos forestales

El presidente de la Cámara de Comercio Forestal de Bolivia se refirió al alto potencial de los recursos forestales que tiene Bolivia que constituyen la base para proyectos de generación energética. Es importante destacar la participación de una alta diversidad en el régimen de la propiedad, tales como: tierras comunitarias, propiedad privada, tierras de propiedad comunal, concesiones a agrupaciones sociales del lugar y concesiones a empresas. Basado en el crecimiento de los bosques certificados, en el aumento de las exportaciones, tanto de productos elaborados y semi-elaborados como de productos no maderables la producción estimada de residuos maderables es:

- m³ de residuos que se dejan en el bosque.
- 500.000 m³ de residuos que se producen en los aserraderos.
- 300.000 m³ de residuos se generan en el proceso de fabricación.

En total, hoy se desperdician en Bolivia aproximadamente 1.700.000 m³ de residuos. Este potencial podría ser aprovechable en siete de los nueve departamentos a través de sistemas de recolección, alrededor de las poblaciones y los centros de procesamiento de la madera y plantas termoeléctricas. El aspecto crítico es el financiamiento, que debe existir con plazos largos y condiciones concesionales. Una propuesta es la de establecer proyectos piloto, para generar efectos demostrativos a través de la obtención de datos para establecer soluciones técnicas e información económico-financiera.

Residuos sólidos municipales (RSU)

Según datos del primer Diagnóstico sobre Residuos Sólidos en Bolivia, elaborado por la Dirección General de Gestión Integral de Residuos Sólidos (DGGIRS), dependiente del Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAyA), realizado entre el 2010 y el 2011, Bolivia contaba con 10,4

millones de habitantes y se calcula que la producción nacional per cápita de desechos domésticos en las zonas urbanas es de aproximadamente 0,50 kg por persona día y 0,20 kg por persona día en las zonas rurales. La variación en la generación de residuos está directamente relacionada con la capacidad de consumo de cada municipio, así como el tipo de residuos generados. Se estima que en el año 2010, se generaron 1.745.280 toneladas de residuos en las zonas urbanas [12].

En cuanto a la composición de los residuos, más de la mitad (55,2%) son biodegradables, 22,1% es material reciclable y 22,7% se considera como residuo inutilizable. Mientras que la información sobre la composición de los residuos está disponible, es importante mencionar que no hay ninguna ciudad en Bolivia, donde los residuos se separan en el origen o donde los servicios formales de recolección sea selectiva para diferentes tipos de residuos; ha habido varios intentos de selección a nivel piloto, pero la falta de preparación y de interés de la población beneficiaria, han sido siempre factores limitantes para el éxito de este tipo de iniciativas [12].

Uso de los residuos

Del total de RSU producidos sólo se reciclan 49.640 toneladas anuales (2,8%) [12], en cuanto al uso de los residuos forestales el único proyecto es el de co-generación con bagazo de caña azúcar del Ingenio Azucarero Guabirá (IAG) [13]. El bagazo se viene utilizando en este ingenio en la generación del vapor y energía eléctrica para la producción de alcohol y azúcar. En 2005, la dirección del ingenio vio la oportunidad de hacer este proceso más eficiente, y compartir la bioenergía producida en exceso con el bagazo con la red eléctrica del sistema interconectado (SIN) boliviano. El IAG con este proyecto colabora al desarrollo sostenible de la región y espera bonos de carbono o certificados de reducción de emisiones de CO₂ de 90.000 toneladas anuales que se ahorran al cambiar la quema de gas natural por bagazo.

Bolivia ha montado tres biodigestores en el matadero de Achachicala con el objetivo de reducir los niveles de contaminación y generar energía. Este proyecto experimental es impulsado por el Centro de Promoción de Tecnologías Sostenibles.

Brasil

Brasil con una superficie de 8.514.887 km² tiene 193.946.886 habitantes, lo que lo convierte en el país de mayor área y con más habitantes de América del Sur. La capital es Brasilia, la ciudad más poblada es Sao Paulo, que a su vez es la ciudad más grande de Sur América, con cerca 11 millones de habitantes y 19 millones con el área metropolitana es la tercera metrópoli de América y una de las más pobladas del mundo [14].

Por su gran extensión y con una topografía variada, el clima de Brasil depende de las condiciones de las regiones, aunque se puede considerar que la mayor parte del país cuenta con un clima tropical [15]

Brasil, el mayor productor mundial de azúcar y el segundo productor de etanol, es líder absoluto en la producción de energía a partir de

biomasa de caña en América Latina, con más del 80% de la producción regional. En este informe analizaremos el escenario que enfrenta la biomasa como fuente de generación eléctrica en Brasil y sus perspectivas futuras [16].

Potencial energético de los residuos

En Brasil, la biomasa representa el 34% del consumo final de energía en la industria del cemento y el 40% de las industrias del hierro y el acero, este alto porcentaje no se ha replicado en otros lugares del mundo. En la Tabla 1.3 se muestra el potencial estimado de los residuos agrícolas y en la Tabla 1.4 se muestra el potencial a partir de residuos pecuarios.

La biomasa aporta el 6% del total de la energía generada dentro de la matriz energética nacional (Figura 1.4). El bagazo de la caña de azúcar representa más del 80% de la energía obtenida de la biomasa. El licor negro derivado de industria de papel, residuos de madera, carbón de leña, biogás, cáscaras de arroz y el pasto elefante, son otros tipos de biomasa que en la actualidad ya se utilizan para la generación de energía. Según el Balance de Energía Nacional -BEN-, la biomasa

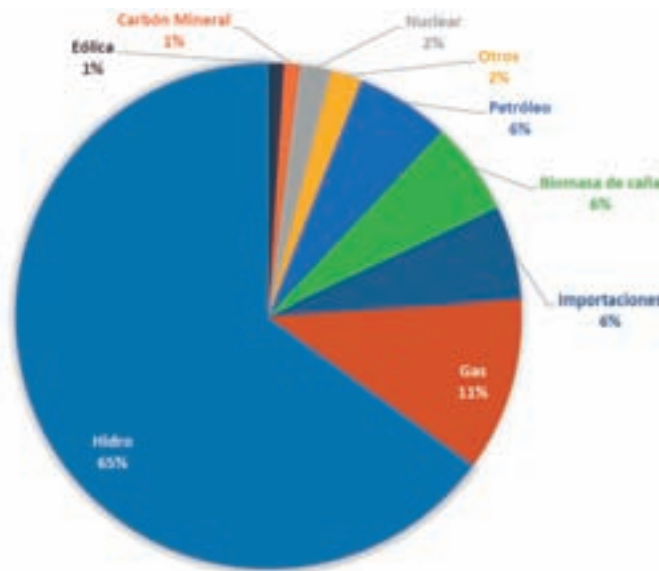


Figura 1.5 Participación de Fuentes de Energía en Matriz Eléctrica de Brasil. Fuente: [17]

Tabla 1.3 Potencial energético de cada residuo calculado de los principales cultivos para 2011.

Cultivo	Producción (t/año) ¹	Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor residuo ²	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Caña de azúcar	715.143.569	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	2.331.368.035	11.404.890
		Bagazo	RAI	2,68	1.916.584.765	21.020.645
Café	2.658.049	Pulpa	RAI	2,13	5.661.644	20.318
		Cisco	RAI	0,21	558.190	9.633
		Tallos	RAC	3,02	8.027.308	108.628
Maíz	56.272.440	Rastrojo	RAC	0,93	52.333.369	514.606
		Tusa	RAC	0,27	15.193.559	158.084
		Capacho	RAC	0,21	11.817.212	179.339
Arroz	13.444.425	Tamo	RAC	2,35	31.594.399	112.957
		Cascarilla	RAI	0,20	2.688.885	38.944
Banano	7.104.661	Raquis banano	RAC	1,00	7.104.661	3.050
		Vástago banano	RAC	5,00	35.523.305	20.027
		Banano rechazo	RAI	0,15	1.065.699	1.874
Plátano	-	Raquis plátano	RAC	1,00	-	-
		Vástago plátano	RAC	5,00	-	-
		Plátano rechazo	RAI	0,15	-	-
TOTAL	794.623.144				4.419.521.032	33.592.996

¹ Al año 2011; ² (t_{residuo} / t_{producto principal}).

representa alrededor de 27% del suministro de energía primaria del país, la madera aporta más del 10% de la misma. Se estima que en 2010 con biomasa lignocelulósica se produjeron 34 millones de tep, una cantidad similar a la producción energética de las demás renovables a nivel nacional. Es innegable que la madera sigue jugando un importante papel estratégico en la producción y uso de la energía, alrededor de un tercio de la dendroenergía se destina a uso doméstico en el medio rural.

El sector del pellet aún se desarrolla con lentitud, hay poca información y en general son pocas las empresas que producen a pequeña escala para el mercado doméstico-térmico o como granulado higiénico para mascotas, desaprovechando su uso energético. Según la Asociación Brasileña de Industrias de Pellets-ABIPEL en la actualidad existen 14 fábricas de pellets en el país.

Residuos pecuarios

Los datos presentados son el resultado estimado teniendo en cuenta la cantidad generada por animal, para tasar la cantidad de residuo aprovechable se debe tener en cuenta la cantidad de cabezas en los establos y establecer el factor de aprovechamiento en las condiciones de utilización y permanencia.

Tabla 1.4 Residuos Forestales.

	Millones de cabezas
Bovinos	169.900.049
Búfalos	839.960
Caprinos	7.109.052
Ovejas	13.856.747
Cerdos	31.949.106

Fuente: IBGE, Censo Agropecuario 2006.

Brasil tiene un enorme potencial dendroenergético a partir de biomasa lignocelulósica. Un tercio se consume en el ámbito doméstico, pero la demanda aumenta en diferentes sectores industriales. Residuos agroforestales ya se emplean con éxito para generar energía en la industria; el próximo reto es alcanzar una producción de briquetas y pellets a gran escala a partir de residuos y plantaciones forestales de corta rotación.

Residuos Urbanos Municipales

Brasil produce 161.084 mil toneladas de residuos sólidos urbanos por día, cuenta con una buena cobertura de recolección, del orden del 97% y el 59% de los municipios brasileños envía sus residuos a grandes depósitos de basura o rellenos sanitarios. La situación actual exige soluciones para el destino final de los residuos con miras a aumentar el reciclaje y disminuir su volumen.

Uso de los residuos

La dirección del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) aprobó el financiamiento de \$ 300,3 millones de reales para que se construya una unidad de producción de etanol de segunda generación. Será la primera planta en escala comercial en Brasil y la segunda en el mundo (la otra está localizada en Italia). El proyecto integra el Programa de Apoyo a la Innovación Tecnológica Industrial del Sector Sucroenergético y Sucroquímico (PAISS), cuyo objetivo es financiar el desarrollo, la producción y la comercialización de nuevas tecnologías industriales destinadas al procesamiento de biomasa proveniente de la caña de azúcar. El Programa seleccionó 35 planes de negocios que en conjunto invertirán más de \$ 3 mil millones de reales en proyectos para desarrollo y producción de etanol celulósico y de productos químicos derivados de la biomasa de la caña de azúcar. Con esta operación, el total de aprobaciones en el ámbito del PAISS alcanza \$ 2 mil millones de reales.

El etanol de segunda generación es una alternativa que contribuirá para hacer que el etanol

brasileño sea aún más sustentable. El uso de la paja y del bagazo permitirá que la productividad industrial de etanol llegue a cerca de 10 mil litros por hectárea, lo que significa un aumento de hasta 45% en relación con los niveles actuales.

En cuanto a la utilización de residuos sólidos urbanos, los estados y municipios cuentan con el apoyo del gobierno federal para adelantar sus planes de desarrollo urbano a partir de variables ambientales. Entre ellas, la promoción de recolección selectiva, construcción de rellenos sanitarios, eliminación de depósitos de basura, manejo de materiales de construcción descartados y el fortalecimiento de la realización de consorcios municipales para actuación conjunta en esas áreas.

La Ley de Saneamiento Básico es un marco para la creación de posibles iniciativas públicas con relación a los residuos sólidos. La política nacional de residuos, ordena la recolección, el destino final y el tratamiento de residuos urbanos, peligrosos e industriales, entre otros. El texto de la ley establece directrices para reducir la generación de basura y combatir la contaminación y el desperdicio de materiales descartados por el comercio, las residencias, las industrias, empresas y hospitales. De igual modo, está interrelacionada con las políticas nacionales de medio ambiente, de educación ambiental, de recursos hídricos, de salud, urbana, industrial, tecnológica y de comercio exterior, y las que promuevan la inclusión social.

La política nacional de residuos sólidos trata de un conjunto de acciones, procedimientos y medios destinados a facilitar la recolección y el retorno de los residuos sólidos a sus generadores para que sean tratados o reaprovechados en nuevos productos, en forma de nuevos insumos en su ciclo o en otros ciclos productivos, con miras a no generar residuos. Las responsabilidades compartidas y el estímulo económico para actividades de reciclaje y destino apropiado de los residuos son tratados en todas las propuestas. El documento instituye el principio de responsabilidad

compartida por el ciclo de vida de los productos, incluyendo a fabricantes, importadores, distribuidores y comerciantes, consumidores y titulares de los servicios públicos de limpieza urbana y manejo de residuos sólidos.

Colombia

Situada en el norte de Suramérica, con una población estimada de 41.468.384 [18] de habitantes y Colombia tiene una superficie total de 2.070.408 km², repartidos en un área continental de 1.141.748 km² y un área marítima de 928.660 km² [19].

El clima colombiano, por ser un país tropical, va del frío extremo en los nevados, por encima

de los tres mil metros de altura sobre el nivel del mar, hasta los más cálidos a alturas inferiores de 300 metros. La temperatura es relativamente uniforme la mayor parte del año, siendo determinada por diferentes factores como precipitaciones, intensidad de radiación solar, sistemas de vientos, altitud, continentalidad y humedad atmosférica, que desarrollan un mosaico de climas y microclimas [20].

Potencial energético

El potencial utilizable de biomasa en Colombia es alrededor de 332.000 TJ/año para el 2006 [21]. En el 2005 Colombia poseía una demanda de 421.6 PJ/Año [22]. Las cosechas de palma de

Tabla 1.4 Potencial energético de cada uno de los residuos de los principales cultivos para 2006 y 2011.

Cultivo	Producción 2006 (t/año)	Producción 2011 (t/año)	Tipo de residuo	Origen residuo	Factor residuo ¹	Potencial energético 2006 (TJ/año)	Potencial energético 2011 (TJ/año)
Palma aceite	872.117	1.096.135	Cuesco	RAI	0,22	2.627	3.351
			Fibra	RAI	0,63	6.779	8.568
			Raquis de Palma	RAC	1,06	6.607	8.303
Caña de azúcar	2.615.251	22.767.611	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	41.707	363.091
			Bagazo	RAI	2,68	76.872	669.222
Caña Panelera	1.514.878	1.216.092	Bagazo	RAC	2,53	62.306	33.745
			Hojas - Cogollo	RAI	3,75	18.749	22.309
			Pulpa	RAI	2,13	7.207	4.910
Café	942.327	642.390	Cisco	RAC	0,21	3.339	2.328
			Tallos	RAC	3,02	38.562	26.253
			Rastrojo	RAI	0,93	12.573	5.523
Maíz	1.368.996	603.898	Tusa	RAC	0,27	3.846	1.697
			Capacho	RAC	0,21	4.384	1.925
Arroz	2.463.689	4.459.006	Tamo	RAC	2,35	20.699	20.699
			Cascarilla	RAI	0,20	7.137	7.137
			Raquis banano	RAC	1,00	806	125
Banano	1.878.194	291.138	Vástago banano	RAC	5,00	5.294	821
			Banano rechazo	RAI	0,15	495	77
			Raquis plátano	RAC	1,00	1.425	1.209
Plátano	3.319.357	2.815.693	Vástago plátano	RAC	5,00	9.357	7.937
			Plátano rechazo	RAI	0,15	875	743
TOTAL	29.949.618	67.783.926				663.291	2.379.940

¹ (t_{residuo} / t_{producto principal}).

aceite, caña panelera, arroz, maíz, entre otras, dejan toneladas de biomasa residual que está representada por los Residuos Agrícolas de los Cultivos (RAC) y los Residuos Agrícolas Industriales (RAI) [21]. Los RAC, 69%, se pueden utilizar como combustible, dejar sobre la tierra para fertilizar los suelos o simplemente quemarlos para evitar la proliferación de plagas. La otra parte representada por los RAI se utilizan como fuente de calor en las mismas plantas agroindustriales como los molinos de arroz (cascarilla), los ingenios azucareros (bagazo) entre otros. Los RAI son de fácil recolección y el exceso se puede utilizar en la generación eléctrica.

En la Tabla 1.5 se puede observar el comportamiento que ha tenido la generación de residuos y la potencialidad para los años 2006 y 2012. La

Tabla 1.5 muestra el potencial energético de cada uno de los residuos de los principales cultivos para 2006 y 2011.

Residuos pecuarios

En cuanto al sector pecuario se refiere, el porcentaje de participación de las diferentes actividades, incluyó los subsectores bovino, porcino y avícola, según los sistemas de producción. El estiércol generado por las cadenas productivas es considerado como la biomasa residual para este sector. En la Tabla 1.6 se encuentra la participación de cada uno de los subsectores.

Residuos forestales

Colombia cuenta con un potencial de más de 17 millones de hectáreas con aptitud Forestal. Esta

Tabla 1.6 Potencial energético residuos pecuarios.

Sub-sector	Población (cabezas) ¹	Tasa de producción de estiércol ² (kg/cabeza*año)	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Bovino				
Terneros<12meses	4.298.445	1.460	6.275.729	5.337
Entre 12 y 24 meses	5.404.399	3.285	17.753.450	15.018
Entre 24 y 36 meses	5.871.279	5.110	30.030.760	25.635
>36 meses	6.848.532	6.570	44.994.855	38.180
TOTAL (grupos etarios)	22.422.655	16.425	99.054.794	84.170
Porcino				
Lechón lactante	579.702	102	59.248	95
Precebos	1.304.417	445	580.856	918
Levante	1.471.683	799	1.176.389	1.799
Reproductor	36.029	2.051	73.906	102
Hembra lactante	287.514	2.694	774.476	1.201
Hembra gestante	70.135	1.971	138.236	194
TOTAL	3.749.480	8.063	2.803.111	4.308
Avícola				
Engorde	74.430.204	26	1.901.692	25.765
Ponedoras	40.039.469	38	1.534.512	3.304
TOTAL	114.469.673	64	3.436.204	29.069
TOTAL SECTOR	281.283.616	49.103	210.588.218	235.094

¹ En el 2011. ² En el 2011 Fuente: Tomado de [21]

extensión de tierras no invade el bosque nativo ni compete con tierras dedicadas a la agricultura. La Corporación Nacional de Investigación y Fomento Forestal (CONIF) realizó un estudio de zonificación por aptitud forestal teniendo en cuenta áreas abiertas, pastizales y suelos que actualmente tienen otros usos (excluye terrenos cubiertos por bosques).

Actualmente sólo se está usando el 2,06% del potencial forestal de Colombia. De las 114 millones de hectáreas de extensión del país, existe un potencial para el desarrollo de proyectos forestales de 17 millones de hectáreas, de las cuales sólo están siendo utilizadas en plantaciones forestales comerciales 350.000 hectáreas. Asimismo, De las 114 millones de hectáreas del país, 60.7 millones (53.3%) están protegidas al estar cubiertas por bosques naturales. Estas áreas no están disponibles para el desarrollo de plantaciones comerciales. El plan Nacional de acción para la reforestación comercial de 2011 diseñado por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), estableció una meta de 600.000 hectáreas al 2014 lo que implicaría un crecimiento de 71,43% con respecto a las hectáreas cultivadas en el 2010. La gran apuesta al 2025 es tener 1.500.000 hectáreas, que reflejaría un aumento de 328%, adicionalmente, para el año 2019 el sector tendrá una alta participación en la producción agropecuaria y en la generación de empleo basado en el uso y manejo sostenible de los bosques naturales y plantados.

El Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR) ha identificado tres regiones con

alto potencial para el desarrollo de proyectos forestales. Las regiones identificadas son el Eje Cafetero, Caribe y Orinoquia. Zonas Potenciales para el Desarrollo de la Actividad Forestal Océano Atlántico Región Caribe y Alto Magdalena para alturas entre 100 y 800 msnm, las especies aptas son Teca, Melina, Ceiba, Acacia y Eucalipto. Se han identificado más de 10 especies aptas con alto potencial para incrementar sus rendimientos con trabajos de biotecnología y mejoramiento genético. En Colombia, las especies forestales tardan menos tiempo para crecer y ser productivas, de lo que tardarían en otros países no tropicales. En el caso del Eucalipto se pueden lograr rendimientos de hasta 30 (m³/ha/año) con un turno de 8 años.

También existe un potencial en los residuos de podas forestales, por cada árbol utilizado en la producción maderera sólo se aprovecha un 20%. Se estima que en la cadena agrícola, un 40% de la biomasa se deja en el campo y el restante 40% en el proceso de aserrío, en forma de astillas, corteza y aserrín. Igualmente, Colombia cuenta, con potencial no evaluado de cultivos energéticos.

Residuos Municipales o RSU

Finalmente se encuentran los residuos sólidos generados por los habitantes del país (0,67 kg día per cápita), los generados en las plazas de mercado y los generados en las actividades de poda. Estos residuos que aunque no representan un alto porcentaje, su descomposición en los botaderos produce metano que al no ser recogido afecta al medio ambiente (Ver Tabla 1.7).

Tabla 1.7 Potencial energético para la biomasa de residuos sólidos orgánicos urbanos de las doce ciudades.

Actividad	Población (habitantes)	Cantidad anual de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Centros de abasto y plazas de mercado	20.179.354	120.210	92
Poda	...	134.045	101
TOTAL		254.255	192

Fuente: Tomado de [21]

En Bogotá se producen 6300 toneladas de basura diarias y en Colombia 27300 toneladas al día. Cada persona produce en promedio 0.7 kilo de basura diario. De esta basura generada el 70 – 80% es reciclable y solo se aprovecha el 10% de estos residuos. El 52% del papel es recuperado gracias a los recicladores y el 55% de los residuos sólidos es material orgánico.

Utilización actual de los residuos

Para el caso de Colombia, por ejemplo, el bagazo de caña se utiliza en la co-generación eléctrica, producción de papel, producción maderas prensadas. Algunos residuos de maderas se utilizan en la producción de carbón de leña, otros en la elaboración de guacales y en casos extremos hasta en paredes en casas marginales. La mayoría va a rellenos sanitarios.

Según el Departamento Económico de la Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (Asocaña), con los cronogramas de

implementación de los proyectos de generación, en el 2015 el sector tendrá una capacidad de co-generación de 333 MW, de los cuales podría vender a la red, aproximadamente, unos 145MW,

Pero la posibilidad de producir energía por esta vía no es exclusiva de la industria azucarera, según el Plan Energético Nacional, liderado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “el potencial de cogeneración en Colombia podría aumentar en 423 MW adicionales, provenientes de procesos de producción de los sectores de alimentos, bebidas, tabaco, papel, textil, entre otros” [23].

Cuba

La isla de Cuba, ubicada en el mar Caribe tiene una población de 11.167.325, que viven sobre una superficie de 110.860 km² [24]. La capital es La Habana. Su clima se caracteriza por temperaturas elevadas cuyos valores medios anuales

Tabla 1.8 Potencial energético de cada residuo calculado de los principales cultivos para 2011.

Residuo	Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor residuo ¹	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Caña de azúcar	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	37.490.000	183.398
	Cisco	RAC	0,21	1.806	31
	Tallos	RAC	3,02	25.972	351
Café (2009)	Bagazo	RAI	2,68	30.820.000	338.026
	Pulpa	RAI	2,13	18.318	65
Maíz	Rastrojo	RAC	0,93	341.310	3.356
	Tusa	RAC	0,27	99.090	1.031
	Capacho	RAC	0,21	77.070	1.169
Arroz	Tamo	RAC	2,35	1.160.900	4.150
	Cascarilla	RAI	0,20	98.800	1.431
Banano	Raquis banano	RAC	1,00	294.500	126
	Vástago banano	RAC	5,00	1.472.500	830
	Banano rechazo	RAI	0,15	44.175	77
Plátano	Raquis plátano	RAC	1,00	511.800	219
	Vástago plátano	RAC	5,00	2.559.000	1.442
	Plátano rechazo	RAI	0,15	76.770	135
TOTAL				75.092.011	535.837

¹ (t_{residuo} / t_{producto principal}).

van desde los 24 °C en las llanuras, hasta 34 °C y más en las costas orientales, con reportes de magnitudes menores a 20 °C en las partes más altas (Sierra Maestra). Las zonas más húmedas son las regiones occidental y central, junto con las principales zonas montañosas. El efecto de la alta humedad relativa, otorga al archipiélago cubano una intensa sensación de calor durante gran parte del año.

Residuos agrícolas

El potencial de los residuos agrícolas en Cuba se muestra en la Tabla 1.8 Aquí se puede apreciar que uno de los cultivos con mayor potencial energético es el de café, seguido por el de caña de azúcar.

Uso de los residuos

Co-generación con bagazo de caña, se realiza mediante la co-generación eléctrica con ciclo de vapor y presiones de trabajo entre 18 y 28 bar con una capacidad de generación total de 358 MW. Se utiliza como combustible fundamentalmente bagazo. Se logran producir 37 kW/ton de caña molida.

El aserradero “El Brujo” es una Planta de Generación de energía eléctrica por gasificación de biomasa con grupo de gas con 40 kW de potencia. Utiliza los residuos del aserradero como combustible y esta sincronizada a la red nacional. La tecnología utilizada es downdraft, close top y motor de gas.

Comunidad Cocodrilo es una planta de generación de energía eléctrica por gasificación de biomasa con grupo diésel de 50 kW de potencia. Esta planta utiliza biomasa forestal como combustible. Cuentan con una planta demostrativa llamada el EE Indio Hatuey con una potencia de 20kW aislada que utiliza como fuente de biomasa los residuos agroindustriales y tecnología downdraft, close top, motor de gas.

Dentro de los planes de desarrollo se tienen los proyectos de la industria azucarera que inicia un programa de construcción de bioeléctricas por ciclo de vapor Rankin integradas a los centrales

azucareros con presiones entre 40 y 60 bar y generación hasta 300 días al año, utilizando como combustible bagazo, paja de caña y biomasa forestal. La industria forestal inicia programa de construcción de plantas eléctricas y bio - eléctricas en los principales aserraderos para la venta de energía eléctrica a la red eléctrica, que utilizarán como combustible los residuos de los aserraderos de manejo y explotación forestal. Dependiendo de la capacidad de generación se utilizará ciclo de vapor Rankin o gasificación de biomasa.

En la actualidad se encuentra iniciada la inversión de una planta de generación por gasificación de biomasa con una capacidad inicial de 500 kW y expandible hasta 3000 kW, utilizando como combustible biomasa forestal. La industria arrocerera tiene como plan hacer una evaluación de un programa para la instalación de una planta de gasificación para uso del gas en el secado y la generación de energía eléctrica.

Ecuador

Ecuador está situado sobre la línea con el mismo nombre que representa al plano perpendicular al eje de rotación de un planeta y que pasa por su centro. Divide la superficie del planeta en dos partes: el hemisferio norte y el hemisferio sur. En Ecuador habitan cerca de 15.737.878 personas [25], en un área de 272.045 km² [26] del cual el 4% es Agua. La capital es Quito, y la ciudad más poblada es Guayaquil.

Debido a la presencia de la cordillera de los Andes y según la influencia del mar, el Ecuador continental se halla climatológicamente fragmentado en diversas zonas. Además, a causa de su ubicación ecuatorial, cada zona climática presenta sólo dos estaciones definidas: la húmeda y la seca, llamadas invierno y verano respectivamente; al igual que ocurre en otras regiones del mundo donde por sus emplazamientos próximos a la línea ecuatorial, no ocurren verdaderos cambios de estaciones. Tanto en la costa como en el Oriente, la temperatura aparece entre los 20 °C y 33 °C,

mientras que en la sierra, esta suele estar entre los 3 °C y 26°C. La estación húmeda se extiende entre diciembre y mayo en la costa, entre noviembre a abril en la sierra y de enero a septiembre en la Amazonía. Galápagos tiene un clima más bien templado y su temperatura oscila entre 22 y 32 °C, aproximadamente.

Residuos agrícolas

El potencial de los residuos agrícolas de Ecuador se presenta en la Tabla 1.9 En ella se puede apreciar que los cultivos con mayor potencial energético son los de caña de azúcar (bagazo) seguidos por los de palma de aceite y banano.

Uso de los residuos

El Proyecto de Aprovechamiento de Bagazo, Ingenio Valdez (2010), cuenta con una potencia

instalada de 27,5 MW. Durante el periodo de zafra, la potencia se reduce a 18,5 MW. La capacidad generadora provee de energía eléctrica a la empresa y a la ciudad de Milagro. Desde la implementación de este sistema de generación las emisiones de CO₂ se han reducido 50000 toneladas [27].

Existe una planta piloto para la producción de etanol a partir de materiales ligno-celulósicos, utilizando como materia prima las cascaras de papa, de banano, de residuos de palma.

Plantas de generación y cogeneración eléctrica, proyecto San Carlos, es la primera planta de Ecuador que utiliza como materia prima la biomasa de bagazo de caña con conexión a una red nacional, su primera entrega de energía eléctrica interconectada fue en diciembre de 2004. Está ubicada en la Provincia del Guayas cantón Marcelino, a 62 km de Guayaquil. La generación

Tabla 1.9 Potencial de los residuos agrícolas del Ecuador.

Cultivo	2010 Producción ¹ (t/año)	Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor residuo ¹	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Palma de aceite	2.456.811	Cuesco	RAI	0,22	540.498	7.511
		Fibra	RAI	0,63	1.547.791	19.203
		Raquis Palma	RAI	1,06	2.604.220	18.610
Caña de azúcar	4.969.697	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	16.201.212	79.255
		Bagazo	RAI	2,68	13.318.788	146.077
Café	34.822	Pulpa	RAI	2,13	74.171	266
		Cisco	RAI	0,21	7.313	126
		Tallos	RAC	3,02	105.162	1.423
Maíz	831.932	Rastrojo	RAC	0,93	773.697	7.608
		Tusa	RAC	0,27	224.622	2.337
		Capacho	RAC	0,21	174.706	2.651
Arroz	1.132.267	Tamo	RAC	2,35	2.660.827	9.513
		Cascarilla	RAI	0,20	226.453	3.280
Banano	8.237.546	Raquis banano	RAC	1,00	8.237.546	3.536
		Vástago banano	RAC	5,00	41.187.730	23.220
		Banano rechazo	RAI	0,15	1.235.632	2.173
Plátano	542.207	Raquis plátano	RAC	1,00	542.207	233
		Vástago plátano	RAC	5,00	2.711.035	1.528
		Plátano rechazo	RAI	0,15	81.331	143
TOTAL	18.205.282				92.454.941	328.694

(t/año)¹ Al año 2010; ² (t_{residuo} / t_{producto principal}).

de energía a través de la producción de vapor a alta presión, el vapor se conduce a turbogeneradores. Parte de la energía eléctrica generada es consumida en el proceso de obtención de azúcar y el excedente se lleva a la red nacional. Desde la instalación del sistema hasta la fecha, se han reducido 306,118 Ton de CO₂, antes de la cogeneración la potencia generada fue de 7MW y con la cogeneración producida se llega a los 35 MW.

España

España es un país transcontinental que se encuentra situado tanto en Europa occidental como en el norte de África. En Europa ocupa la mayor parte de la península ibérica, conocida como España peninsular, y las islas Baleares, mientras que en África se hallan las ciudades de Ceuta y Melilla, las islas Canarias y otros territorios menores. Tiene una extensión de 505.968 km², siendo el cuarto país más extenso del continente y con una altitud media de 650 metros es uno de los países más montañosos de Europa. Su población es de 47.129.783 habitantes, según datos del padrón municipal de 2013.

España tiene un clima muy diverso a lo largo de todo su territorio. Predomina el carácter mediterráneo en casi toda su geografía. Las costas del sur y mediterráneas tienen un clima denominado mediterráneo de costa que también posee el Valle del Guadalquivir: temperaturas suaves, precipitaciones abundantes casi todo el año excepto en verano.

En el interior del país el clima es más extremo, nse encuentra el clima mediterráneo continental, que abarca casi toda la Península, temperaturas bajas en invierno, altas en verano y precipitaciones irregulares (dependiendo de la posición geográfica). Por lo general, las comunidades occidentales reciben más precipitaciones que las orientales. Así pues, Galicia y el Cantábrico poseen un clima oceánico, caracterizado por la abundancia de precipitaciones durante todo el año especialmente en invierno, y unas temperaturas frescas.

El clima de montaña se puede sentir en las regiones más altas (Cordillera Cantábrica, Montes de León, Pirineos, altos puntos de la Cordillera Ibérica, Sistema Central y Cordilleras Béticas), así como en lugares más altos de las islas Canarias, donde se dan temperaturas bajas (inviernos fríos o muy fríos) y precipitaciones generalmente abundantes.

Los climas áridos o semiáridos (< 300 mm anuales) se dan en puntos peninsulares del este, como Almería, Granada, Murcia, Alicante y Valle del Ebro.

El clima subtropical es característico de las Islas Canarias, con unas temperaturas cálidas durante todo el año y pocas precipitaciones, aunque también se presenta en parte de las costas del sur peninsular, donde se registran temperaturas relativamente suaves durante todo el año, aunque las precipitaciones son algo más abundantes.

Potencial energético de los residuos

En España, las energías renovables representan el 7,1% del consumo final de energía en el año 2012 a lo que se suma el 7,3% de la generación eléctrica mediante estas energías (Figura 1.6). De las energías renovables en el consumo final destaca la biomasa con el 4,4% del total de dicho consumo.

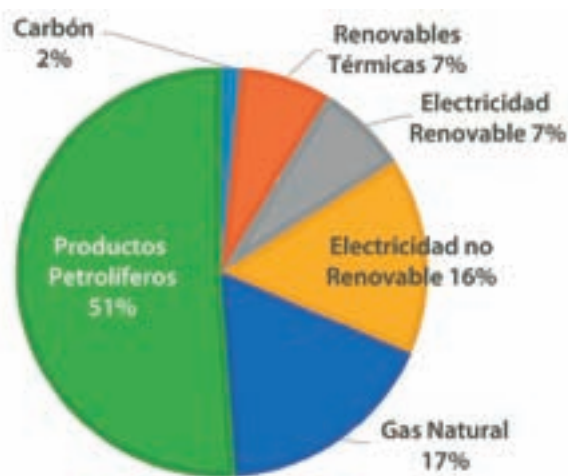


Figura 1.6 Cobertura de la demanda energética en España al 2012.

A finales del año 2012, las renovables representaban el 46% de la potencia total peninsular de generación eléctrica, siendo la biomasa el 1,1% de dicha generación y el 1,8% si se añaden el biogás y los R.S.U renovables (Figura 1.7).

De acuerdo a los datos reflejados en el Balance de Energía de España en el año 2012, las energías renovables representan alrededor de 12,3% del suministro de energía primaria del país, entre las que la biomasa y el biogás aportan más del 4% de la misma (Figura 1.8). En este año la biomasa supuso 4,83 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo) en el consumo de energía primaria, cerca del 31% de la producción energética de las demás renovables a nivel nacional.

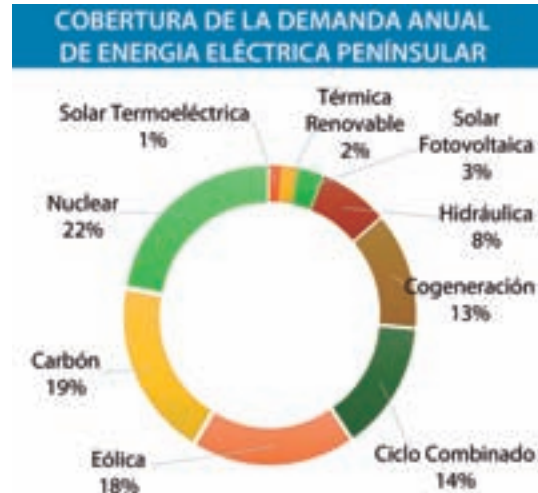


Figura 1.7 Cobertura de la demanda de energía eléctrica en la península.

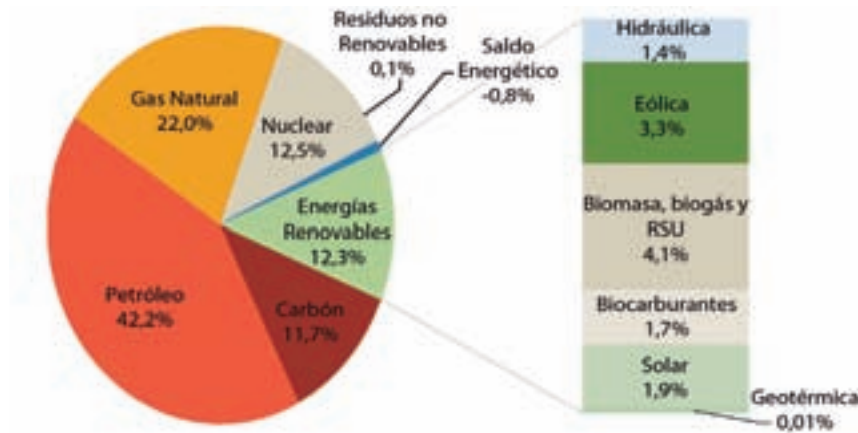


Figura 1.8 Cobertura de las energías renovables a la demanda energética en España al 2012.

Tabla 1.10. Potencias disponible de biomasa en España

Procedencia		Biomasa (t/año)	Biomasa (tep/año)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273
	Aprovechamiento del árbol completo	15.731.116	3.414.158
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	6.392.631
	Leñosos	16.118.220	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		17.737.868	3.593.148
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		6.598.861	1.468.173
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	1.782.467
TOTAL BIOMASA POTENCIAL		88.677.194	17.286.850

En la Tabla 1.10 se recoge el potencial disponible en masa y energético de la biomasa en España de acuerdo a su procedencia.

Residuos pecuarios

El potencial energético total procedente de las deyecciones ganaderas en España es de 2.925,5 ktep. Si bien se considera un potencial accesible (descontadas las explotaciones extensivas) de 1.361,6 ktep. Para la estimación de este potencial se han tenido en cuenta distintas hipótesis como el uso de coeficientes de generación según especie, edad fisiológica y orientación productiva, coeficientes de productividad de biogás específicos de cada residuo, diferenciación entre explotaciones intensivas y extensivas según la densidad en cabezas por hectárea de la explotación.

Residuos urbanos municipales

En los últimos años, se vienen generando en España en torno a 23-24 millones de toneladas anuales de residuos domésticos y similares, lo que supone en torno a 547 kg RSU/habitante. La composición media de los residuos domésticos generados en España es de un 44% de materia orgánica, 21% de papel-cartón, 11% de plástico, 7% de vidrio y el resto de otros. Una vez generados, los residuos se deben gestionar de manera adecuada, promoviéndose en primer lugar la valorización material, seguida de la energética, antes que su eliminación.

La gestión de residuos en el año 2009 fue la siguiente: el 52% de los RSU tratados a Vertedero, el 9% a Incineración, el 15% a Reciclado y, finalmente, el 24% a Compostaje.

En la actualidad existe una potencia total instalada de 310 MW en incineradoras de residuos municipales y, teniendo en cuenta que aproximadamente un 50% del contenido energético de los residuos domésticos y similares sería renovable, la capacidad instalada actual de residuos domésticos renovables sería de 115 MW.

Uso de los residuos

Finalizado el período de vigencia del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y atendiendo al mandato y objetivos acordados con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros, y la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, se ha elaborado el PER 2011-2020, por parte de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, que se constituye en Oficina del Plan y responsable de su seguimiento.

En dicho PER se recogen los objetivos de la Directiva de conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo que para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

La inversión y apoyo previsto durante el periodo de aplicación del PER supera los 62.000 millones de euros, de los que más de 55.000 se corresponden con instalaciones de generación de energía eléctrica con estas fuentes y más de 6.000 millones con instalaciones para usos térmicos y de los que la administración supondría del orden de 1.260 millones. De este coste, las ayudas públicas representarían algo más de 1.000 millones de euros durante todo el periodo, la financiación, se estimaría alrededor de 155 millones y una tercera partida, algo inferior a los 70 millones de euros, que integra un conjunto variado de iniciativas, como son las de información, formación planificada, promoción y otras.

Tabla 1.11 Proyección de las instalaciones de generación eléctrica con biomasa a 2020 en España.

	Potencia instalada acumulada a 2020 (MW)	Generación eléctrica en 2020 (GWh/Año)	Usos térmicos en 2020 (ktep/año)
Biogás deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales	400	1.728	60
Biogás vertedero		450	5
Biogás digestor residuos domésticos		242	5
Biogás lodos EDAR		180	30
TOTAL	400	2.600	100

El objetivo del PER en el sector de los biocarburantes en el transporte supone llegará a un consumo de 400 ktep de Bioetanol y 2.313 ktep de Biodiesel en 2020, lo que daría un total de 2.713 ktep.

En el caso del biogás, la evolución prevista para las instalaciones de generación eléctrica a partir del mismo tiene en cuenta que el biogás agroindustrial jugará un papel predominante, y que su actual escasa implantación irá aumentando de forma sustancial a lo largo del periodo de vigencia del plan, hasta suponer más del 50% del total en el año 2020. En cuanto a los objetivos térmicos puede ser especialmente relevante la inyección de biometano en red para su consecución. En la Tabla 1.11 se observa la estimación de estos objetivos en el año 2020.

Los objetivos del plan en cuanto a biomasa térmica se fijan en un consumo previsto para 2020 en el sector de usos diversos de 2.430.000 tep con un aumento relativo del consumo de un 12% respecto a 2008, mientras que para la industria se prevé un consumo en torno a 1.773 ktep con un aumento relativo del consumo de un 20% respecto a 2008.

Respecto a la biomasa eléctrica se considera un desarrollo de centrales de generación con biomasa durante todo el periodo de planificación que equivale a un incremento de potencia instalada de 518 MW, produciendo alrededor de 3.110.000 MWh al año de energía eléctrica. En cuanto a la cogeneración, además del sector

industrial, se espera el inicio del desarrollo de sistemas en los sectores residencial y de servicios con aplicaciones térmicas para climatización, lo que prevé un aumento de la potencia de 299 MW en el año 2020.

Por último, la evolución prevista para las instalaciones de generación eléctrica a partir de residuos domésticos tiene en consideración que el poder construir estas plantas requiere largos plazos de tramitación administrativa y de construcción y puesta en marcha. Con todo ello, en términos de energía renovable, se prevé alcanzar una potencia instalada en España en 2020 de 200 MW y una producción de 1.500 GWh.

En lo que a usos térmicos se refiere, se considera que la producción de CSR jugará un papel fundamental en el desarrollo de las aplicaciones térmicas de residuos, y permitirán que se alcancen cotas de sustitución de combustibles fósiles similares a las de otros países europeos en sectores como el cementero y que otros nuevos puedan valorizar energéticamente residuos. El objetivo de uso térmico de residuos renovables es de 350 ktep para el año 2020.

Guatemala

Guatemala queda en Centroamérica. La población es de 15.700.000 Habitantes, esparcidos en un área de 108.889 km². El 0.4% del área es Agua. La capital y ciudad más grande es Ciudad de Guatemala. Existe gran diversidad de climas, en la meseta central es bastante templado, con

Tabla 1.12 Potencias de los residuos agrícolas en Guatemala

Cultivo	Producción (t/año) ¹	Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor residuo ²	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Palma de aceite 2010	379.300	Cuesco	RAI	0,22	83.446	1.160
		Fibra	RAI	0,63	238.959	2.965
		Raquis Palma	RAI	1,06	402.058	2.873
Caña de azúcar	2.019.622	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	6.583.968	32.208
		Bagazo	RAI	2,68	5.412.587	59.364
Café	245.753	Pulpa	RAI	2,13	523.454	1.879
		Cisco	RAI	0,21	51.608	891
		Tallos	RAC	3,02	742.174	0.043,30
Maíz	1.672.527	Rastrojo	RAC	0,93	1.555.450	5.295
		Tusa	RAC	0,27	451.582	4.699
		Capacho	RAC	0,21	351.231	5.330
Arroz	29.592	Tamo	RAC	2,35	69.541	249
		Cascarilla	RAI	0,20	5.918	86
Banano	2.680.392	Raquis banano	RAC	1,00	2.680.392	1.151
		Vástago banano	RAC	5,00	13.401.960	7.556
		Banano rechazo	RAI	0,15	402.059	707
Plátano	188.754	Raquis plátano	RAC	1,00	188.754	81
		Vástago plátano	RAC	5,00	943.770	532
		Plátano rechazo	RAI	0,15	28.313	50
TOTAL	7.215.940				34.117.224	127.073

(t/año)¹ Al año 2010; ² (t_{residuo} / t_{producto principal}).

una temperatura media de 15 °C en todo el año. El clima de las regiones costeras es de características más tropicales; la costa atlántica es más húmeda que la del Pacífico, con una temperatura cuyo promedio anual es de 28 °C. La estación de lluvias se presenta entre mayo y noviembre. Las precipitaciones anuales de la zona norte oscilan entre los 1.525 mm y los 2.540 mm; la ciudad de Guatemala (Guatemala City), en las montañas del sur, recibe cerca de 1.320 mm de lluvia de promedio anual. En la Tabla 1.12 se presenta el potencial de energético de los residuos agrícolas.

México*

México está situado en Norte América, tiene una superficie de 5.114.295 km² de los cuales el 38% es superficie territorial y el 62% superficie

marítima. Por la extensión de superficie ocupa el lugar número 14 a nivel mundial. El territorio nacional está integrado por la superficie continental (poco más de 1.9 millones de km²) y por la insular (5,127 km²). La superficie de la zona marítima de jurisdicción nacional comprende la del océano Pacífico (alrededor de 2.3 millones de km²) y la del golfo de México y Mar Caribe (829, 540 km²). La longitud de la línea de costa en el Océano Pacífico es de 7,828 km y la del golfo de México y mar Caribe de 3,294 km. Los estados del país que cuentan con la mayor superficie son: Chihuahua (12.5%), Sonora (9.2%) y Coahuila de Zaragoza (7.6%); en contraste, Tlaxcala (0.20%), Morelos (0.25%) y Distrito Federal (0.07%), con las menores proporciones [28].

* Se agradece a la Lic. María de Jesús Pérez Orozco, Técnico académico del IER-UNAM por el apoyo en la recolección de datos para México.

Durante los últimos 60 años la población en México ha crecido cinco veces; en 1950 había 25.8 millones de personas y en 2010 el número de habitantes fue de 112.3 millones. Las entidades con mayor número de habitantes son Estado de México (15.2 millones), Distrito Federal (Capital del país, 8.8 millones) y Veracruz (7.7 millones); entre los menos poblados encontramos: Baja California Sur (0.64 millones), Colima (0.65 millones) y Campeche (0.82 millones). Por el número de habitantes, a nivel mundial México ocupa el lugar número 11 [29].

En México existen cuatro grupos de climas a lo largo de la superficie continental: cálidos, cálidos húmedos, secos y templados. El grupo de climas cálidos se divide en cálidos y semicálidos, ambos de tipo húmedo y subhúmedo. Los climas cálidos húmedos presentan una temperatura

media anual mayor de 22°C y los subhúmedos, entre 18 y 22°C.

El grupo de climas secos se caracteriza por presentar lluvias escasas todo el año; se divide en: secos, secos mediterráneos, semisecos y muy secos. De acuerdo con su temperatura media anual, se clasifican en muy cálidos y cálidos que oscilan de más de 22°C y entre 18 y 22°C; los templados entre 12 y 18°C, y los semifríos de 5 a 12°C.

El grupo de climas templados se divide en tres subgrupos: semicálidos (húmedos y subhúmedos), templados y semifríos. Presentan lluvias de verano de abundantes a muy abundantes, prácticamente durante todo el año.

Los climas templados semicálidos presentan una temperatura media anual mayor de 18°C, los templados entre 12 y 18°C y los semifríos entre 5 y 12°C. El grupo de los climas fríos, sólo se

Tabla 1.13 Residuos agrícolas

Tipo/origen		PJ/año	% del total
Combustibles de madera			
Manejo de bosques nativos	101 MtMS/a*	1.515	42 %
Madera de plantaciones de Eucalipto	26 MtMS/a	345	10 %
Residuos de la industria forestal	3 MtMS/a	63	2 %
TOTAL		1.923	54 %
Agroindustriales			
Residuos industriales de cultivos dedicados (bagazo y otros)**	29 MtMS/a	431	12 %
Residuos agrícolas de cosechas (RAC)	13 Mt/a	227	7 %
Residuos de cultivos alimenticios y forrajeros	15 MtMS/a	114	3 %
Residuos agrícolas de cosechas de cultivos dedicados	8 MtMS/a	86	2 %
Caña de azúcar para etanol	206 Mt/a	338	9 %
Sorgo grano para etanol	---	202	6 %
Aceite de palma aceitera para biodiesel	13 Mt/a	121	3 %
<i>Jatropha curcas</i> para biodiesel	4 Mt/a	57	2 %
Residuos de ganado para biogás	35 Mt/a	35	1 %
TOTAL		1.611	45 %
Municipales			
Subproductos de origen municipal		35	10 %
Residuos sólidos municipales para biogás		35	1 %
TOTAL		3.604	

* Millones de toneladas de materia seca por año.

** Los cultivos dedicados considerados en el estudio son: *Jatropha curcas*, palma aceitera, caña de azúcar, sorgo grano y plantaciones de *Eucalyptus* [31].

encuentran sobre las partes altas de los volcanes y la temperatura media anual oscila entre 2 y 5°C [28].

Potencial energético de la biomasa

En México existe un gran potencial de recursos de biomasa para producir biocombustibles líquidos, biocombustibles sólidos y biogás. En el estudio MEDEC [30] se evaluó el potencial energético de las principales fuentes de bioenergía y se estimó que el potencial técnico de la bioenergía equivale a 3,569 PJ/año, lo que representa el 42% del consumo de energía primaria en el año 2008. La siguiente tabla (Tabla 1.13) presenta el potencial de la biomasa por tipo u origen:

Combustibles de madera

La madera representa el 54% del potencial total (1,823 PJ/a), de los cuales 1,515 PJ/a provienen del manejo de bosque nativos y 345 PJ/a podrían alcanzarse si se establecieran 2.9 millones de hectáreas de plantaciones forestales de Eucalipto.

Cabe mencionar que el potencial de cultivos dedicados, incluye sólo las tierras aptas para cada cultivo en particular, y se excluyeron todas las tierras que actualmente se utilizan para la agricultura, están cubiertas por bosques, selvas y otras coberturas naturales, pertenecen a áreas de conservación, son no cultivables por tener pendientes superiores del 4 al 12%, dependiendo del cultivo, y necesitan riego.

Agrocombustibles

En México, se cuenta con un potencial de agrocombustibles de 1,611PJ/a, lo que equivale al 45% del total del potencial del recurso, 858 PJ/a (24%) corresponden a subproductos agrícolas y agroindustriales; 718 PJ/a (20%) corresponden cultivos energéticos y 35 PJ/a (1%) corresponden a subproductos pecuarios.

Subproductos de origen municipal

El total del potencial de los residuos sólidos municipales es de 35 PJ/a, lo que representa el 1% del total del recurso de biomasa.

Usos de la Bioenergía en México

Al año 2011, México no producía etanol anhidro para combustible, aun contando con un potencial técnico de 20,000 Ml/a a partir de caña y de 3,740 Ml/a a partir de sorgo. De acuerdo a información proporcionada por la Unión Nacional de Cañeros (UNC), en la zafra 2008/2009 se obtuvieron 1.49 Mt de melaza, de las cuales el 3.6% se destinó a la fabricación de 14.5 Ml de etanol y el resto se exportó principalmente a Estados Unidos. Considerando la cantidad de melaza exportada se podrían producir 399 Ml de etanol/año [31].

En cuanto a la producción de biodiesel se refiere, en el país se cuenta con dos experiencias en la producción a escala industrial [31]:

- Biocombustibles Internacionales S.A. de C.V.: localizada en el Estado de Nuevo León, tuvo durante varios años una planta de 50,000 l/d a partir del sebo de las reses y aceites vegetales usados. El biodiesel producido era utilizado por PEMEX Refinación como aditivo para la lubricidad del diésel de ultra bajo azufre.
- Chiapas Bioenergético: tiene dos plantas de biodiesel a partir de aceite de palma africana y de aceites vegetales usados, una de las plantas se localiza en Tuxtla Gutiérrez y produce 2,000 l/d, la otra planta se localiza en Puerto Chiapas y cuenta con una producción de 28,000 l/d, y tenía expectativas de establecer 20,000 hectáreas de *Jatropha curcas* en el 2012.

El principal uso de la madera en México es como combustible, ya sea como leña o carbón: se estima que se utilizan en total alrededor de 38 Mm³/año; 24.9 Mm³/año en el sector doméstico de autoconsumo, 6 Mm³/año en el sector doméstico comercial, 6 Mm³/año en el sector de las pequeñas industrias, y 0.7 m³/año para producir carbón vegetal. En comparación, el uso de madera en rollo para industrias mecánicas y celulósicas no supera los 8 Mm³/año, y la utilización de madera para postes se estima en 2,8 Mm³/año [32].

En México, cerca de 26 millones de habitantes viven en comunidades rurales, de esta población el 57% vive en pobreza moderada y 28% en pobreza extrema de acuerdo a datos de [33]. Aproximadamente 28 millones de personas usan la leña para cocción de alimentos, de los cuales el 90% vive en comunidades rurales [34] y [35]. Del total de los usuarios de leña, 19 millones lo usan como energético junto con otros residuos de biomasa para cocinar [33] y los 9 millones restantes lo usan en combinación con GLP [36].

De acuerdo con datos de [37], en el sector residencial la leña representa el 28.5% de la energía consumida. En los hogares rurales de México, la leña contribuye con el 80% de la energía consumida y representa tres veces el consumo de madera comercial autorizada en el país, lo que la convierte en el principal uso de los productos forestales [34].

En relación al carbón vegetal, éste se comercializa en centros urbanos; el uso rural es casi inexistente. Se tienen estimaciones que indican un consumo anual de 650,000 t, equivalentes a casi 3.2 Mt de leña, posicionando a este energético en el segundo producto forestal maderable. Aproximadamente el 68% del consumo lo hace el sector residencial para la cocción de alimentos asados, y el 32% de la demanda restante lo realiza el sector dedicado a la venta de alimentos preparados. Se estima que alrededor del 70% de las familias urbanas (11 millones de familias) usa carbón vegetal. Este energético también se usa en pequeñas industrias, pero su consumo no ha sido cuantificado.

El consumo de carbón vegetal se incrementará debido a que la población urbana en México sigue creciendo; se prevé que para el año 2024 el consumo anual será de 792,000t. La demanda de este energético se concentra principalmente en las ciudades grandes del norte y centro del país, como la Ciudad de México y Monterrey, donde se tienen consumos de entre 50 y 130 mil toneladas al año; así como en Mexicali, Tijuana, Ciudad Juárez, Chihuahua, Hermosillo y Guadalajara,

que tienen consumos anuales de entre 13 y 55 mil toneladas [38].

La Comisión Nacional Forestal (CONAFOR), lleva a cabo el Programa Nacional de Drenroenergía, en el cual se fomenta el uso de la biomasa forestal para la producción de energía renovable, con un aprovechamiento sustentable y consta de dos componentes importantes:

- Estufas rurales ahorradoras de leña: con el cual se busca reducir el consumo de leña, disminuir el riesgo de enfermedades respiratorias por inhalación de humo y mejorar los ingresos en el medio rural, reduciendo costos asociados a la recolección o compra de leña.
- Plantaciones de *Jatropha curcas* para la producción de biodiesel. A través del Pro Árbol la CONAFOR se apoya el establecimiento de 88,000 hectáreas de plantaciones en varios estados [39].

Generación Eléctrica

De acuerdo a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a diciembre de 2013 se tenían en operación 12 permisos de generación de energía a partir de bagazo de caña, con una capacidad autorizada total de 229.3 MW y una generación de 598.3 GWh/año. En la modalidad de auto-generación se tiene una capacidad autorizada de 60.7MW y una generación de energía autorizada de 89.8 GWh/año; en Cogeneración se dispone de una capacidad autorizada de 85 MW y una generación de energía autorizada de 314.3 GWh/año, finalmente en la modalidad Usos Propios Continuos se tiene una capacidad autorizada de 83.6 MW y una generación de energía autorizada 194.3 GWh/año. Se tienen dos proyectos en construcción en la modalidad de Cogeneración con una capacidad autorizada de 43.4 MW y una producción de energía autorizada de 144.5 GWh/año. Finalmente, se cuenta con un permiso de generación con bagazo/diesel en la modalidad de Usos Propios Continuos, con una capacidad

autorizada de 14.4 MW y una generación de energía autorizada de 46.7 GWh/año.

En el 2010, existían en México 721 biodigestores, de los cuales 367 se encontraban en operación y 354 en etapa de construcción [40]. De éstos, 563 biodigestores fueron financiados bajo el esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), 154 con apoyo del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y 4 biodigestores a través de la Iniciativa Metano a Mercados. El 8% de las granjas porcícolas contaban con biodigestores, de los cuales el 20% dispone de moto generadores con 70% en funcionamiento. La potencia total instalada era de 5.7 MW eléctricos.

Uno de los casos de éxito para el aprovechamiento de biogás proveniente de rellenos sanitarios es el de Bioenergía de Nuevo León S.A. de C.V., la primera en el país. Su sistema estaba conformado por 7 motogeneradores de 1 MW cada uno y fue diseñado para posteriores adiciones de capacidad [31]. De acuerdo con [41], actualmente cuenta con una capacidad autorizada de 16.96 MW y 100.29 GWh/año de energía autorizada.

En México se cuenta con 11 permisos de generación de energía eléctrica a partir de biogás, con una capacidad autorizada total de 48.7 MW y una generación de energía autorizada de 301.8 GWh/año; en la modalidad de autogeneración se dispone de una capacidad autorizada de 27.8 MW y una generación de energía autorizada de 173 GWh/año, el resto corresponde a la modalidad de Cogeneración. El total de capacidad autorizada a proyectos en construcción es de 76.4MW con una generación de energía autorizada de 457.2 GWh/año, en la modalidad de Autogeneración se tiene una capacidad autorizada de 3MW y una generación de energía autorizada de 24.3 GWh/año; en Cogeneración se dispondrían de 34.5 MW de capacidad autorizada y una generación de energía autorizada de 213.8 GWh/año; finalmente, se tendría una capacidad autorizada de 38.9 MW en la modalidad de Pequeña Producción con una generación de energía autorizada de 219.1 GWh/

año, [41]. Por último, cabe mencionar que en México se cuenta con dos permisos de generación en operación con biogás/gas natural; que suman una capacidad autorizada de 1.9 MW y una generación de energía autorizada de 12.6 GWh/año.

Finalmente, de acuerdo con la base de datos de UNEP [42] de todos los proyectos de MDL que han sido enviados para su validación/determinación. México cuenta con 207 proyectos MDL que aprovechan la biomasa vegetal y animal y de residuos municipales, a saber, 12 proyectos a partir de biomasa vegetal (bagazo y desechos agroindustriales) que tienen una capacidad de generación eléctrica de 262.75 MW; 43 proyectos de producción de biogás a partir de desechos municipales, rellenos sanitarios y gas de vertedero que tienen una capacidad de generación eléctrica de 166.06 MW y una reducción de emisiones de 4,696.75 ktCO₂e/año; y finalmente, 152 proyectos de reducción de metano proveniente de estiércol de ganado cuya quema representa 152 MWel y una reducción de 4,149.39 ktCO₂e/año.

Nicaragua

Nicaragua es un país situado en Centroamérica. Los habitantes suman un número de 5.465.100. La superficie es de 129.494 km². El 7.7% es Agua. La ciudad más poblada es la capital Managua.

La temporada de lluvia va de mayo a octubre, y el verano, de noviembre a abril. El clima cambia mucho de una costa a otra, y se pueden establecer tres tipologías climáticas bastante diferenciadas según la región del país; la zona situada entre los lagos Nicaragua (Cocibolca) y Managua (Xolotlan) y el océano Pacífico suele ser muy seca, con menor presencia de lluvias, En invierno las temperaturas oscilan entre los 27 °C y 32 °C y en verano las temperaturas oscilan los 35 °C y 40 °C. La zona central y montañosa de Nicaragua tiene un clima más templado y húmedo, sobre todo en el oriente, y por la costa Caribe, donde el clima es muy húmedo y tropical con altas temperaturas por encima de los 36 °C y fuertes precipitaciones.

Tabla 1.14 Potencial energético de los residuos agrícolas

Cultivo	Producción (t/año) ¹	Tipo de residuo	Origen residuo	Factor residuo ²	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Palma aceite	71.000	Cuesco	RAI	0,22	15.620	217
		Fibra	RAI	0,63	44.730	555
		Raquis Palma	RAI	1,06	75.260	538
Caña de azúcar	7.893.000	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	25.731.180	125.875
		Bagazo	RAI	2,68	21.153.240	232.004
Café	88.200	Pulpa	RAI	2,13	187.866	674
		Cisco	RAI	0,21	18.522	320
		Tallos	RAC	3,02	266.364	3.605
Maíz	572.000	Rastrojo	RAC	0,93	531.960	5.231
		Tusa	RAC	0,27	154.440	1.607
		Capacho	RAC	0,21	120.120	1.823
Arroz	-	Tamo	RAC	2,35	-	-
		Cascarilla	RAI	0,20	-	-
Banano	48.000	Raquis banano	RAC	1,00	48.000	21
		Vástago banano	RAC	5,00	240.000	135
		Banano rechazo	RAI	0,15	7.200	13
Plátano* 2009	120.000	Raquis plátano	RAC	1,00	120.000	52
		Vástago plátano	RAC	5,00	600.000	338
		Plátano rechazo	RAI	0,15	18.000	32
TOTAL	8.792.200				49.332.502	373.038

¹ Al año 2010; ² (t_{residuo} / t_{producto principal}).

Residuos agrícolas

El potencial de los residuos agrícolas generados en Nicaragua se enlista en la Tabla 1.14. En ella se recogen cifras de producción y potencial energético de acuerdo a ciertos cultivos relevantes al tema de la bioenergía. Una vez más, uno de los cultivos con mayor potencial energético (por año) es el de caña de azúcar (hojas, cogollo y bagazo).

Venezuela

Venezuela está situada en el norte de Suramérica. La superficie es de 916.445 km², el 0,3% es agua. Venezuela está en un proceso de reclamación de una parte de la Guyana. Los habitantes venezolanos son 28.945.101. La capital y ciudad más poblada del país es Caracas.

Por ser un país del trópico, Venezuela posee un clima cálido y lluvioso en general, tiene únicamente dos estaciones: una estación seca, el verano, que va desde octubre a marzo, y una estación lluviosa, el invierno, de abril a septiembre. Pero debido a la orografía, los vientos y el mar, hay diferencias climáticas. El clima lluvioso y cálido con temperaturas superiores a los 18 °C y precipitaciones en gran parte del año, se presenta en los Llanos, al norte de Guayana, y en parte de los Andes y la cordillera de la Costa, como San Cristóbal y Caracas, en la sierra de Perijá el clima es de Selva Tropical y las precipitaciones superan los 2.500 mm. El clima seco con temperaturas por encima de los 18°C, se presenta en Falcón, especialmente en los Médanos de Coro, y la Región

Insular se da la modalidad desértica cálida con lluvias moderadas y escasa vegetación. Al oeste de ese estado, el litoral central, la cordillera de la costa, Paraguaná, Barquisimeto, Maracaibo y parte de la isla de Margarita es semiárido. En la alta montaña las temperaturas oscilan entre menos de 0 y 10 °C, este clima se presenta en los páramos de Apartaderos y el Pico El Águila, a 2.800 msnm y el clima helado se presenta en las más altas cumbres de los Andes venezolanos, como son los Picos Bonpland, La Concha, Humboldt y Bolívar.

Residuos agrícolas

En cuanto al potencial de los residuos de biomasa generados en Venezuela, la Tabla 1.15 recoge las cifras conocidas a 2011 en este aspecto, para cada uno de los cultivos listados. Como se ha visto en

la información recolectada de otros países, nuevamente la caña de azúcar es el cultivo cuyos residuos tienen el mayor potencial energético entre otros.

Residuos sólidos urbanos (RSU)

En los últimos años ha habido un aumento significativo en la recolección de los RSU, debido a los cambios en patrones de consumo de la población, el poder adquisitivo, entre otras causas. La cantidad de residuos por habitante fue de 0.992 kg*hab/día

La mayor parte de los RSU (cerca de 95%) se destina a los vertederos y botaderos a cielo abierto, generando serios problemas de contaminación, sin aprovechamiento de la fracción orgánica.

Entre los cultivos tropicales tradicionales, los principales rubros productores son la caña de

Tabla 1.15 Potencial de los residuos agrícolas de Venezuela.

Cultivo	Producción (t/año) ¹	Tipo de residuo	Origen residuo	Factor residuo ²	Masa de residuo (t/año)	Potencial energético (TJ/año)
Palma aceite	438.526	Cuesco	RAI	0,22	96.476	1.341
		Fibra	RAI	0,63	276.271	3.428
		Raquis Palma	RAI	1,06	464.838	3.322
Caña azúcar	8.134.111	Hojas - Cogollo	RAC	3,26	26.517.202	129.720
		Bagazo	RAI	2,68	21.799.417	239.091
Café	75.510	Pulpa	RAI	2,13	160.836	577
		Cisco	RAI	0,21	15.857	274
		Tallos	RAC	3,02	228.040	3.086
Maíz	2.117.710	Rastrojo	RAC	0,93	1.969.470	19.366
		Tusa	RAC	0,27	571.782	5.949
		Capacho	RAC	0,21	444.719	6.749
Arroz	845.254	Tamo	RAC	2,35	1.986.347	7.102
		Cascarilla	RAI	0,20	169.051	2.448
Banano	-	Raquis banano	RAC	1,00	-	-
		Vástago banano	RAC	5,00	-	-
		Banano rechazo	RAI	0,15	-	-
Plátano	304.971	Raquis plátano	RAC	1,00	304.971	131
		Vástago plátano	RAC	5,00	1.524.855	860
		Plátano rechazo	RAI	0,15	45.746	80
TOTAL	11.916.082				56.575.878	423.524

¹ Al año 2011; ² (t_{residuo}/t_{producto principal}).

azúcar, el café y el cacao. Los residuos del procesamiento industrial de estos cultivos son subutilizados y, en el caso del café, acumulados.

Se plantea el desarrollo de tecnología para la revalorización energética de los desechos agrícolas de café en la producción de briquetas para su uso como combustible, secado y doméstico.

Prospectivas de la biomasa en los países de la red

El incremento en la producción de bioenergía está relacionado con las políticas y ayudas económicas establecidas para promoverlas y obtener una mayor oferta de la biomasa. Esta biomasa debe evitar la competencia por la tierra utilizada para la alimentación, es decir, que no debe causar disminución en la oferta de alimentos a través del desplazamiento de cultivos de carácter alimentario. Por el contrario, el uso de residuos de biomasa promueve la producción de alimentos; a mayor producción agrícola mayor generación de residuos y en consecuencia, reducción en el costo de los alimentos.

Se hace necesario entonces, tener políticas claras en la regulación de las cadenas alimentarias y de energía sostenible, evaluando el efecto que pueda tener el uso de los residuos de la agricultura y establecer posibles sinergias en la producción de alimentos y generación de bioenergía. Para establecer posibles rutas con el ánimo de lograr tal sinergia, se debe entonces echar un vistazo al potencial energético de los residuos agrícolas en la región. Como se mencionó antes, el potencial energético y de aprovechamiento de la biomasa van de la mano con las necesidades energéticas y la capacidad de producción de energía en cada país. Para ello en las tablas 1.16a y 1.16b se sintetiza la información presentada en tablas anteriores sobre el potencial energético de varios cultivos por país.

En las tablas, se puede observar que el mayor potencial energético con residuos de biomasa se encuentra en Brasil, seguido de EEUU y

Colombia. En esta tabla no se tienen en cuenta todos los tipos de cultivos, por este motivo estas estadísticas pueden variar, ya que solo se tuvo en cuenta los cultivos de los que se conoce el factor residual. Con esta aclaración se encuentra que el potencial energético de los residuos de biomasa en las Américas corresponde a 43,0 EJ, asumiendo un factor de 4 para cultivos energéticos, el potencial estimado de bioenergía puede estar alrededor de 166 EJ.

En cuanto a la infraestructura y tecnologías necesarias para la implementación del uso de biomasa en cada región, se debe considerar que es necesario el desarrollo de nuevas tecnologías de utilización de residuos para combustibles y el fortalecimiento de las tecnologías existentes o emergentes en producción de biocombustibles, y así mejorar la eficiencia, la fiabilidad y la sostenibilidad de las cadenas de bioenergía. Con lo anterior se tendría en el sector de combustión, sistemas más limpios; en el sector eléctrico, el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica o cogeneración más pequeños y más rentables los cuales podrían adaptarse mejor a la disponibilidad de recursos locales y en el sector del transporte, las mejoras podrían llevar a una mayor calidad y en general a biocombustibles más sostenibles. Además, se debe considerar que existen una serie de barreras para implementar la biomasa como fuente permanente de energía, entre las más comunes se tiene, la dependencia en la infraestructura energética y de las instituciones, los obstáculos financieros, incluyendo los costos de tecnologías de energía limpia, la dificultad de encontrar fuentes de financiación, los precios de los combustibles y las prácticas regulatorias que impiden la absorción de la bioenergía.

En la región donde opera La Red es poco común que se dé una apropiación del conocimiento además, existe un conjunto de fenómenos sociales y políticos que lo impiden: hacen falta plantas piloto y demostrativas que permitan formar el recurso humano con experiencia; los ingenios azucareros

Tabla 1.16a. Potencial de los residuos agrícolas en América por país para cultivos de caña de azúcar, jatrofa, palma de aceite y caña panela.

País/Potencial energético (TJ)	Caña azúcar	Jatrofa	Palma de aceite	Caña panela
Argentina	-	-	-	-
Bolivia	3.047	-	-	-
Brasil	32.425.536	-	-	-
Colombia	1.066.058	-	20.222	56.054
CUBA	382	-	-	-
Ecuador	225.332	-	45.324	-
Guatemala	91.572	-	6.997	-
México	338	57	121	-
Nicaragua	357.879	-	1.310	-
Venezuela	368.811	-	8.090	-
EEUU	1.325.054	-	-	-
Canadá	-	-	-	-

Tabla 1.17b. Potencial de los residuos agrícolas en América por país para cultivos de café, maíz, arroz, banano y plátano.

País/Potencial energético (TJ)	Café	Maíz	Arroz	Banano	Plátano
Argentina	-	340.676	-	-	-
Bolivia	523	15.768	626	54.130	1.179
Brasil	138.578	852.029	151.902	24.950	-
Colombia	33.491	9.144	27.836	1.022	9.888
Cuba	-	5.556	907	5.707	1.796
Ecuador	1.815	12.596	12.793	28.929	1.904
Guatemala	2.769	15.324	334	9.413	663
México	-	-	-	-	-
Nicaragua	4.598	8.661	-	169	421
Venezuela	3.937	32.065	9.550	-	1.071
EEUU	-	1651.808	2089.552	-	-
Canadá	-	181.479	-	-	-

están localizados en las mejores tierras y, aunque hay suficiente abastecimiento de alimentos, hay grupos que presionan asegurando que faltan políticas para evitar una crisis alimentaria [43].

Sin embargo el panorama no es tan sombrío. La tecnología utilizada en el uso de bioenergía es particular para cada aplicación, además es de fácil aprendizaje y escalado. El avance de los procesos

para utilización de la biomasa, nos permite crear empresas en los diferentes eslabones de la cadena, lo cual jalona la economía, en especial de las zonas rurales, ya que el uso la biomasa es intensiva en mano de obra en toda la cadena desde la siembra, recolección, transporte, adecuación y generación. Por lo tanto se considera una fuente generadora de empleos.

REFERENCIAS

- [1] Secretaría de Energía de México, «PROSPECTIVA DE ENERGÍA RENOVABLES 2012-2026,» 2012. [En línea]. Available: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf. [Último acceso: 16 Octubre 2013].
- [2] GBEP, «THE GLOBAL BIOENERGY PARTNERSHIP,» Diciembre 2011. [En línea]. Available: http://www.globalbioenergy.org/fileadmin/user_upload/gbep/docs/Indicators/The_GBEP_Sustainability_Indicators_for_Bioenergy_FINAL.pdf.
- [3] EPA, «Regulatory Impact Analysis for the Proposed Carbon Pollution Guidelines,» Junio 2014. [En línea]. Available: <http://www2.epa.gov/sites/production/files/2014-06/documents/20140602ria-clean-power-plan.pdf>.
- [4] M. Peksa-Blanchard, Global wood pellets markets and industry: policy drivers, market status and raw material potential, I. B. T. 40, Ed., Minnesota, 2007, p. 120.
- [5] European Commission, Eurostat., «Producción e Importaciones de energía,» 2013. [En línea]. Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_production_and_imports/es. [Último acceso: 10 Septiembre 2013].
- [6] S. Bertrand, «TORREFACTION STATUS AND EXPECTED NEXT STEPS,» de *4th IEA CCC Workshop on Cofiring Biomass with Coal*, State College, PA, USA, 2014.
- [7] International Energy Agency, «Glossary: Biomass,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/aboutus/glossary/b/>. [Último acceso: 7 Octubre 2013].
- [8] REN21, «Renewable Energy Policy Network for the 21st Century,» 2013. [En línea]. Available: http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013_lowres.pdf. [Último acceso: 7 Octubre 2013].
- [9] BAIN & COMPANY, «Nascent sector tipped to go mainstream despite doubts; biomass,» 29 Enero 2013. [En línea]. Available: <http://www.bain.com/about/press/bain-news/2013/nascent-sector-tipped-to-go-mainstream-despite-doubts-biomass.aspx>. [Último acceso: 27 Octubre 2013].
- [10] Dávalos, Victorio. (OLADE), *Matriz Energética en América Latina y el Caribe, Situación Actual y Perspectivas de las Energías Renovables.*, La Habana, 2012.
- [11] G. U. P. d. S. C. d. I. S. Mejía, «Las Bioenergías en Santa Cruz,» 29 Noviembre 2013. [En línea]. Available: <http://www.upsa.edu.bo/EncuentroCytedBioEnergia/Dia1/2da%20Reunio%CC%81n%20CyTED%20-%20Las%20Bioenergias%20en%20Bolivia.pdf>. [Último acceso: 28 Enero 2014].
- [12] MMAyA, VAPSB, DGGIRS, Diagnóstico de la Gestión de Residuos, La Paz: AGENCIA CATALANA DE COOPERACIÓN AL DESARROLLO; AGENCIA DE RESIDUOS DE CATALUÑA, 2010.
- [13] «Proyecto de cogeneración Guabirá - Energía: Promoviendo el desarrollo energético sostenible en Bolivia.,» 2011. [En línea]. Available: (http://www.academia.edu/3475935/Proyecto_de_cogeneracion_Guabira_-_Energia_Promoviendo_el_desarrollo_energetico_sostenible_en_Bolivia). . [Último acceso: 8 Septiembre 2013].
- [14] «Página Oficial del Turismo de la Ciudad,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.cidadedesao Paulo.com>. [Último acceso: 23 Marzo 2013].
- [15] B. International, «The Bioenergy International - Edición en Español,» Enero 2013. [En línea]. Available: <http://www.bioenergyinternational.es/noticias/News/show/biomasa-lignocelulosica-en-brasil-580>. [Último acceso: Septiembre 2013].
- [16] AHK, «Perfil do setor elétrico,» 23 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://ahkbusiness.de/pt/energias-renovaveis/perfil-do-setor-eletrico/>. [Último acceso: Septiembre 2013].

- [17] G. Stok, BIOMASA PARA GENERACION ELECTRICA EN BRASIL: EN BUSCA DEL ATRACTIVO PERDIDO, Brasil: BUSINESS NEWS AMERICAS (Electric Power: Energy Intelligence Series), 2012.
- [18] DANE, «CENSO GENERAL 2005,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.dane.gov.co/censo/files/libroCenso2005nacional.pdf>. [Último acceso: 13 Noviembre 2013].
- [19] IGAC, «Notas Geográficas,» 2013. [En línea]. Available: http://www2.igac.gov.co/ninos/faqs_user/faqs.jsp?id_categoria=2. [Último acceso: Octubre 2014].
- [20] Muevete por Colombia, «Climas,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.mueveteporcolombia.com/clima-colombia.html>. [Último acceso: 28 Octubre 2013].
- [21] UPME, «Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia,» 2010. [En línea]. Available: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia__.pdf. [Último acceso: 12 Noviembre 2013].
- [22] ESMAP, «ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE,» 2007. [En línea]. Available: <https://www.esmap.org/>. [Último acceso: 5 Agosto 2013].
- [23] J. M. Higuera, «portafolio.co,» 06 Junio 2012. [En línea]. Available: <http://www.portafolio.co/economia/ingenios-aumentaran-la-cogeneracion-energia>. [Último acceso: 30 Octubre 2013].
- [24] ONEI, «INFORME NACIONAL CENSO DE POBLACIÓN Y VIVIENDAS,» ONEI, UNFPA, Cuba, 2012.
- [25] BANCO MUNDIAL, «Población total,» 2013. [En línea]. Available: http://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?cid=GPDes_1.
- [26] Instituto Geográfico Militar, «Instituciones Iberoamericanas,» 2013. [En línea]. Available: http://www.geoinstitutos.com/ecuador/inicio_ecu.asp.
- [27] M. Castro, Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador, J. Elbers, Ed., Quito: CEDA, 2011.
- [28] INEGI, «ESTADÍSTICAS A PROPÓSITO DEL DÍA MUNDIAL DEL MEDIO,» 5 Junio 2007. [En línea]. Available: <http://www.inegi.gob.mx/inegi/contenidos/espanol/prensa/contenidos/estadisticas/2007/ambiente07.pdf>.
- [29] INEGI, «Población,» 2010. [En línea]. Available: <http://cuentame.inegi.org.mx/poblacion/habitantes.aspx?tema=P>.
- [30] T. Johnson, C. Alatorre y Z. y. L. F. Romo, México: estudio sobre la disminución de emisiones de carbón (MEDEC), México: Banco Mundial-Eds., 2009.
- [31] REMBIO, LA BIOENERGÍA EN MÉXICO: Situación actual y perspectivas, A. RED MEXICANA DE BIOENERGÍA, Ed., México D.F., 2011.
- [32] CONAFOR, «Comisión Nacional Forestal,» 2007. [En línea]. Available: http://www.cleancookstoves.org/resources_files/programa-nacional-de.pdf.
- [33] INEGI, Anuario Estadístico de los Estados Unidos Mexicanos, México D.F., 2007b.
- [34] R. Díaz, «Consumo de leña en el sector residencial de México. Evolución histórica y emisiones de CO₂,» de *Tesis Maestría en Ingeniería (Energética), División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.*, México D.F., 2000.
- [35] O. Maserá, «Uso de la leña en México: situación actual, retos y oportunidades,» de *Balance Nacional de Energía, 2002*, México D.F., 2003.
- [36] O. Maserá, R. Díaz y V. Berrueta, From cookstoves to cooking systems: the integrated program on sustainable household energy use in Mexico., vol. 1, Energy for Sustainable Development, 2005, pp. 25-36.
- [37] SENER, Balance Nacional de Energía, México D.F., 2010.

- [38] O. Masera, T. Arias, A. Ghilardi, G. Guerrero y P. Patiño, Estudio sobre la evolución nacional del consumo de leña y carbón vegetal en México 1990-2024, México D.F., 2010.
- [39] SEMARNAT, INE, «Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático,» México D.F., 2009.
- [40] FIRCO, Diagnóstico general de la situación actual de los sistemas de biodigestión en México, México D.F., 2011.
- [41] CRE, «Comisión Reguladora de Energía,» Diciembre 2013. [En línea]. Available: www.cre.gob.mx/documento/1814.xlsx.
- [42] UNEP, «United Nations Environment Programme,» 2014. [En línea]. Available: <http://cdmpipeline.org/overview.htm>.
- [43] M. Rodríguez, «Los biocombustibles en Colombia a debate,» 24 Abril 2008. [En línea]. Available: <https://biocombustiblesadebate.wordpress.com/memorias/>.
- [44] J. Rincón, «Formulacion de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia,» CORPOEMA-- UPME, Bogotá D.C., 2010.
- [45] IEA, «IEA,» 11 06 2010. [En línea]. Available: <http://www.iea.org/aboutus/glossary/b/>. [Último acceso: 2014].
- [46] «EPA,» 2014. [En línea]. Available: 2. <http://www2.epa.gov/sites/production/files/2014-05/documents/20140602proposal-cleanpowerplan.pdf>. [Último acceso: 06 2014].
- [47] «REGLE,» 2004. [En línea]. Available: <http://www.reegle.info/countries/germany-energy-profile/DESjaak>. [Último acceso: 25 julio 2010].
- [48] «REGLE,» 2004. [En línea]. Available: <http://www.ieabcc.nl>. [Último acceso: 25 Julio 2010].
- [49] «NETL,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/>. [Último acceso: 2011].
- [50] H. J. B. Z. Z. & H. R. Zhou, «Air Steam coal partial gasification in an atmosphere fluidized bed,» *Energy and Fuels*, pp. 1619-1623, 2005.
- [51] «Rentech,» 2013. [En línea]. Available: www.rentechinc.com. [Último acceso: 2013].
- [52] «Energy.Gov,» [En línea]. Available: <http://www.energy.gov/>.
- [53] «SECO,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.seco.cpa.state.tx.us>. [Último acceso: 2010].
- [54] J. M. R. G. C. A. & M. E. Rincón, «Combustibles de transporte y medidas para reducir la contaminación. Uso de combustibles oxigenados a la altura de Bogotá.,» *Bogota: Universidad Nacional*, 1996 .
- [55] «Ministerio de comercio exterior y turismo de Peru,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.mincetur.gob.pe>. [Último acceso: 2010].
- [56] «Asocaña,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.asocana.org/>. [Último acceso: 2010].
- [57] «Censolar,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.eco2site.com>. [Último acceso: 2010].
- [58] «S&T Emission Reductions from World Biofuel,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.globalrfa.org>. [Último acceso: 2010].
- [59] «EIA,» [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12331>. [Último acceso: 2014].
- [60] «EBB,» [En línea]. Available: <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. [Último acceso: 2014].
- [61] «Planete-Engies,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.planete-energies.com>. [Último acceso: 2010].
- [62] R. P. S. M. H. I. a. N. E. Parveen Fatemeh Rupani, «Review of Current Palm Oil Mill Effluent (POME) Treatment Methods,» *World Applied Sciences Journal* , pp. 70-80, 2010.
- [63] «Rcogenasia,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.rcogenasia.com>. [Último acceso: 2010].
- [64] J. Rincón y P. Guevara, «GENERACIÓN DE energía eléctrica CON BIOMASA; Creg,» *Creg*, 2013.

- [65] J. Rincón, «FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE),» *VOLUMEN 3 - ELEMENTOS DE POLÍTICA, RIESGOS ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO, COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS FNCE Y EL SIN, Y COSTOS INDICATIVOS DE L*, 2013.
- [66] «ECN,» 2006. [En línea]. Available: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2006/c06019.pdf>. [Último acceso: 2014].
- [67] «EIA,» [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=79&pid=79&aid=1&cid=r1,r2,&syid=2007&eyid=2011&unit=TBDP>. [Último acceso: 2014].
- [68] J. R. K. Boom, «Carbon majors Funding loss and Damage,» 2014.
- [69] «Clean Technia,» 2014. [En línea]. Available: <http://cleantechnica.com/2014/06/09/first-industrial-scale-municipal-solid-waste-biofuel/>. [Último acceso: 2014].
- [70] M. .. Rodríguez, «Los biocombustibles en Colombia a debate,» *Foro de Biocombustibles*, 2008.
- [71] J.-A. Richards y D. K. Boom, Carbon majors Funding loss and Damage., vol. 39, H. B. Foundation, Ed., PUBLICATION SERIES ECOLOGY, 2014.

Capítulo 2

Cultivos energéticos para la generación de Energía eléctrica

QUELBIS ROMÁN QUINTERO BERTEL
ELECTO EDUARDO SILVA LORA
VLADIMIR MELIAN COBAS

CULTIVOS ENERGÉTICOS

Existe la obligación de disminuir las emisiones de gases efecto invernadero, las cuales son mayoritariamente responsables por el aceleramiento del cambio climático y sus efectos adversos al ambiente cuyas repercusiones afectan el crecimiento económico; lo que conlleva a plantear soluciones energéticas alternativas, que propicien desarrollo económico y social sustentable.

Los cultivos energéticos maderables y herbáceos en el marco de sistemas agro-energéticos son una opción holística para la generación de energía, que promueven el aprovechamiento de los potenciales teóricos, técnico y económico de las regiones para así compatibilizar el desarrollo económico y social con el aprovechamiento y recuperación de los suelos degradados, el mejoramiento del régimen hidrológico, la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles; en consonancia con la protección del medio ambiente.

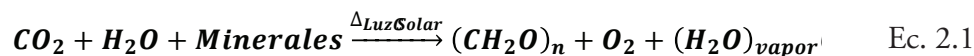
En este capítulo se abordan los cultivos energéticos como fuente de carbono renovable para la generación de energía eléctrica, en la búsqueda de la sostenibilidad.

Definición

Los cultivos energéticos, son aquellos específicamente cultivados para la producción de biomasa y posterior uso como biocombustible sólido, líquido o gaseoso. Estos cultivos no incluyen la biomasa extraída de la vegetación natural existente [1]. También excluye a la biomasa que ha sido sometida a procesos geológicos originando compuestos complejos con alta densidad energética, utilizados hoy como combustibles.

LA IMPORTANCIA DE LA FOTOSÍNTESIS PARA LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS

Los cultivos energéticos toman el CO₂ del ambiente fijándolo en su estructura a través del proceso fotosintético, representado de una manera simple en la ecuación 2.1. Esta simplicidad no refleja la complejidad de las múltiples reacciones de transformación de energía y compuestos bioquímicos en el curso de conversión del CO₂, el agua y los minerales del suelo en carbohidratos y otros compuestos orgánicos mediante la energía suministrada por el sol.



La luz solar tiene un papel fundamental en la fotosíntesis. Aspectos como intensidad y calidad espectral de la luz, así como la duración del período luminoso, tiene efectos positivos o negativos sobre el proceso fotosintético. Tan solo el 5% de la radiación solar incidente en las hojas es convertido en $(\text{CH}_2\text{O})_n$. En presencia de altas intensidades de luz y altas concentraciones de CO_2 , la tasa fotosintética es alta con mayor síntesis de $(\text{CH}_2\text{O})_n$ [2]. Este proceso puede ser beneficioso desde el punto de vista ambiental, debido a la posibilidad de alcanzar una mayor absorción del CO_2 presente en el aire, como producto de las emisiones por la quema de combustibles fósiles para su conversión en carbono renovable de manera espontánea.

El término representa los productos orgánicos sintetizados en forma de compuestos de carbono, presentes en las raíces, tallos, hojas, flores y frutos. Inicia su síntesis con la fijación del CO_2 catalizada por la enzima rubisco. Las reacciones desencadenadas por esta enzima siguen rutas o ciclos de carboxilación llamados C3, C4 y CAM,

que a su vez tienen apreciables implicaciones en la eficiencia de asimilación del CO_2 , en la respuesta eco fisiológica del cultivo a las condiciones edafoclimáticas y en su productividad [3]. Las características más relevantes de las plantas C3, C4 y CAM se muestran en la Tabla 2.1.

Aunque tan solo el 1% del agua absorbida por la planta es utilizada en el proceso fotosintético, el déficit de agua en la fotosíntesis trae consigo una foto inhibición y en consecuencia un decrecimiento de la tasa fotosintética. Este proceso se puede evidenciar mediante el índice EUA (Eficiencia en el Uso del Agua) [3], que representa la cantidad de CO_2 fijado por cada kilogramo de agua absorbido. Para cada tipo de planta existe un EUA que a su vez está influenciado por la ruta de carboxilación y las potencialidades edafoclimáticas en cada lugar.

Además, para la síntesis de y producción de asimilados de interés en los cultivos energéticos (sacarosa, amidas, lípidos, lignocelulosa y otros compuestos orgánicos), es necesaria la disponibilidad de nutrientes presentes en los minerales

Tabla 2.1 Características de los procesos metabólicos de fotosíntesis.

Parámetro	Plantas C3	Plantas C4	Plantas CAM
Hábitat típico	Distribución amplia	Sitios cálidos y praderas	Sitios xéricos y epifíticos
Período de fijación de C	Día	Día	Noche
Temperatura óptima de fijación de CO_2 ($^{\circ}\text{C}$)	15–25	30 – 47	Mayor a 30
Efecto de las altas temperaturas	Aumento del proceso de foto respiración	No tiene repercusión	No tiene repercusión
Nivel de saturación de saturación de radiación solar (Wm^{-2})	50–150	500	Sin información
Producción de Materia Seca ($\text{Mg ha}^{-1} \text{ año}^{-1}$)	22	39	Poca y variable (menor que C3)
Producción máxima	34–39	100–200	SI
Productividad Bruta ($\text{GJ ha}^{-1} \text{ dia}^{-1}$)	5.8 – 6.7	8.6 – 9.3	SI
Asimilación neta de CO_2 ($\text{mgCO}_2 \text{ dm}^{-2} \text{ h}^{-1}$)	20–30	50–70	SI
EUA ($\text{g CO}_2 \text{ kg}^{-1} \text{ H}_2\text{O}$)	1–3	2–5	10–40
Foto respiración	Hasta 40% fotosíntesis neta	Muy pequeña e inexistente	Difícil de estimar
Ventajas	Más eficientes en regiones frías y húmedas con intensidad de luz moderada	Más eficiente en regiones cálidas y secas con alta intensidad de luz.	Más eficiente en regiones calurosas y secas con alta intensidad de luz

Fuente: [2]–[4]

disueltos en el suelo. Dentro de los elementos esenciales se pueden mencionar: N, P, K, Ca, Mg, S, Fe, Mn, Zn, B, Mo, Cu, Ni, Cl, Na, Co y Si. Todos con funciones específicas en concentraciones tolerables de acuerdo al tipo de planta [4].

En el concepto moderno de biomasa, son muchas las vías para el aprovechamiento de los asimilados sintetizados a partir de la fotosíntesis, no sólo en la producción de biocombustibles, sino en la utilización de los subproductos del proceso de transformación y los excedentes de producción para la obtención de productos de alto valor agregado, lo que puede incentivar la creación de biorefinería, convirtiendo a esta industria en eje fundamental para la sostenibilidad. Ver Figura 2.1.

En la Figura 2.1 se pueden observar, las múltiples fuentes de materia prima para la producción de biocombustibles presentes en la biomasa, las cuales pueden tener múltiples usos de acuerdo con la aplicación en la que se requieran. El

enfoque en este capítulo será sobre la generación de energía eléctrica a partir de los cultivos energéticos lignocelulósicos.

LA SOSTENIBILIDAD Y LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS

Según plantea la EPA (Environmental Policy Agency), la sostenibilidad es la armonía productiva que puede existir entre el hombre y la naturaleza, que permita el cumplimiento de los requisitos sociales, económicos y de cualquier otra índole de las generaciones presentes y futuras [5].

Entonces, es obligatorio que todo proyecto de generación de energía a partir de cultivos energéticos aborde los requisitos de sostenibilidad. Como punto de partida, se debe iniciar con satisfacer las leyes de la termodinámica. También, debe existir disponibilidad y acceso a la tecnología de

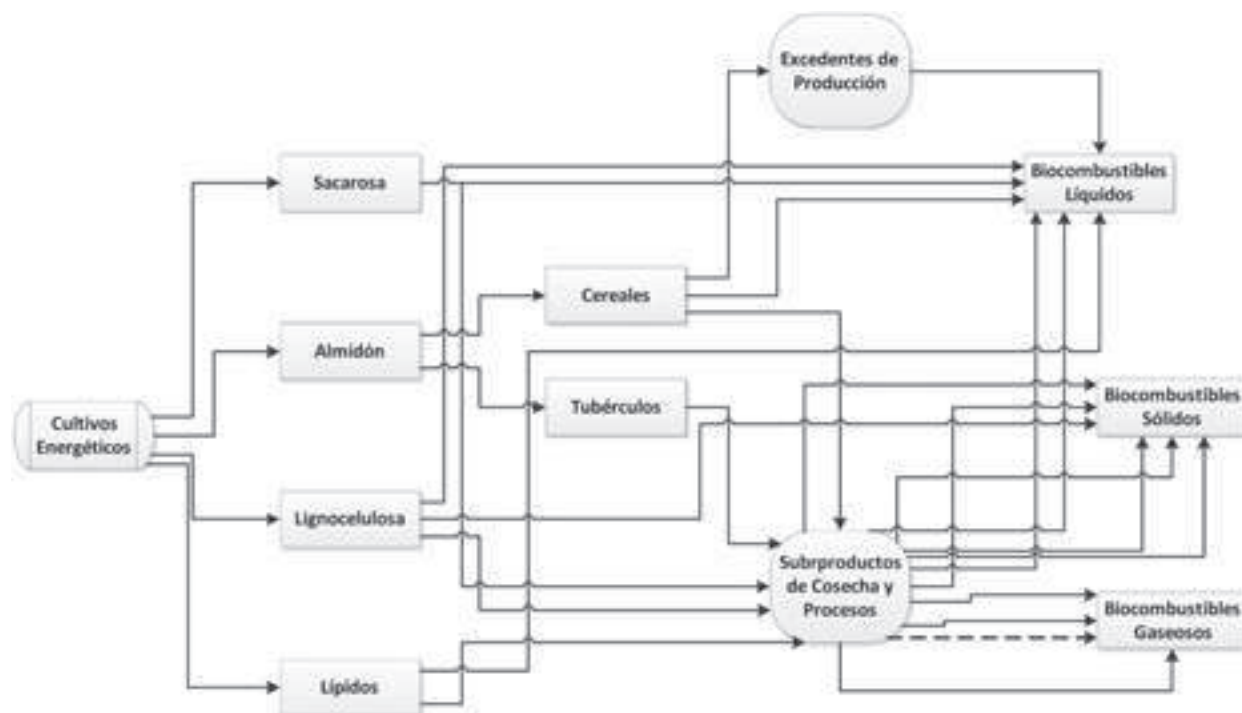


Figura 2.1 Posibles rutas de aprovechamiento de la biomasa para la producción de Biocombustibles.

Fuente: Elaboración propia

producción del cultivo y generación de energía en el lugar donde se vaya a implementar el proyecto. De igual manera, debe tener rentabilidad económica para que sea atractiva la inversión. Por último, debe ajustarse a la legislación ambiental vigente y así garantizar que los impactos generados sean menores que los beneficios ambientales adquiridos, tanto en el cultivo como en la generación.

En la etapa de producción de la biomasa, se hace necesario diseñar un sistema de gestión para el aprovechamiento de los cultivos energéticos, en función de las potencialidades edafoclimáticas y la ruta de carboxilación de las especies vegetales, en la búsqueda de la sostenibilidad.

Los cultivos energéticos suponen ser una solución ideal a los problemas energéticos que hoy tenemos, por lo que son fuentes de carbono renovable a través de la captura de CO₂ -hoy en concentraciones elevadas en la biosfera- además de ofrecer la posibilidad de aprovechar y recuperar suelos degradados, regular el ciclo hidrológico, reciclar nutrientes, minimizando el conflicto entre la seguridad energética, la seguridad alimentaria y la conservación del ambiente.

Selección del Cultivo Energético

Es importante declarar la prioridad de generación de energía utilizando biomasa. Con la prioridad definida, es necesario establecer criterios para la selección del tipo de cultivo, teniendo en cuenta las características de los procesos metabólicos de los cultivos y las condiciones agroclimáticas del lugar.

Las bases fundamentales para la selección del cultivo es el análisis de las propiedades físicas, químicas, mecánicas y aspectos económicos de la biomasa Tabla 2.2

Generación de energía eléctrica sostenible

Es obligatorio diseñar un sistema agro-energético para la gestión de los recursos de manera sostenible. Este sistema debe incluir aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales articulados con políticas públicas de gestión de acuerdo con las necesidades de desarrollo del país, haciendo control de los procesos mediante indicadores adecuados y así garantizar costos accesibles de la energía con bajas emisiones de CO₂, generación de empleos y servicios ambientales. Ver Figura 2.2.

Tabla 2.2 Bases fundamentales para la selección de cultivos energéticos.

Aspectos Agro-Ambientales	Aspectos Técnicos	Aspectos Económicos
Condiciones agroambientales favorables	Especie domesticada	Calidad y costos de la tierra
Disponibilidad de tierras aptas para pastos y cultivos forestales	Disponibilidad de germoplasma mejorado	Riesgos sobre los derechos de la tierra
Disponibilidad de agro insumos	Acceso a tecnologías de producción agrícola y forestal de precisión	Costos de los insumos
Disponibilidad de mano de obra calificada y no calificada	Productividad en materia seca	Costo de la maquinaria y equipos
Usos potenciales de la madera y pastos en la región objetivo	Calidad de la madera y los pastos como combustibles (PCI, contenido de cenizas, composición elemental y aproximada, fusibilidad de las cenizas)	Políticas de fomento en los sectores agrícolas, forestal, energético y ambiental
Acceso al agua	Disponibilidad de maquinaria y equipos para la producción y el transporte	Costos de inversión
Calidad física y química de la madera y los pastos	Vías de acceso en buenas condiciones a las áreas en producción	Seguridad jurídica de la inversión

Fuente: Elaboración propia

Para análisis de sistemas agro-energéticos, es recomendable abordar el potencial de implementación, mediante el análisis de los diferentes potenciales: teórico, técnico y económico interconectado con la protección y conservación de la biodiversidad. Ver Figura 2.3.

Potencial teórico de la producción de biomasa por fotosíntesis

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático –IPCC, define o potencial teórico como la cantidad de energía física que puede ser usada en un lugar específico durante un determinado período (por ejemplo, a lo largo de un año entero). En el contexto de los sistemas agro-energéticos, el potencial teórico está condicionado por: el agua, el clima, tipo de suelo, la especie

vegetal, manejo en la producción de la especie y producción primaria bruta –PPB– y/o producción primaria neta–PPN.

El crecimiento de la biomasa vegetal (en términos PPB y PPN) está necesariamente asociada al establecimiento del equilibrio entre los requerimientos que poseen los cultivos y las condiciones que ofrece del entorno edafoclimático [7]. Los suelos como parte integral del medio productivo se constituyen en el soporte de las actividades del hombre dirigidas al aprovechamiento de su potencial productivo y fuente de nutrientes para la cobertura vegetal.

El PPN refleja el potencial de producción energética de la biomasa maderable o herbácea, PE, que es el resultado de la combinación de la cantidad de materia seca producida y de su poder



Figura 2.2 Componentes de un Sistema Agro-Energético Fuente: elaboración propia

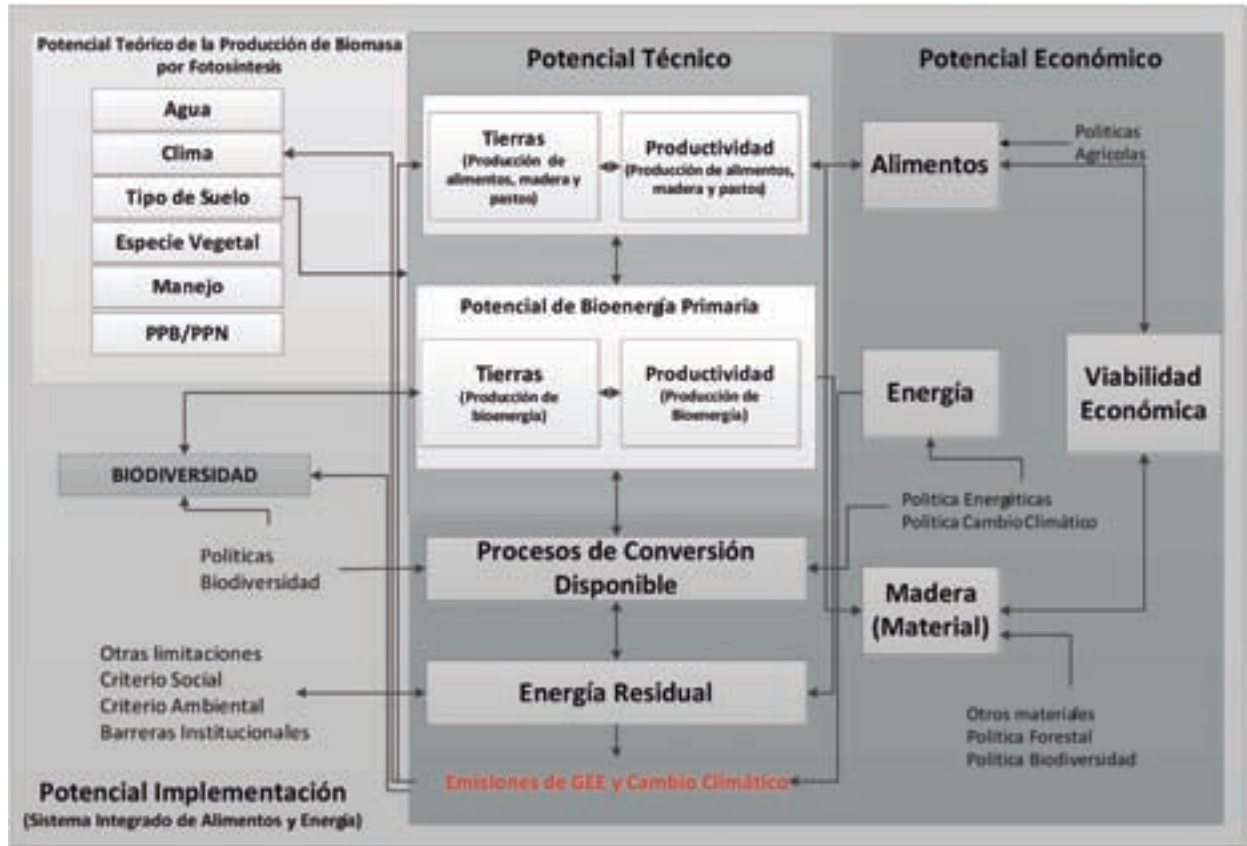


Figura 2.3 Potencial de implementación de un sistema Agro-Energético. Fuente: Adaptado de Smeets, Lemp, & Dees (2010)

calorífico. Una estimación de la cantidad de materia seca es la multiplicación del volumen de biomasa por su densidad básica. Ver ecuación 2.2.

$$PE = V \times D_b \times PCI \quad \text{Ec. 2.2}$$

PE: Potencial Energético (MJ año^{-1}). V: volumen de biomasa ($\text{m}^3 \text{ año}^{-1}$). D_b : Densidad básica (kg m^{-3}). PCI: Poder calorífico Inferior (MJ kg^{-1}).

Potencial técnico de la generación de energía eléctrica

Los cultivos energéticos son fuente de carbono, principalmente celulosa (35-50%), hemicelulosa (20-35%) y lignina (5-30%) [9]. Además se encuentran sales de K, P, Cl, S entre otros. Estos compuestos tienen energía almacenada y

requieren reaccionar con agentes oxidantes para usarla como fuente de potencia, lo que obliga a escoger la tecnología más sustentable.

Generación de energía eléctrica mediante combustión con CRC y CRO

Una vez convertida la energía química del combustible en energía térmica / calor (gases a altas temperaturas), la tecnología más común en la generación de energía eléctrica a partir de biomasa es el Ciclo Rankine Convencional (CRC) o ciclo a vapor de agua, poco utilizado en pequeña escala, por la reducción en la eficiencia y elevado costo en potencias inferiores a 3 MWel. Sin embargo, existen otras tecnologías disponibles para la generación de energía en el rango de referencia, como el ciclo Rankine orgánico (CRO). Ver Figura 2.4.

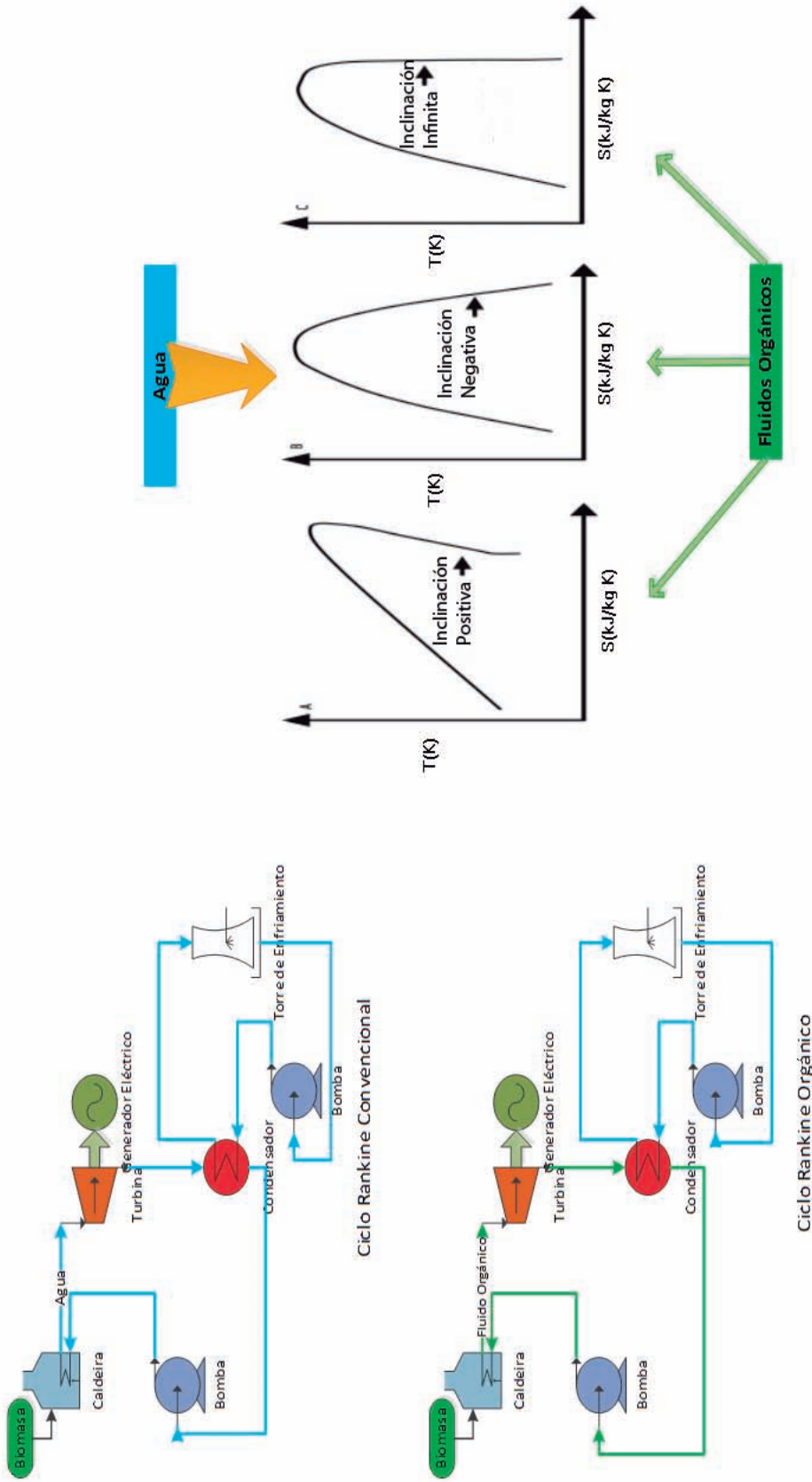


Figura 2.4 Ciclo Rankine Convencional y Ciclo Rankine Orgánico. Fuente: elaboración propia

El ciclo Rankine orgánico (CRO) es una tecnología con gran potencial para la generación eléctrica y calor a pequeña escala con biomasa maderable o herbácea como combustible, debido a su disponibilidad comercial, relativa alta eficiencia en aplicaciones a pequeña escala y facilidad de operación. A diferencia del ciclo Rankine convencional, el fluido de trabajo es un fluido orgánico, que es vaporizado para accionar un expansor (turbina radial, turbina axial o expansor de rosca). El aprovechamiento de las características termodinámicas de estos fluidos por ser “secos”, y de alta densidad, es técnicamente más viable para pequeñas capacidades que el agua, que es un fluido “húmedo”. Además de la estabilidad a elevadas temperaturas y presiones aceptables de trabajo. Estas características permiten reducir la

temperatura de operación por no requerir sobrecalentamiento del vapor lo cual permite alcanzar una eficiencia eléctrica competitiva con bajas temperaturas y bajas emisiones [10], [11] Entonces, la escogencia del fluido de trabajo y temperatura de operación de un CRO, acaban definiendo la eficiencia del ciclo [12].

Quoilin, Broek, Declaye, Dewallef, & Lemort (2013) muestra las ventajas y desventajas de cada ciclo, según los parámetros termodinámicos del fluido, temperatura y presión de operación del sistema. Ver Tabla 2.3.

Existen algunas aplicaciones a escala industrial, operando con módulos CRO comercialmente disponibles, en rango de 1 kW a 3 MW de potencia y hasta 7 MW de potencia para CRC (Tabla 2.4).

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de los ciclos CRC y CRO

Ventajas del CRO	Ventajas del CRC
No requiere sobrecalentamiento	Mayor eficiencia a potencias elevadas
Baja temperatura en la entrada de la turbina	Fluido de trabajo de bajo costo
Sistema compacto (mayor densidad del fluido)	Fluido de trabajo amigable con el ambiente
Baja presión de evaporación del fluido de trabajo	Fluido de trabajo no inflamable y no tóxico
Elevada presión de condensación del fluido de trabajo	Baja pérdida de presión en el sistema
No requiere sistema de tratamiento de agua	Fluido de trabajo de alta estabilidad química

Fuente: [13]

Tabla 2.4 Tecnologías CRO y CRC comercialmente disponibles para generación de energía eléctrica con biomasa.

Sistema	Expansor	Potencia	Desarrollo de la Tecnología	Referencia
CRO	Expansor de tornillo	4 kW– 350 kW	Prototipo	[14]–[19]
	Turbina Radial de dos etapas	300 kW – 2 MW	Módulo Comercial	[20]
	Turbina Axial	300kW – 2.4 MW	Módulo Comercial	[21], [22]
	Turbina Radial	1 kW – 50 kW	Prototipo	[23]–[27]
CRC	Expansor de Tornillo	4 kW – 300 kW	Prototipo	[28]
	Turbina Axial	2 MW – 7 MW	Módulo Comercial	[20]
	Turbina Radial	300 kW	Módulo Comercial	[24], [29]

Fuente: elaboración propia

Tabla 2.5 Costos específicos de inversión para tecnologías de conversión termoquímica en sistemas Combustión-CRC y Combustión-CRO.

Rutas Termoquímicas	Potencia (kWe)	Costos Específicos de Inversión (USD\$ kWh ⁻¹)	Referencia
Calor Residual-CRO	4 – 250	2900–1800	[30]–[32]
Combustión-CRC	500 – 3000	2800–1500*	[28]
Combustión-CRO	150 – 2000	3950 – 1300	[31]

* Costos actualizados hasta 2013 con una tasa de inflación de 6%

La cantidad de plantas instaladas con esta tecnología está en crecimiento y madurando vertiginosamente, además ha demostrado ser rentable. Hoy existen más de 100 unidades CRO en operación en el mundo. En la Tabla 2.5 se presentan algunos costos específicos de inversión de algunas rutas termoquímicas utilizadas para y aprovechamiento de la biomasa forestal y de calor residual.

Generación de energía eléctrica mediante combustión con Turbina de Quema Externa (EFGT)
 El ciclo EFGT es considerado como una opción para usar a biomasa en la generación de energía

eléctrica y calor de manera combinada a través de la combustión o gasificación. Es una máquina térmica basada en el ciclo ideal Brayton con aire como fluido de trabajo.

El ciclo EFGT tiene cuatro procesos: dos isobáricos y dos isentrópicos. El fluido de trabajo (aire) es comprimido isentrópicamente en el compresor, transfiriendo energía al fluido. Luego de su compresión, el fluido recibe energía en la cámara de combustión isobáricamente hasta alcanzar la temperatura necesaria en la entrada de la turbina, donde el gas es expandido isentrópicamente, logrando convertir parte de la energía mecánica en energía eléctrica.

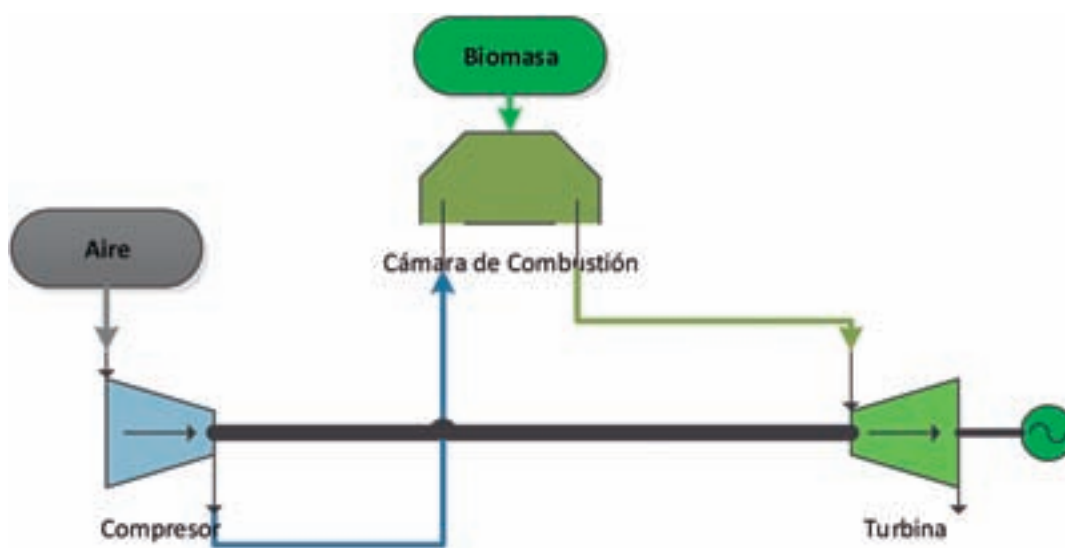


Figura 2.5 Ciclo EFGT con combustión. Fuente: Elaboración propia.

La capacidad de generación de energía eléctrica con esta tecnología está en el rango de 30–2000 kWel, lo cual la hace adecuada para la generación distribuida utilizando biomasa como combustible y a la vez que contribuye en la minimización de emisiones de CO₂. Generalmente la eficiencia de los ciclos EFGT–cámara de combustión es del orden de 13% [33] Ver Figura 2.5. En el caso del ciclo EFGT–gasificador, la eficiencia es 29% con gasificador de lecho fluidizado y 23% con gasificador de lecho fijo [34].

Generación de Potencia mediante la Gasificación – Motor de Combustión Interna (GMCI)

La gasificación es una combustión incompleta que ocurre en dos etapas, donde el combustible sólido (biomasa forestal o carbón) es convertido en un gas de bajo o medio poder energético [35]. Es una tecnología conocida y se puede clasificar según el agente oxidante usado: aire, vapor de agua, oxígeno, vapor de agua + oxígeno, aire enriquecido con oxígeno, etc. [36].

La gasificación con oxígeno genera un gas de síntesis de mediano poder calorífico (10–15 MJ Nm⁻³), cuya producción es más costosa. Cuando el agente oxidante es aire, el gas producido es de bajo poder calorífico (4–6 MJ Nm⁻³), la composición es principalmente un 60% de N₂ y otros subproductos (vapor de agua, CO₂, hidrocarburos leves, alquitrán entre otros). Por último, cuando el agente oxidante es vapor de agua y/u oxígeno, existe mayor conversión de los hidrocarburos para gases estables (H₂, CO, CO₂, CH₄ e hidrocarburos de ligeros hidrocarburos leves), carbón y alquitrán. Este método tiene algunos problemas: corrosión, envenenamiento del catalizador, aunque tenga contenidos de bajos de alquitrán [37], [38].

Es factible generar energía utilizando el gas obtenido de la gasificación de la biomasa, con previa limpieza de las impurezas (Tabla 2.6, como sustituto de la gasolina, aumentando la

relación de compresión y así elevar su la eficiencia [28] Ver Figura 2.6. El MCI puede ser más eficiente y económicamente más atractivo para generar energía eléctrica a pequeña escala hasta los 6 MW. Generalmente se utiliza con la gasificación en conjunto con MCI, con potencias y eficiencias típicas globales en el rango de 25–30% [28].

Tabla 2.6 Cantidades máximas permitidas de sustancias contaminantes en un gas de síntesis para usar en MCI

Contaminante	Unidades	MCI
Alquitrán	Mg Nm ⁻³	<100
Granulometría	µm	<10
Material particulado	g Nm ⁻³	<50
Metales Alcalinos	mg Nm ⁻³	N/A

Fuente: Adaptado de [35] y [40]

Existen algunos parámetros en la gasificación y funcionamiento de los MCI que inciden en la eficiencia global del sistema. En el gasificador se puede mencionar: el tipo de biomasa, la relación entre el volumen real del aire suministrado por kg de biomasa, el volumen de aire necesario para la combustión estequiométrica de la biomasa cuando el agente de gasificación es aire (relación de aire) y por último el diseño del reactor. En el motor es relevante la densidad energética de la mezcla gas/aire y el volumen de cilindrada del motor [41].

En la Tabla 2.7 se muestran algunos proyectos de generación de energía eléctrica con sistema de gasificador de biomasa y motor de combustión interna – GMCI, gasificador y turbina a gas de quema externa – GEFGT y Cámara de Combustión y turbina a gas de quema externa – CEFGT. Esta tabla muestra la orientación de desarrollo de la gasificación para la generación de energía eléctrica.

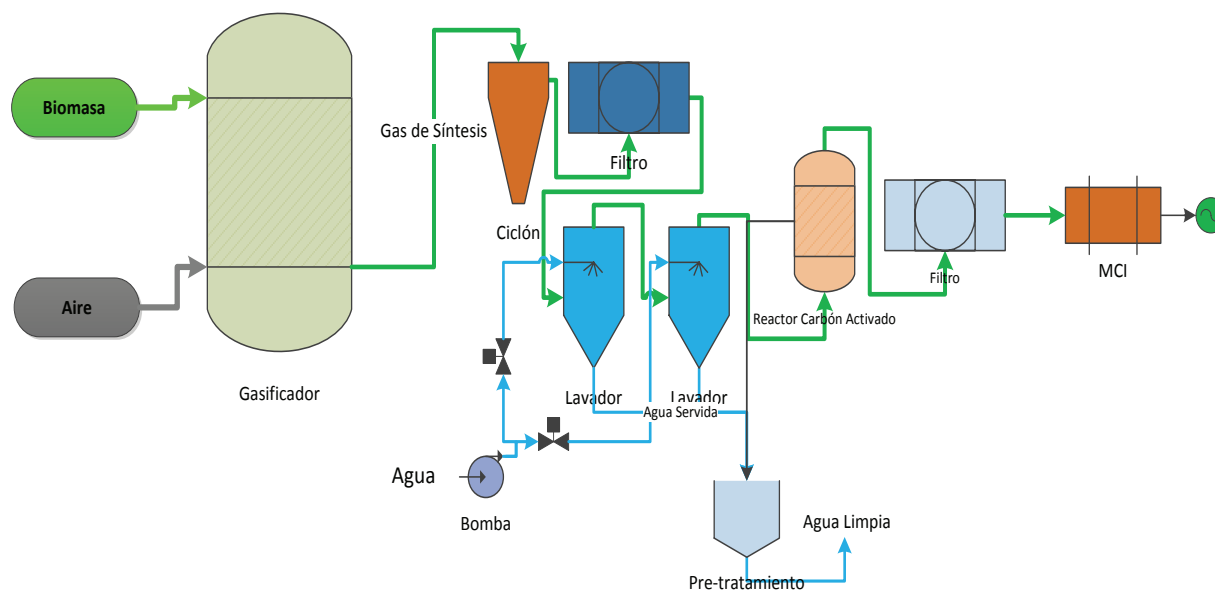


Figura 2.6 Sistema Gasificación – MCI

Fuente: adaptado de [42] y [43]

Tabla 2.7 Proyectos de gasificación y combustión de biomasa para la generación de energía eléctrica

Ruta	Combustible	Potencia (kW)	Eficiencia Eléctrica (%)	País	Referencia
GMCI	Biomasa forestal	150–1500	25	Bélgica	[44]
	Madera	750	21.4	España	[45]
	Biomasa	2000	25	Austria	[46]
	Madera	12–16	21–24	España	[41]
	Astilla de madera	15–20	25	Turquía	[41]
	Madera	17.5	16.6	India	[41]
GEFGT	Biomasa	500	12–22	Holanda	[47]
CEFGT	Biomasa	30	15	Inglaterra	[48]
	Astillas de madera	70	17	Italia	[49]

Fuente: elaboración propia

Potencial económico de la generación de energía eléctrica a partir de los cultivos energéticos

Todos los proyectos de inversión en energía, además de ser viables técnicamente, tienen que ser viables económica y financieramente. Esto implica estimar y analizar las perspectivas de desempeño financiero del costo de generación del kWh.

El objetivo más importante del análisis económico es la evaluación de los efectos financieros que tendrá sobre los productores y usuarios, a través de indicadores idóneos, tales como: el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el tiempo de recuperación de la inversión.

Costos de generación de energía eléctrica de referencia

Los precios actuales del petróleo y los costos decrecientes de tecnologías de generación de energía renovable, han favorecido el desarrollo de alternativas para generar energía eléctrica para sistemas no interconectados [50]. Esto obliga a la comparación de los costos de generación de las diferentes tecnologías para la generación de energías con respecto a la energía generada con petróleo.

El costo de generación de referencia es calculado mediante el costo nivelado de generación, que representa el equilibrio entre los ingresos y egresos líquidos, siendo usado en la evaluación de las inversiones de generación de energía en el horizonte del proyecto [51]. Ver ecuación 2.3.

$$C_{eq} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{egresos_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{cantidad_j}{(1+i)^j}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Dónde: C_{eq} es el costo de generación nivelado; n es el tiempo del proyecto e i , es la tasa de descuento seleccionada.

Una práctica común es la conversión de una determinada suma de dinero en el momento cero (0) de la inversión, en un número n de cantidades anuales constantes en los años próximos.

Este es llamado factor de recuperación del costo de capital y es calculado por la ecuación 2.4.

$$\delta = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Adicionando los costos de operación y mantenimiento la ecuación 2.3 es simplificada como se muestra en la ecuación 2.5.

$$C_{eq} = \frac{B \times \delta + O\&M}{Q} \quad \text{Ec. 2.5}$$

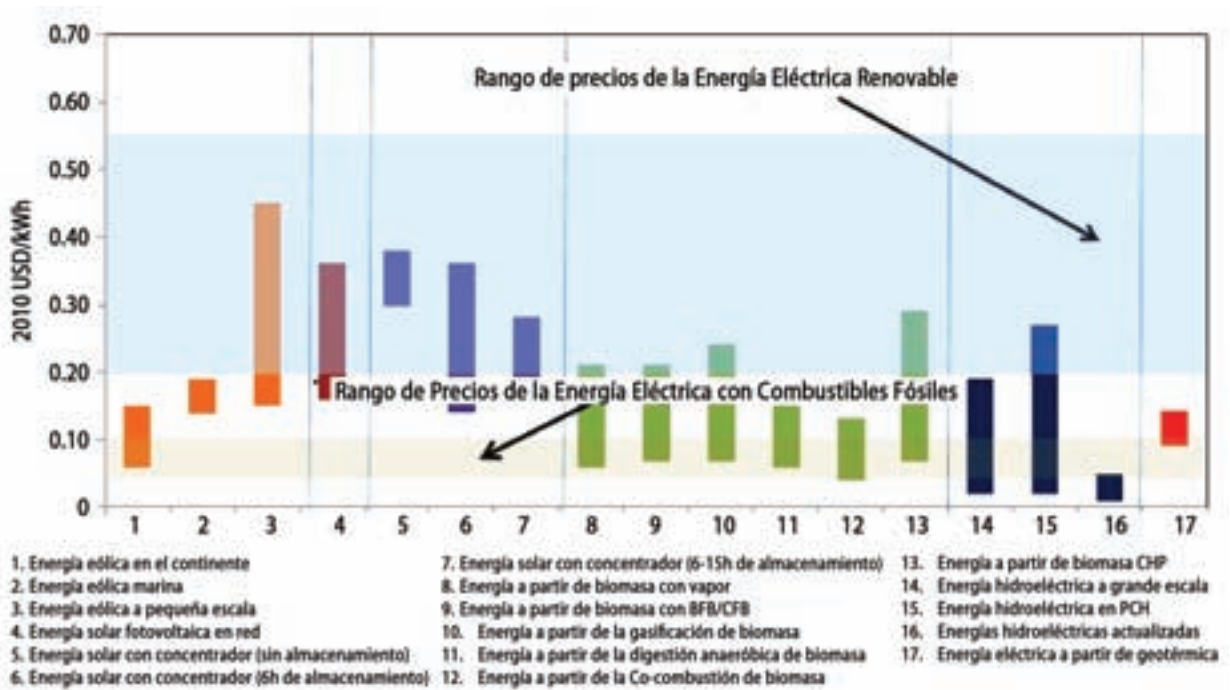


Figura 2.7 Costo nivelado de generación de energía eléctrica para algunas tecnologías renovables.

Fuente: [50]

Donde B es el costo de inversión; Q son los kWh producidos; O&M son los costos anuales de operación y mantenimiento.

Para efectos de comparación y selección de la tecnología con mejores ventajas en relación al costo/beneficio, en la Figura 2.7 se muestran los costos para diferentes tecnologías renovables.

Se puede observar en la Figura 2.7 que no existe una única “mejor” tecnología renovable que integre el menor costo de generación e impacto ambiental. Sin embargo, los intervalos de costos son amplios, posiblemente debido a las condiciones específicas del lugar de generación, tecnologías disponibles, etc. Es importante resaltar que el costo nivelado de generación con biomasa está en el rango entre 0.5–0.3 USD\$ kWh⁻¹, compitiendo con la hidroenergía eléctrica y son menores que los costos de energía solar. Los valores típicos reportados por IRENA (2012) están en el rango de 0.2 – 0.55 USD\$ kWh⁻¹.

ESTUDIO DE CASO: MODELO DE SISTEMAS AGRO-ENERGÉTICOS EN BRASIL

Se puede considerar un sistema agro-energético, como aquel que genera energía eléctrica con combustibles alternativos producidos con insumos agroforestales mediante tecnologías termoquímicas avanzadas, en la búsqueda de eliminar el conflicto entre la producción de alimentos y la generación de bioenergía, recuperando tierras degradadas y aprovechando las potencialidades agroambientales.

Línea base en Brasil

El Brasil tiene una extensión de 8.514.876,599 km², está dividido en 27 Unidades Federales (26 estados y el Distrito Federal). Según ANA (2007), el territorio brasileño está localizado en la zona intertropical en su mayoría. El relieve con altitudes bajas explica la predominancia de climas calientes, con temperatura promedio superiores a

20 °C. Los tipos de clima en Brasil son: ecuatorial, tropical, tropical de altitud, tropical atlántico, semiárido y subtropical.

Con relación a la disponibilidad de recursos hídricos, sus ríos tienen un caudal promedio anual cerca de 180 mil m³ s⁻¹, lo que corresponde a aproximadamente el 12% de la disponibilidad mundial de recursos hídricos, que es de 1,5 millones de m³ s⁻¹ y 28% de la disponibilidad en América [52].

La diversidad de “tipos” de suelos está condicionada por las formas y tipos de relieve, clima, material de origen, vegetación y organismos del suelo. Aproximadamente el 58% del territorio son Oxisoles y Arcillosos, profundos, altamente intemperizados, ácidos, de baja fertilidad natural y, en ciertos casos, saturados por aluminio. Existen también suelos de media a alta fertilidad y son en general poco profundos por su bajo grado de intemperismo, caracterizados en las clases: Entisoles, Ultisoles, Alfisoles, Planosoles, Oxisoles, -Molisoles e Inceptisoles [53].

Según su aptitud de uso, existen 96 millones de hectáreas de suelos aptas para pastos plantados (11,48%) y 94 millones para pastos naturales y/o silvicultura (11,21%). Además existen 99,6 millones de hectáreas sin aptitud agrícola, es decir, 11,85% de las tierras pueden ser aptas para el recreo y refugio de la fauna. Del total de las tierras en el Brasil, el 65% son aptas para la producción de alimentos.

En Brasil se tienen identificadas áreas susceptibles a la desertificación (ASD) con una extensión de 1,34 millones de km² aproximadamente, de las cuales 40,1 % están fuertemente intervenidas y 14,1% en cerros. El 4,97% son Unidades de Conservación donde la fauna y la flora son conservadas [54].

El Brasil tiene más de 56.000 especies de plantas (excluyendo los hongos), tiene una de las floras más ricas del mundo – casi el 19% de la flora mundial [55]. Distribuidos en seis grandes Dominios Fitogeográficos: la Amazonia (que ocupa

49,29% del territorio), el Cerrado (23,92%), y la selva Atlántica (13,04%), la Catinga (9,92%), la Pampa (2,07%) y el Pantanal (1,76%) (IBGE 2010). Alrededor de 7.880 especies son arbóreas y se estima que existen cerca de 11.120 especies arbóreas en el Amazonas [56]. Es considerado un país forestal con aproximadamente 516 millones de hectáreas, equivalentes al 60,7% de su territorio, de los cuales el 59,9% son bosques naturales y 0,8% plantadas. Los bosques plantados ocupan un territorio de 6,8 millones de hectáreas, principalmente con especies de los géneros Eucalyptus y Pinus, que representan 93% del total (SFB, 2010). El área en pastos es aproximadamente de 180 millones hectáreas, entre naturales, nativos y plantados. Actualmente existen 110 millones de hectáreas aproximadamente en pastos plantados con diversas variedades [57].

Al juntar las especies maderables y herbáceas existentes en el Brasil, las potencialidades de las tierras para su aprovechamiento agrícola, las tecnologías de producción con profesionales capaces de domesticar estas especies, hacen evidentes

posibilidades sustentables para la generación de energía eléctrica a partir de cultivos energéticos en sistemas agro-energéticos.

Potencial teórico de generación de energía eléctrica en Brasil

Considerando disminuir el conflicto por uso de suelos, se sugiere usar las tierras según su capacidad de uso para así obtener mejores PPB y/o PPN. Se propone seleccionar tierras con grados de erosión severa e pendiente superior a los 15%, en suelos clasificados como IV, V, VI e VII. Ver Figura 2.8 Se requiere seleccionar el mejor cultivo energético acorde con la oferta edafoclimática existente, aspectos técnicos, económicos y ambientales del cultivo.

Al realizar un análisis del uso actual de los suelos, fue evidenciada un área de 2,3 millones de km² en conflicto de uso entre suelos con potencialidades para la producción agrícola y suelos usados en pastos para cría de ganado. Esta área es susceptible para desarrollar sistemas agro-energéticos tipo agroforestal o agrosilvopastoril.

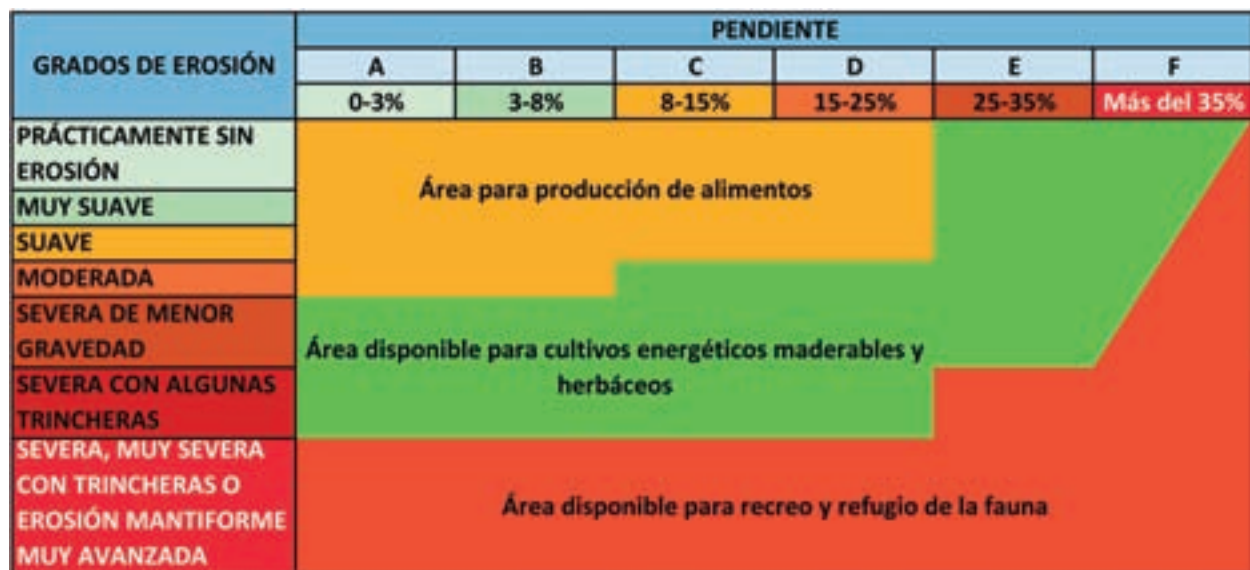


Figura 2.8 Área potencial para cultivos energéticos según su capacidad de uso.

Fuente: elaboración propia.

También es posible aprovechar 0,18 millones de km² de tierras degradadas existentes en agro-sistemas energéticos. En este mismo sentido hay 0,55 millones de km² de tierra altamente intervenida y 0,19 millones de km² de tierras del cerrado en las ASD, que pueden ser recuperadas.

Para esto, es relevante escoger especies vegetales con un elevado poder de adaptabilidad a las condiciones brasileras y así aprovechar mejor las potencialidades del entorno edafoclimático.

Selección de la especies maderables y herbáceas para generar energía eléctrica en Brasil

La selección de especies maderables y herbáceas como cultivo energético, requiere un análisis multicriterio que abarca aspectos políticos, económicos, sociales, agroambientales, técnicos y tecnológicos. El análisis de elegibilidad de las especies con mayores potenciales está en función de los siguientes aspectos: domesticación de la especie, disponibilidad de germoplasma mejorado, productividad, poder calorífico y humedad de equilibrio. La selección se realizó utilizando el método “Data Development Analysis–DEA”, el cual es una herramienta

matemática para medir la eficiencia de unidades productivas.

En primera medida se establece una escala de 1 a 3 para clasificar las variables “domesticación de la especie” y “disponibilidad de germoplasma mejorado”, asignando 1 para el nivel más bajo, 2 para el medio y 3 para el nivel mayor. Las demás variables fueron tomadas de la literatura científica. Ver Tabla 2.8 Como criterio de elegibilidad se tienen los valores iguales y más cercanos a 1, por ser los más eficientes.

A través de la aplicación del método DEA utilizando el software “Sistema Integrado de Apoyo a la Decisión–Siad”, se logra cuantificar la eficiencia según el modelo CCR con orientación input. Este modelo determina la eficiencia por la optimización de la división entre la suma ponderada de las salidas y la suma ponderada de las entradas [65]. Los resultados encontrados se muestran en la Tabla 2.9.

De acuerdo con los resultados de la Tabla 2.9 se selecciona el Eucalyptus y el Pennisetum purpureum, por ser las más eficientes para utilizarla como combustible sólido en Brasil. Es de resaltar la importancia de las variables domesticación de la

Tabla 2.8 Análisis de especies maderables y herbáceas como combustibles sólidos.

Especies		Aspectos Técnicos						Referencia
		DE	DGM	Pr	PCS	CH (bh)	DB	
		-	-	m ³ ha ⁻¹	MJ kg ⁻¹	%	kg m ⁻³	
		Máx	Máx	Máx	Máx	Min	Min	
Maderables	<i>Acacia mearnsii</i>	2	2	17.5	19.0	20.0	618.0	[58], [60]
	<i>Pinus</i>	3	2	28.8	21.2	40.0	366.0	[58], [59]
	<i>Eucalyptus</i>	3	3	50.0	18.9	53.7	495.0	[58], [60]
	<i>Anadenanthera macrocarpa</i>	1	1	27.0	18.8	55.0	650.0	[58], [59]
	<i>Enteroplobium contortosiliquum</i>	1	1	30.0	19.8	58.0	330.0	[58], [59]
Herbáceos	<i>Mischantus</i>	1	1	384.6	16.0	44.0	780.0	[61], [62]
	<i>Pennisetum purpureum</i>	3	3	333.3	17.0	75.0	600.0	[62], [63]
	<i>Sorghum lignocellulosic</i>	2	1	171.7	16.0	80.0	680.0	[62], [64]

Observación: 1 = bajo; 2 = medio; 3 = alto. DE: domesticación de la especie; DGM: disponibilidad de germoplasma mejorado; Pr: productividad; PCS: poder calorífico superior; CH: contenido de humedad (base húmeda).

Tabla 2.9 Resultado de la aplicación del método DEA aplicado a la selección de la especie maderable y herbácea como combustible sólido

Especies	Frontera Estándar	Frontera Invertida	Frontera Compuesta	Eficiencia Normalizada
Acacia mearnsii	1.00	1.00	0.50	0.88
Pinus	1.00	0.99	0.50	0.89
Eucalyptus	1.00	0.87	0.56	1.00
Anadenanthera macrocarpa	0.72	1.00	0.35	0.63
Enterolobium contortolosquum	1.00	1.00	0.50	0.88
Mischantus giganteus	1.00	1.00	0.50	0.88
Pennisetum purpureum	1.00	0.88	0.55	0.99
Sorghum lignocelulosico	0.67	1.00	0.33	0.50

Fuente: [65]

especie y disponibilidad de germoplasma mejorado, por ser el eje principal de un sistema productivo, lo que implica que una especie no elegible hoy, puede ser elegible en los próximos años.

Características de las especies seleccionadas: Pasto elefante (*Pennisetum purpureum* Schumacher)

La especie vegetal pasto elefante, tiene entre 200 a 300 variedades diferentes, es una gramínea parecida a la caña de azúcar y principalmente utilizada en la alimentación de ganado. Tiene un alto contenido de fibra (65%) razón por la cual puede ser usada como fuente de energía renovable [66]. Es una especie de porte erecto, tallos robustos con centro sólido que puede alcanzar entre 2 y 8 m de altura y hasta 2.5 cm de diámetro en la base, las hojas tienen entre 50 a 90 cm de largo y entre 1 y 3 de ancho, con alta tasa fotosintética (0,55–0,06 mol de CO₂ por quantum absorbido), debido al mecanismo de fijación de CO₂ atmosférico denominado C₄ requiere menor cantidad de nitrógeno y agua para su desarrollo, es de rápido crecimiento y su cosecha puede ser mecanizada. Por ser una especie cespitosa, no cubre totalmente el suelo, lo que permite que sea utilizada en áreas accidentadas en las cuales puede controlar razonablemente la erosión. Puede crecer desde el nivel del mar hasta 2.200 m, adaptándose mejor

a los 1.500 m en una amplia variedad de suelos, con rendimientos elevados en suelos húmedos de textura media, ricos en minerales y pH entre 4,5 y 8,2. Requiere una precipitación promedio entre 800 y 4000 mm con un valor óptimo de 1500 mm. La temperatura oscila entre 18 y 30 °C, siendo 24 °C la óptima. Tiene poca tolerancia a la sequía, su rendimiento puede ser afectado por la falta de humedad. Puede crecer sombreado pero no totalmente [67]–[69], por lo que es adecuado para asociar con cultivos maderables en sistemas agrosilviculturales y agroforestales.

El pasto elefante en Brasil alcanza entre 30 a 40 Mg MS ha⁻¹ año⁻¹, acumulando un total de 12,6 a 16,8 tC ha⁻¹ año⁻¹ respetivamente. Estas elevadas producciones del pasto elefante son asociadas a su capacidad fijadora de nitrógeno (elemento esencial en la productividad vegetal) por la existencia en el interior de la planta de bacterias diazotróficas (*Glucanocetobacter diazotrophicus* y *Herbaspirillum*) que contribuyen significativamente en la fijación biológica de nitrógeno, lo que puede ser la explicación de las altas producciones de biomasa, aunque los suelos sean pobres en nitrógeno disponible [70], [71]. El tallo es la parte más importante para la producción de energía, debido al elevado contenido de fibras que alcanzan el 52% [72]. Por el alto contenido

de cenizas (10,9%) atribuido a la presencia de sales de K y por la aplicación indebida de N, su uso en procesos de gasificación es limitado [73]. Las cenizas pueden causar problemas diversos por posible fusión y acumulación, modificando las secciones del reactor y causando taponamiento y bloqueo de la rejilla. [74], [75]. El PCS es superior a $17,00 \text{ MJ kg}^{-1}$ [76].

Características de las especies seleccionadas: Eucalipto (Eucalyptus sp)

El Eucalipto (do griego, eu + καλύπτω que significa “verdadera cobertura”) es el nombre vulgar de varias especies del género *Eucalyptus*, perteneciente a la familia de las mirtáceas, que comprende otros 130 géneros. Existen más de 700 especies catalogadas de eucalipto [77]. Los requerimientos edafoclimáticos son variables de acuerdo con su genética. La precipitación media anual varía entre 250 – 3500 mm para las diferentes especies. La temperatura presenta variaciones entre 25–28 °C. Tiene resistencia a temperaturas entre -14 a -3 °C. Esta variabilidad en las condiciones climáticas sugiere la necesidad de escoger la mejor especie de acuerdo con las condiciones locales de interés y la finalidad de los productos.

Con respecto al poder calorífico superior –PCS–, el Eucalipto tiene reportado valores levemente inferiores a $19,26 \text{ MJ kg}^{-1}$ obtenidos para diferentes espaciamientos, siendo el mayor encontrado correspondiente con el espaciamiento 3m x 2m, cuyo valor es de 19.05 MJ kg^{-1} [78] que a su vez es superior al pasto elefante reportado por ALVES (2009). La densidad de plantación tiene influencia en el rendimiento en volumen por hectárea por año y la PPB.

Potencial técnico de generación de energía eléctrica con cultivos maderables y herbáceos en Brasil

Para el análisis del potencial técnico de la conversión de energía primaria, fue necesario simular los diferentes ciclos termodinámicos con los

software: Cycle Tempo para el análisis del Ciclo Rankine Convencional –CRC- y Hysys para el Ciclo Rankine Orgánico –CRO-, con las tecnologías de combustión para ambos ciclos, con diferentes expansores: turbina radial (TR), turbina axial (TA) y expansor de rosca (ER) para las potencias nominales actualmente producidas. En el caso de la gasificación, fueron seleccionados los sistemas gasificación – motor de combustión interna (GMCI) y gasificación con turbina de quema externa (GEFGT). En la combustión también fue analizado el sistema Combustor-EFGT. Los modelos analizados son mostrados en la Figura 2.9.

Los datos de operación de las diferentes plantas analizadas fueron obtenidos de experimentos y simulación reportados en la literatura y son mostrados en la Tabla 2.10. Los resultados de estas simulaciones se muestran en la Figura 2.10.

Se observa en la Figura 2.10 que las mayores eficiencias, a través de la combustión, corresponden al sistema CRO, operando con turbina radial y expansor de rosca, con valores de 21,6% y 21,2%, respectivamente, en la potencia de 3 MW para la TR y 350 kW para ER, siendo superado por sistemas GMCI con eficiencia de 25% en el mismo rango de potencia.

Los sistemas GMCI y GEFGT son los más eficientes en el rango de potencias analizadas en la generación de energía eléctrica con biomasa maderable y herbácea. Pero esta eficiencia se puede afectar al considerar la energía requerida para el secado de la biomasa antes de la gasificación, pudiendo variar con la tecnología de secado y la fuente de energía usada.

Potencial energético teórico a partir de Eucalipto y Pasto Elefante en Brasil

El potencial energético teórico fue calculado aplicando la ecuación 2.2 modificada. Las producciones consideradas para el cálculo y demás parámetros se encuentran relacionadas en la Tabla 2.11. Fueron considerados tres escenarios:

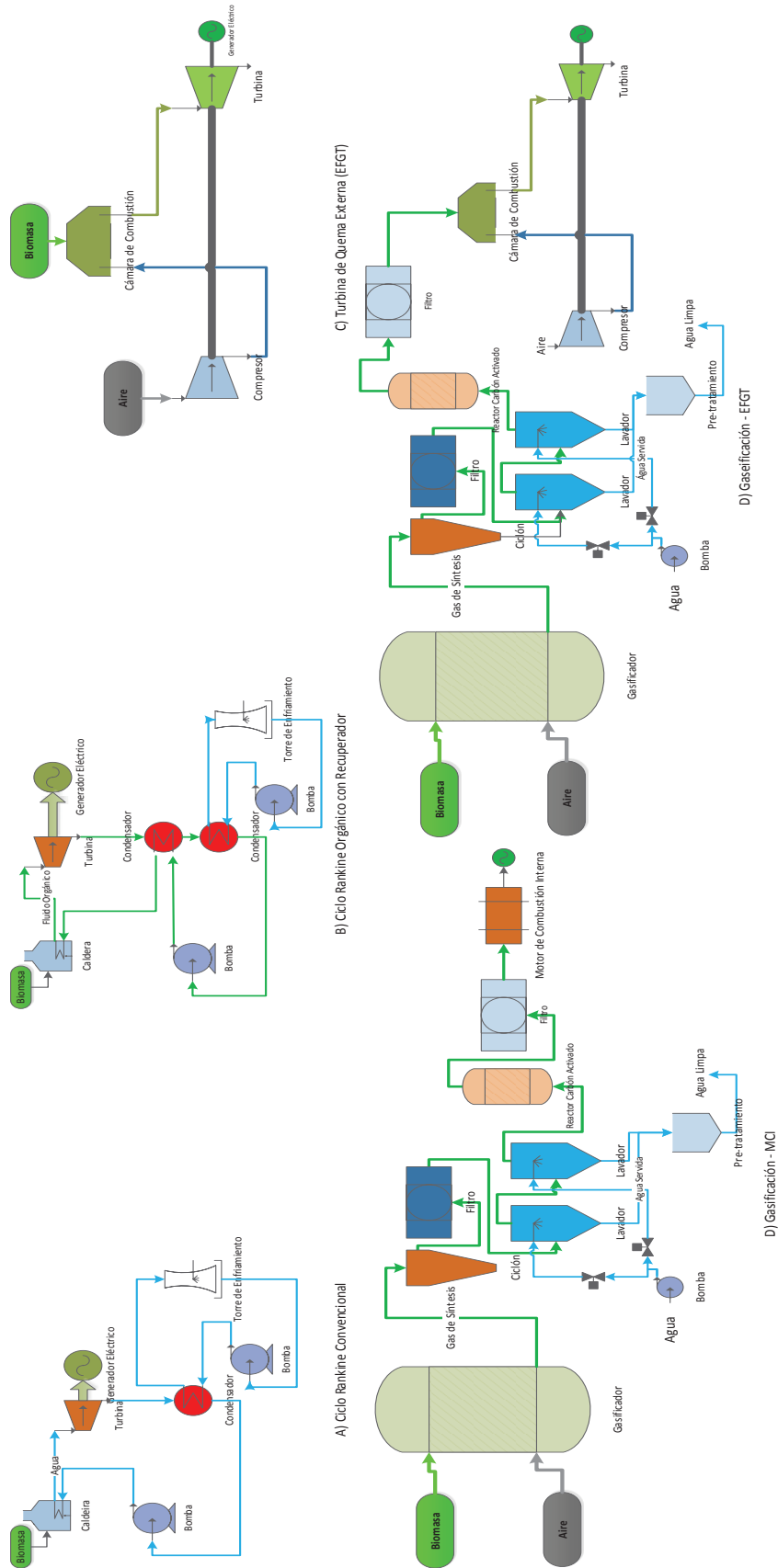


Figura 2.9 Ciclos termodinámicos analizados

Tabla 2.10 Datos referencia para la modelización de los ciclos termodinámicos

Ciclo Termodinámico	Potencia (kW)	Accionador Primario	Eficiencia Isentrópica Accionador (%)	Referencia
CRO	10-350	EP	40 -85	[14], [79]
	500-3000	TA	60-80	[80]
		TR	65-90	[81]
CRC	30 - 200	TR	79-85	[81]
	10 - 300	EP	40-85	[14], [79]
	500-3000	TA	60-80	[80]
GMCI	10 - 20	MCI	35	[82]
	750-2000	MCI	35	[82]
GEFGT	500	EFGT	82	[33]
CEFGT	30 - 70	EFGT	82	[33]

Fuente: Elaboración propia

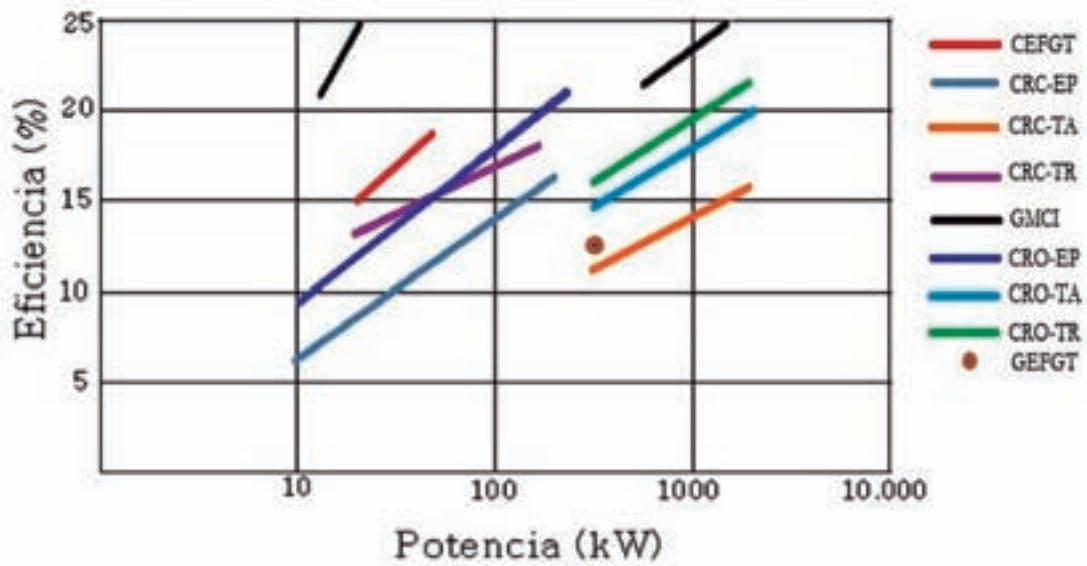


Figura 2.10 Eficiencias globales de sistemas CRC y CRO para diferentes expansores y accionadores primarios.

Fuente: elaboración propia

- Escenario 1. El área total con Eucalipto
- Escenario 2. El área total con Pasto Elefante
- Escenario 3. Un sistema agroforestal con 50% del área con Eucalipto y 50% del área con Pasto Elefante.

Se considera el área de producción potencial total en Brasil para cada cultivo analizado. La hipótesis fue variar el porcentaje posible de utilización de estas tierras con los diferentes cultivos (Figura 2.11).

En la Figura 2.11 se observa, que usando el 30% de los suelos con aptitud para cultivar Pasto Elefante, se puede producir en términos de energía primaria 17.5 EJ año⁻¹ y con Eucalipto

8.5 EJ año⁻¹ en tierras con aptitud forestal. En el caso de un sistema agroforestal, en la proporción 50% para cada una de las especies por hectárea, se alcanzaría a producir 13.0 EJ año⁻¹. Este último, aunque se produce energía que con el pasto únicamente, tiene mayor ventaja ambiental debido a que la tierra no es usada en monocultivo. También el CO₂ es capturado para uso inmediato (6 meses) por el Pasto Elefante y acumulado a largo plazo (dos años o más) por el Eucalipto.

Conjugando el potencial de energía primaria de los cultivos energéticos y las eficiencias globales de los sistemas analizados, se obtiene el potencial de generación de energía eléctrica en Brasil. Se puede observar en la Figura 2.12a, 2.12b y 2.12c,

Tabla 2.1 Parámetros usados para el cálculo del potencial energético del Eucalipto y Pasto Elefante en Brasil.

Eucalipto		Pasto Elefante	
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
PCI (MJ kg ⁻¹)	12,0	PCI (MJ kg ⁻¹)	15,15
Contenido de Humedad (%)	30	Contenido de Humedad (%)	10
Densidad (kg m ⁻³)	500	Densidad (kg m ⁻³)	no requiere
Productividad (m ³ ha ⁻¹ ano ⁻¹)	50	Productividad (ton. ms ha ⁻¹ ano ⁻¹)	40
Densidad de siembra (Árboles ha ⁻¹)	6.667	Densidad de siembra (Plantas ha ⁻¹)	25.000
Área potencial para pastos naturales y silvicultura (millones de ha)	96,1	Área potencial para pastos plantados (millones de ha)	96,4

Fuente: Elaboración propia

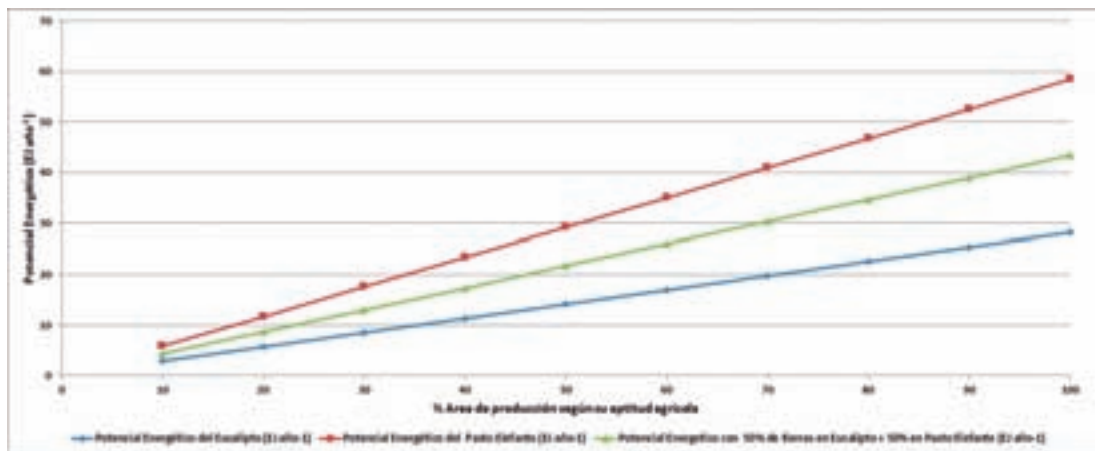


Figura 2.11 Potencial energético teórico del Eucalipto y el Pasto Elefante.

Fuente: Elaboración propia

que es posible superar la capacidad de generación eléctrica actualmente instalada en el Brasil con Eucalipto y pasto Elefante utilizando tecnologías de combustión y gasificación en diferentes sistemas con diversos accionadores primarios.

En el caso del sistema GMCI, es posible alcanzar la capacidad eléctrica instalada en Brasil utilizando el 50,0% de las tierras con potencial para Eucalipto, 23% de las tierras con potencial para el pasto Elefante y 32% de las tierras con 50% en Eucalipto y 50% en pasto Elefante.

Si se escoge el sistema CRO, estos porcentajes son mayores que los utilizados con GMCI. En el caso de utilizar el Eucalipto como combustible, se requiere sembrar 65% de las tierras con aptitudes para este cultivo, 30% de las tierras con potencial para el Pasto Elefante y 40% de las tierras con 50% en Eucalipto y 50% en Pasto Elefante.

La diferencia de utilizar los sistemas CEFGT y CRC es aparentemente pequeña y puede ser considerada igual. Entonces para superar la capacidad instalada en Brasil, es necesario utilizar el 75% de las

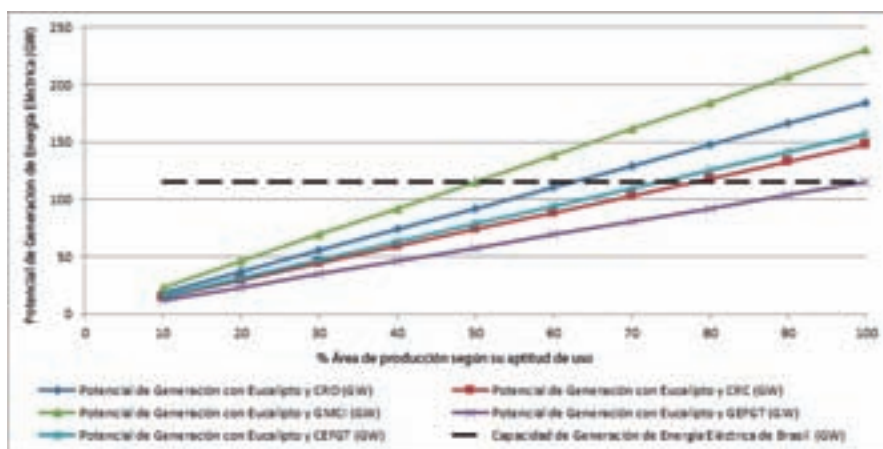


Figura 2.12a Potencial de generación de energía eléctrica con Eucalipto.

Fuente: Elaboración propia

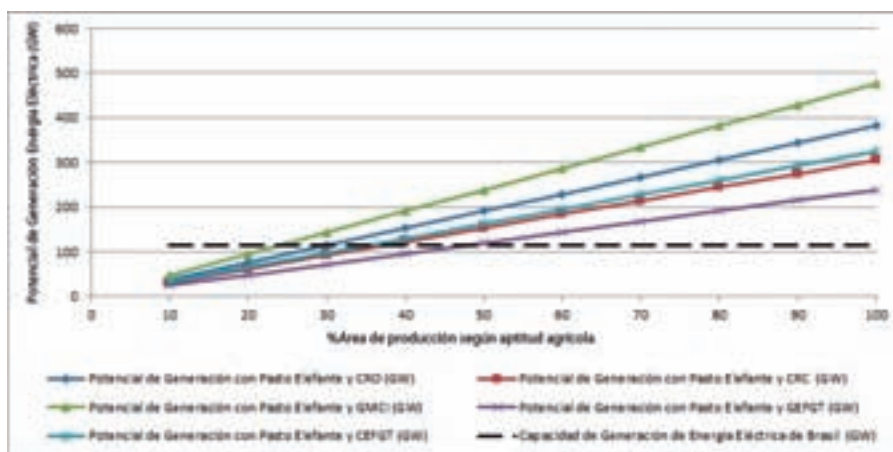


Figura 2.12b Potencial de generación de energía eléctrica con Pasto Elefante.

Fuente: Elaboración propia

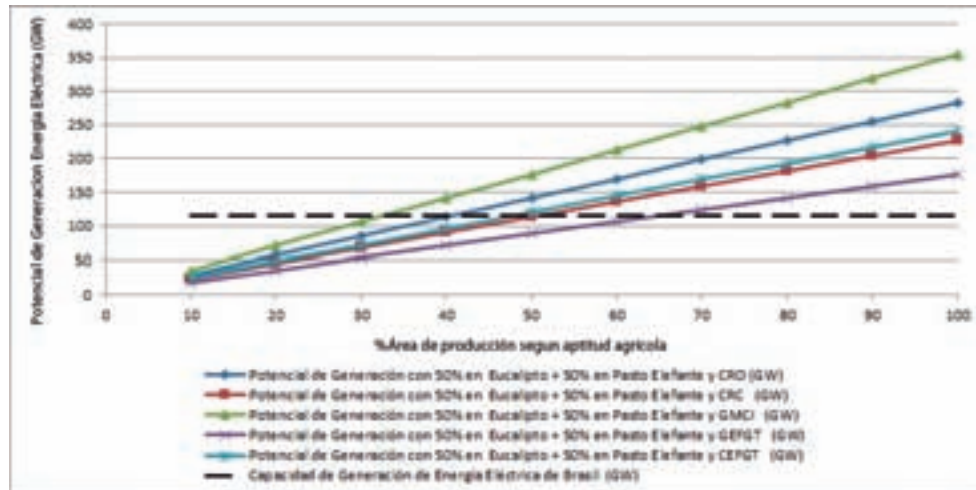


Figura 2.12c Potencial de generación de energía eléctrica con 50% de las tierras cultivadas en Eucalipto y 50% en Pasto Elefante.

Fuente: Elaboración propia

tierras con aptitudes para el Eucalipto, 40% de las tierras con potencial para el Pasto Elefante y 50% con 50% en Eucalipto y 50% en Pasto Elefante.

En el caso de que se desee un programa para el fomento de los dos cultivos con diversas tecnologías en diferentes regiones se requiere: 30% de las tierras con potencial para el Eucalipto con CRO y 30% de las tierras con potencial para el Pasto Elefante, alcanzando 170 GW. Las combinaciones de tecnología pueden ser variadas, como la cantidad de área con potencial para cada cultivo energético. En este análisis no fue considerado el consumo energético requerido para la adecuación de la biomasa para las diferentes tecnologías estudiadas.

Potencial económico de la generación de energía eléctrica a partir de cultivos maderables y herbáceos en Brasil

Teniendo en cuenta los costos de producción de los cultivos, costos de inversión y la venta de la energía eléctrica generada para las tecnologías CRC – TA, CRC – TR, CRC- ER, CRO – TA, CRO – TR, CRO – ER y CEFGT, se estimó el costo nivelado de generación usando el Eucalipto

(Figura 2.13) y el Pasto Elefante (Figura 2.14) como combustible.

Se puede observar en las Figuras 2.13 y 2.14, una diferencia significativa en los costos nivelados para el rango de potencia de 10–50 kW atribuible a la baja eficiencia de los expansores, alto costo de las tecnologías y al costo del personal técnico y administrativo. Con el aumento de la potencia, el costo nivelado disminuye notablemente por las mayores eficiencias de los expansores, disminución de los costos de la tecnología y mejor aprovechamiento del personal técnico administrativo.

El costo nivelado de generación para el Eucalipto en el rango de potencia de 10 – 3000 kW oscila entre 2887,3 – 65,7 USD\$ MWh⁻¹. En el caso del Pasto Elefante en ese mismo rango de potencia, esta oscila entre 2870,0 – 44,7 USD\$ MWh⁻¹. Al parecer el Pasto Elefante presenta ventajas en los costos de generación y mayor utilidad en la venta, pero tiene un uso intensivo de maquinaria en el corte, compactación y transporte hasta la planta, lo que puede ser negativo desde el punto de vista ambiental por las emisiones de CO₂.

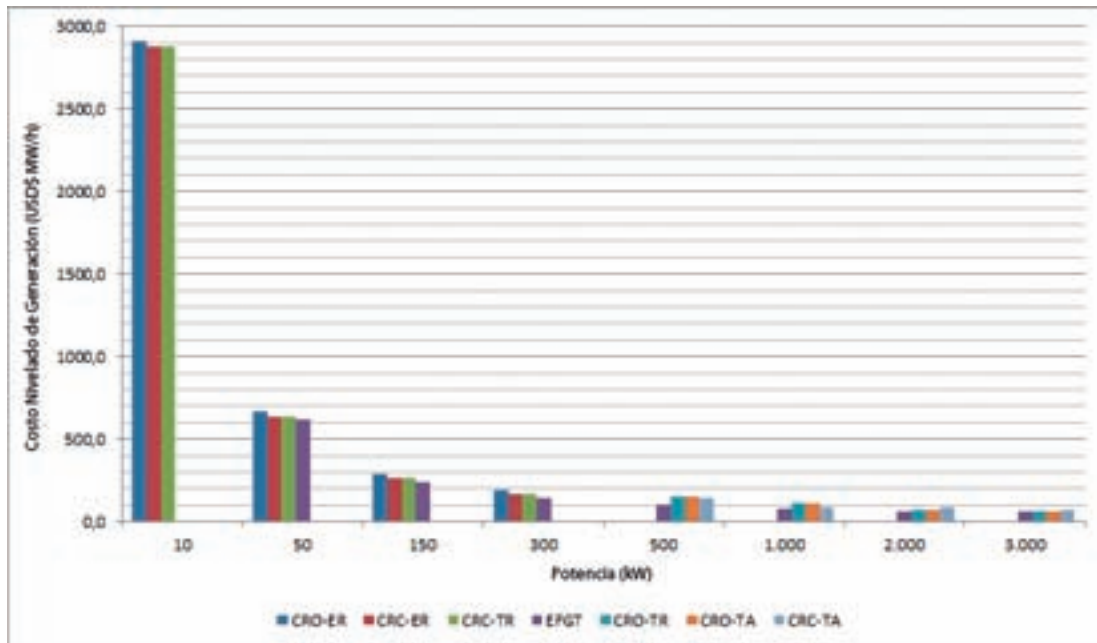


Figura 2.13 Costo nivelado de generación de energía eléctrica con Eucalipto para diferentes tecnologías

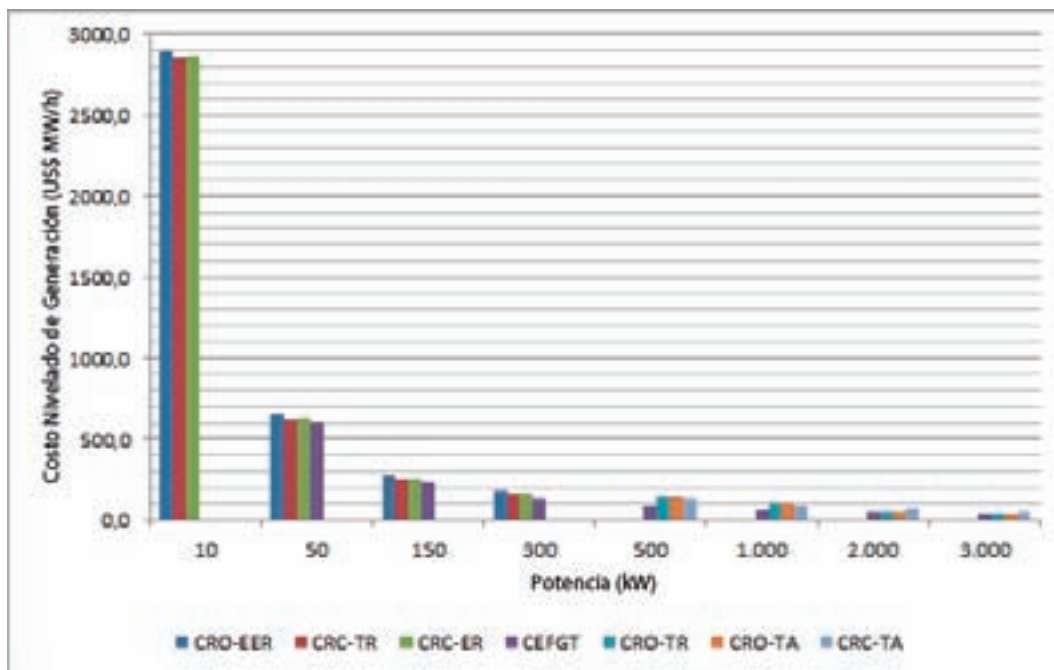


Figura 2.14 Costo nivelado de generación de energía eléctrica con Pasto Elefante para diferentes tecnologías

Para las potencias entre 150 – 3000 kW el costo nivelado de generación está acorde con los costos reportados por IRENA (2012). Para las potencias menores a 150 kW el costo es muy elevado, por lo que se requiere que esos proyectos sean planeados de forma diferente (automatización de procesos, equipos más eficiente para bajas potencias diferentes a los analizados, usos especiales, entre otros) y con menor uso de mano de obra.

Para el cálculo de las tarifas de comercialización de la energía generada en las diferentes potencias y tecnologías analizadas. Se estableció una TIR de 16,8%, una tasa de cambio 1USD\$=R\$2.2. Todas las tarifas de comercialización calculadas, fueron comparadas con los precios establecidos por la ANEEL para la generación con biomasa,

lo cual arrojó los valores mostrados en la Figura 2.15 y Figura 2.16.

Es evidente que la tarifa de comercialización es mayor que la tarifa establecida por el gobierno Brasileiro, a través de la subasta A-5/2013 que tiene como insumo biomasa residual, lo que evidencia la necesidad de establecer una estrategia que contemple la generación de energía eléctrica con biomasa de cultivos energéticos.

Por otro lado, esta diferencia en la tarifa de comercialización plantea la necesidad de establecer políticas específicas de financiamiento para sistemas Agro-energéticos, donde se contabilicen los costos de los servicios ambientales y se pueda internalizar en el costo a los combustibles fósiles, lo que conllevaría a elevar la competitividad de los biocombustibles sólidos.

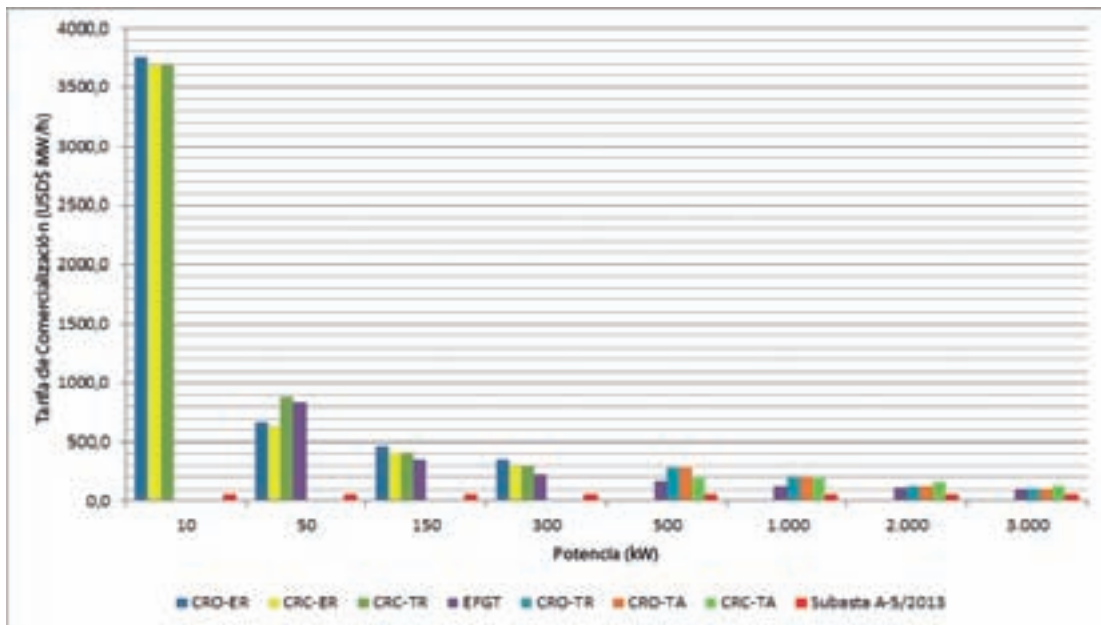


Figura 2.15 Tarifa de comercialización para la viabilidad de la generación de energía eléctrica a partir de Eucalipto

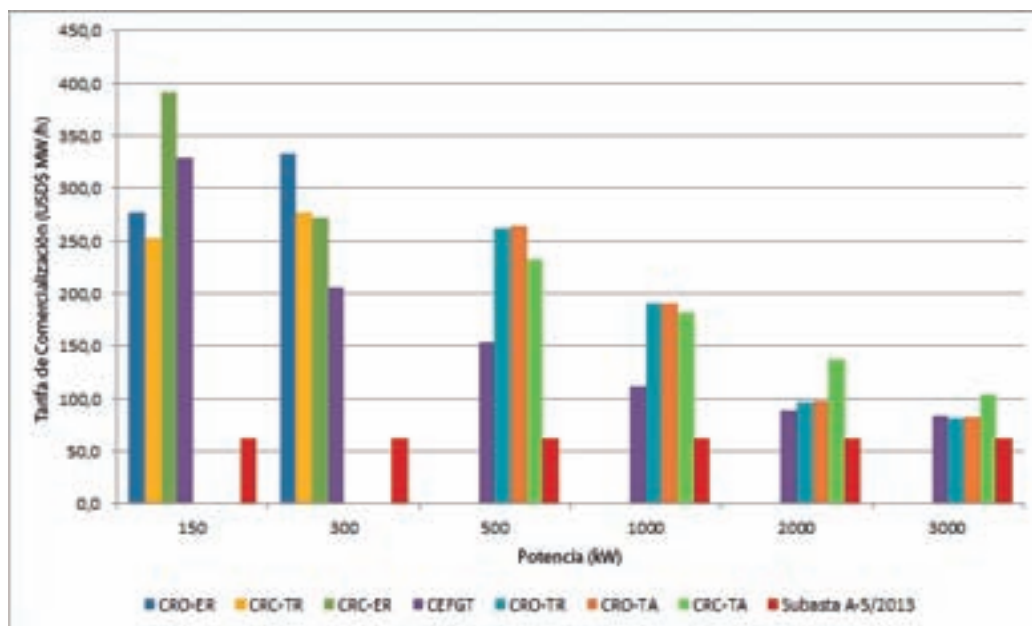


Figura 2.16 Tarifa de comercialización para la viabilidad de la generación de energía eléctrica a partir de Pasto Elefante

REFERENCIAS

- [1] D. Styles and M. Jones, “Energy crops in Ireland: An assessment of their potential contribution to sustainable agriculture, electricity and heat production,” 2007.
- [2] E. Lima V., G. Santos de Souza, A. R. Dos Santos, and J. Dos Santos S., *Manual de Fisiología Vegetal*. São Luis de Maranhão, Brasil.: EDUFMA, 2010, p. 230.
- [3] G. Barbante K., *Fisiología Vegetal*. Rio de Janeiro: Editora Guanabara, 2004, p. 452.
- [4] A. Fitter and R. Hay, *Environmental Physiology of Plants*, Third Edit. San Diego, USA: Academic Press, 2002, p. 384.
- [5] EPA, “Sustainability Information Research.” [Online]. Available: <http://www.epa.gov/sustainability/basicinfo.htm>. [Accessed: 02-Jul-2013].
- [6] E. M. . Smeets, D. Lemp, and M. Dees, “Methods & Data Sources for Biomass Resource Assessments for Energy,” 2010.
- [7] E. Salgado, “Capítulo 1. Agua en el Suelo,” in *Realación Suelo Agua Planta*, Valparaiso: Ediciones Universitarias de Valparaiso, 2001, pp. 13–21.
- [8] A. Lopez, B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair, and G. Porro, “U . S . Renewable Energy Technical Potentials : A GIS-Based Analysis U . S . Renewable Energy Technical Potentials : A GIS- Based Analysis,” Colorado, 2012.
- [9] J. van Spronsen, M. a. T. Cardoso, G.-J. Witkamp, W. de Jong, and M. C. Kroon, “Separation and recovery of the constituents from lignocellulosic biomass by using ionic liquids and acetic acid as co-solvents for mild hydrolysis,” *Chem. Eng. Process. Process Intensif.*, vol. 50, no. 2, pp. 196–199, Feb. 2011.
- [10] I. Vankeirsbilck and B. Vanslambrouck, “Efficiency comparison between the steam cycle and the organic Rankine cycle for small scale power generation,” pp. 1–11, 2011.

- [11] T. Tennigkeit, K. Kallweit, and T. Buchholz, “Decentralised rural electricity production from energy forests—investigating the feasibility of business models for a demonstration project,” Kampala, 2006.
- [12] R. Rayegan and Y. X. Tao, “A procedure to select working fluids for Solar Organic Rankine Cycles (ORCs),” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 659–670, Feb. 2011.
- [13] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef, and V. Lemort, “Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 168–186, Jun. 2013.
- [14] G. Qiu, H. Liu, and S. Riffat, “Expanders for micro-CHP systems with organic Rankine cycle,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, no. 16, pp. 3301–3307, Nov. 2011.
- [15] “Ormat Technologies Inc.,” 2012. [Online]. Available: <http://www.ormat.com/>. [Accessed: 10-Dec-2013].
- [16] “WSK Kehl,” 2012. [Online]. Available: <http://www.wsk-group.com/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [17] “ElectraTherm,” 2012. [Online]. Available: <http://electratherm.com/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [18] “Heliex Power,” 2012. [Online]. Available: <http://www.heliexpower.com/#About Heliex>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [19] “Bosch KWK Systeme,” 2012. [Online]. Available: <http://www.bosch-kwk.de/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [20] “Turboden,” 2012. [Online]. Available: <http://www.turboden.eu/en/home/index.php>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [21] “GMK ORC,” 2012. [Online]. Available: http://www.gmk.info/waste_heat_geothermal_ORC.23.html. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [22] “Adoratec,” 2012. [Online]. Available: <http://www.adoratec.com/companyprofilnav.html>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [23] S. H. Kang, “Design and experimental study of ORC (organic Rankine cycle) and radial turbine using R245fa working fluid,” *Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 514–524, May 2012.
- [24] P. Welch and P. Boyle, “New Turbines to Enable Efficient Geothermal Power Plants,” *Geotherm. Resour. Coun. Trans.*, vol. 33, pp. 765–772, 2009.
- [25] “Infinity Turbine ®,” 2012. [Online]. Available: http://www.infinityturbine.com/ORC/ORC_Waste_Heat_Turbine.html. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [26] “Green Energy Australasia,” 2012. [Online]. Available: <http://www.geaust.com.au/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [27] “Zuccato Energia,” 2012. [Online]. Available: <http://www.zuccatoenergia.it/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [28] Environmental Protection Agency – EPA, “Technology Characterization: Steam Turbines,” in *Catalog CHP Technology*, EPA–CHP, no. December, 2008.
- [29] “ergion gmb,” 2012. [Online]. Available: http://www.ergion.de/Start_I19899.whtml. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [30] S. Quoilin, S. Declaye, B. F. Tchanche, and V. Lemort, “Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, no. 14–15, pp. 2885–2893, Oct. 2011.
- [31] B. Vanslambrouck and I. Vankeirsbilck, “Turn waste heat into electricity by using an Organic Rankine Cycle,” *Proc. 2nd ...*, pp. 1–14, 2011. (Es la misma referencia 10)
- [32] “Calnetix,” 2012. [Online]. Available: <http://www.calnetix.com/>. [Accessed: 10-Dec-2012].
- [33] M. Kautz and U. Hansen, “The externally-fired gas-turbine (EFGT-Cycle) for decentralized use of biomass,” *Appl. Energy*, vol. 84, no. 7–8, pp. 795–805, Jul. 2007.
- [34] S. B. Ferreira, “Thermoeconomic Analysis and Optimisation of Biomass Fuel Gas Turbines,” Cranfield University, 2002.
- [35] T. A. Milne, C. C. Elam, and R. J. Evans, “Hydrogen from Biomass State of the Art Research Challenges,” Golden, CO USA, 2002.

- [36] N. Gao, a Li, C. Quan, and F. Gao, “Hydrogen-rich gas production from biomass steam gasification in an updraft fixed-bed gasifier combined with a porous ceramic reformer,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 20, pp. 5430–5438, Oct. 2008.
- [37] R. C. Saxena, D. Seal, S. Kumar, and H. B. Goyal, “Thermo-chemical routes for hydrogen rich gas from biomass: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 7, pp. 1909–1927, Sep. 2008.
- [38] Y. Kalinci, A. Hepbasli, and I. Dincer, “Biomass-based hydrogen production: A review and analysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 21, pp. 8799–8817, Nov. 2009.
- [39] D. Brown, M. Gassner, T. Fuchino, and F. Maréchal, “Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 29, no. 11–12, pp. 2137–2152, Aug. 2009.
- [40] H. M. Stassen, “Strategies for upgrading producer gas from fixed bed gasifier systems to internal combustion engine quality,” in *Biomass Gasification – Hot gas cleanup*, R.G. Graham, Ed. IEA, 1993.
- [41] J. D. Martínez, K. Mahkamov, R. V. Andrade, and E. E. Silva Lora, “Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines,” *Renew. Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 1–9, Feb. 2012.
- [42] S. Y. Giraldo R., “Avalacao de um Sistema De Limpeza Integrado a um Conjunto de Gaseificador de Biomassa/Celula SOFC,” Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [43] J. Martínez, “Estudo Experimental do Conjunto Gaseificador de Biomassa em Reator Co-corrente com Duplo Estágio de Fornecimento de Ar e Motor de Combustão,” UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2009.
- [44] E. E. Silva L., R. Vieira A., J. D. Martínez Á., M. A. Haikal L., M. H. Rocha, C. Vilas Boas de Sales, M. A. Gualdrón M., and D. Obando C., “Gaseificação e pirólise para a conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis,” in *Biocombustíveis*, E. E. Silva L. and O. J. Venturini, Eds. Rio de Janeiro: Editoria Interciencia, 2012, pp. 411–498.
- [45] A. Dutta, “TORREFACTION AND GASIFICATION TECHNOLOGIES FOR BIOMASS.” p. 34, 2011.
- [46] M. Bolhàr-Nordenkampf and R. Rauch, “Biomass CHP plant Güssing-Using gasification for power generation,” *K. Kirtikara 2nd ...*, vol. 3, 2003.
- [47] D. VUB, SEGHERS BETTER TECHNOLOGY, “A FLUIDIZED BED AIR BIOMASS GASIFICATION CHP PLANT WITH AN EXTERNALLY FIRED EVAPORATIVE GAS TURBINE CYCLE.” p. 4, 1992.
- [48] D. Pritchard, “Biomass fuelled indirect fired micro turbine,” *DTI URN*, 2005.
- [49] S. Barsali and G. Ludovici, “Externally fired micro gas turbine (75kWe) for combined heat and power generation from solid biomass: Concept, efficiency, cost, and experiences from pilot,” *Proc. Holzenergi-Symposium*, no. September, 2010.
- [50] IRENA, “Renewable Power Generation Costs,” Abu Dhabi, 2012.
- [51] IPCC, “Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,” New York, Jul. 2012.
- [52] ANA, “GEO Brasil: Recursos Hídricos. Componente da Série de Relatórios sobre o Estado e Perspectivas do Meio Ambiente no Brasil.,” Brasilia, 2007.
- [53] H. Gonçalves dos Santos, W. De Carvalho Junior, R. De Oliveira Dart, M. L. Diamante Ágilo, J. Silva de Souza, J. Guedes Pares, A. Fontana, A. L. Da Silva artins, and A. Pacobayba de Oliveira, “O Novo Mapa do Solos do Brasil Legenda Atualizada,” Rio de Janeiro, 2011.
- [54] MMA/UFPA, *Atlas das áreas susceptíveis à desertificação do Brasil*. Brasilia: Ministerio de Medio Ambiente do Brasil, 2007, p. 136.
- [55] A. GIULIETTI¹, “Biodiversidade e conservação das plantas no Brasil,” vol. 1, 2005.

- [56] SNIF, “Espécies Florestais,” 2013. [Online]. Available: <http://www.florestal.gov.br/snif/recursos-florestais/especies-florestais>. [Accessed: 30-Jul-2013].
- [57] M. Petersen, G. Reis, L. F. Horta, and M. Soares Peres, “VARIEDADES DE PASTAGENS,” Janeiro 2012, 2012.
- [58] W. F. Quirino, A. Teixeira do Vale, A. P. Abreu de Andrade, V. L. Silva Abreu, and A. C. Dos Santos Azevedo, “Calorific Value of Wood and Wood Residues,” *Biomassa Energ.*, vol. 1, no. 2, pp. 173–182, 2004.
- [59] T. Cerbino Cintra, “Avaliações energéticas de espécies florestais nativas plantadas na região do Médio Paranapanema, SP,” São Paulo, 2009.
- [60] C. M. Couto, “Estimativa do poder calorífico de madeiras de acácia-negra e eucalipto do Município de Pelotas–RS,” Universidade Federal de Pelotas, 2014.
- [61] Teagasc and AFBI, *MISCANTHUS BEST PRACTICE GUIDELINES*. Northern Ireland, 2011, p. 52.
- [62] A. May, M. Matoso Campanha, M. Chamon Abreu, K. Mendes Bertolino, A. Ferreira da Silva, M. Coelho, R. Da Costa Parella, E. R. Schaffert, and A. F. Pereira, “Influência do arranjo de plantas no desempenho produtivo de sorgo sacarino (*Sorghum bicolor* (L.) Moench), em Sete Lagoas-MG,” in *XXIX CONGRESSO NACIONAL DE MILHO E SORGO*, 2012, pp. 2282–2289.
- [63] V. N. G. MAZZARELLA, “CAPIM-ELEFANTE COMO FONTE DE ENERGIA NO BRASIL: REALIDADE ATUAL E EXPECTATIVAS.” IPT, Rio de Janeiro, p. 15, 2012.
- [64] G. Gosse, *Lignocellulosic energy crops in different agricultural scenarios*. Luxemburg: EUROPEAN COMMISSION, 1996, p. 108.
- [65] H.-C. Liao and C. Yan-Kwang, “Optimizing multi-response problem in the Taguchi method by DEA based rankin methods,” *Int. J. Qual. Reliability Manag.*, vol. 19, no. 7, pp. 825–837, 2002.
- [66] D. Kauter, I. Lewandowski, and W. Claupein, “Quantity and quality of harvestable biomass from *Populus* short rotation coppice for solid fuel use—a review of the physiological basis and management influences,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 24, no. 6, pp. 411–427, 2003.
- [67] M.-G. Piketty, M. Wichert, A. Fallot, and L. Aimola, “Assessing land availability to produce biomass for energy: The case of Brazilian charcoal for steel making,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 2, pp. 180–190, Feb. 2009.
- [68] USDA, “*Pennisetum purpureum*,” in *Wildland Shrubs of the United States and its Territories: Thamnisc Descriptions*, vol. 56, J. Francis, Ed. U.S. Department of Agriculture, Forest Service International Institute of Tropical Forestry and Shrub Sciences Laboratory, 2012.
- [69] R. Sage and R. Monson, *C4 plant biology*. USA: Academic Press, 1998, p. 616.
- [70] V. Mazzarella, “Capim elefante a energia renovável moderna,” 2012. [Online]. Available: <https://sites.google.com/a/capimelefante.org/www/home>. [Accessed: 17-Jan-2013].
- [71] R. Morais, B. Souza, and J. Leite, “Elephant grass genotypes for bioenergy production by direct biomass combustion,” *Pesqui. Agropecuária Bras.*, no. 1, pp. 133–140, 2009.
- [72] D. Quesada, R. Boddey, V. Reis, and S. Urquiaga, *Parâmetros Qualitativos de Genótipos de Capim Elefante (Pennisetum purpureum Schum.) estudados para a produção de energia através da Biomassa*, Circular T. Seopédica: Embrapa, 2004, p. 4.
- [73] M. Fernandes Cortês, “Avaliação Tecno-econômica da Gaseificação do Capim Elefante para Eletrificação Rural,” Uiversidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.
- [74] G. Rendeiro, M. Fernandes, (Editor), A. C. De Mendonça, D. De Almeida, D. R. Da Silva, E. Negrão, and J. De Araújo, “Combustão e gasificação de biomassa sólida,” in *... de Minas e Energia ...*, E. J. Barreto, Ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2008.
- [75] R. Alves Flores, “Produção de Capim Elefante (*Pennisetum purpureum* Schum.) para Fins Energéticos no Cerrado: Resposta a Adubação Nitrogenada e Idade de Corte,” Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2009.

- [76] J. Zanetti, “Identificação de Genótipos de Capim-Elefante (*Pennisetum purpureum* Schumach.) de Alta Produção de Biomassa com Qualidade para Fins Energéticos,” Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2010.
- [77] M. Vital, “Impacto ambiental de florestas de eucalipto,” *Rev. do BNDES, Rio Janeiro*, pp. 235–276, 2007.
- [78] L. Roger Q., Á. Nogueira de Souza, H. Ângelo, A. Teixeira do Vale, and I. Soares Martins, “PRODUCTION COST OF BIOMASSES FROM EUCALYPTUS AND ELEFANT GRASS FOR ENERGY,” *Cerne*, vol. 17, no. 3, pp. 417–426, 2011.
- [79] T. Li, J. Zhu, and W. Zhang, “Cascade utilization of low temperature geothermal water in oilfield combined power generation, gathering heat tracing and oil recovery,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 40, pp. 27–35, Jul. 2012.
- [80] S. L. Dixon and C. A. Hall, “Axial-Flow Turbines: Mean-Line Analysis and Design,” in *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery*, Sixth., 2010, pp. 97–141.
- [81] S. H. Kang, “Design and experimental study of ORC (organic Rankine cycle) and radial turbine using R245fa working fluid,” *Energy*, vol. 41, no. 1, pp. 514–524, May 2012.
- [82] M. Baratieri, P. Baggio, B. Bosio, M. Grigiante, and G. a. Longo, “The use of biomass syngas in IC engines and CCGT plants: A comparative analysis,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 29, no. 16, pp. 3309–3318, Nov. 2009.

Capítulo 3

Adecuación y transformación de la biomasa como combustible

ARNALDO MARTÍN MARTÍNEZ REYES
ELECTO EDUARDO SILVA LORA
OSVALDO JOSÉ VENTURINI

La eficiencia de las calderas que utilizan biomasa como combustible depende de diversos factores internos tales como el tipo de horno, la composición elemental del combustible, el coeficiente de exceso de aire, entre otros. No menos importantes son otros aspectos relacionados con dichos combustibles, de los que también va a depender esa eficiencia y que deben tenerse en cuenta antes del suministro del mismo a la caldera, en otras palabras, hay que considerar otros aspectos a los que se denominará factores externos.

La biomasa que llega a la planta, o que es un subproducto de la actividad fundamental de ésta, debe someterse a diversos procesos y manipulaciones con el objetivo de garantizar la conservación, transporte, almacenamiento, preparación granulométrica, secado y peletización; todo ello define —en gran medida— la energía liberada durante su posterior combustión y liberación de energía térmica.

De modo que, en la planta donde se utiliza la biomasa como combustible hay que realizar las adecuaciones pertinentes, desde la recepción de la misma, hasta su suministro al horno, teniendo en cuenta las características físicas más apropiadas, las mejores prácticas de almacenamiento, los límites de empacamiento, seguridad y medidas contra incendio durante el almacenamiento y transporte, disponibilidad, fallas operacionales y ciclo de mantenimiento de los transportadores.

En este capítulo se tratarán algunos de los temas relacionados con la manipulación de la biomasa en planta, empezando por el patio de combustibles hasta los procesos de pretransformación como preparación granulométrica, peletización y secado.

PATIO DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS

La organización del patio de manipulación de la biomasa es una actividad extremadamente importante para garantizar la calidad del combustible y la operación eficiente de la planta de generación. El primer aspecto a considerar es el requerimiento de la biomasa de la planta. La Tabla 3.1 ofrece datos sobre la cantidad necesaria de biomasa, en unidades de t/h, para diferentes potencias térmicas de la caldera, considerando que esta tiene una eficiencia de 65%, respecto al Poder Calorífico Superior (PCS).

En la Figura 3.1 se muestra la disposición del patio de biomasa para una central termoeléctrica con caldera de lecho fluidizado circulante. La potencia de la planta en la que se encuentra el patio es de 42MWt y el consumo de biomasa es 110 000 t/año. Como subproducto se generan 10 000 t/año de cenizas.

Dentro del proceso de utilización de la biomasa se dan varias etapas u operaciones de manipulación. Entre las anteriores podemos encontrar:

Tabla 3.1 Requerimientos cuantitativos de biomasa para diferentes capacidades de generación de vapor.

Caldera hp	Salida de Vapor (lb/hr)	Consumo de madera			Cargas/día (23 toneladas/carga)
		Ton/hr	Ton/24hrs	ft ³ /hr	
100	3450	0,67	16,08	55,83	0,75
200	6900	1,35	32,16	111,67	1,5
300	10650	2,01	48,24	167,67	2
400	13800	2,70	64,32	223,33	3
500	17250	3,35	80,40	279,17	3,5
600	22500	4,02	96,48	334,98	4
700	24150	4,69	112,56	390,81	5
800	27600	5,40	128,64	446,67	6
900	31050	6,03	144,72	502,47	7
1000	34500	6,60	160,80	558,33	7

Fuente: [1]

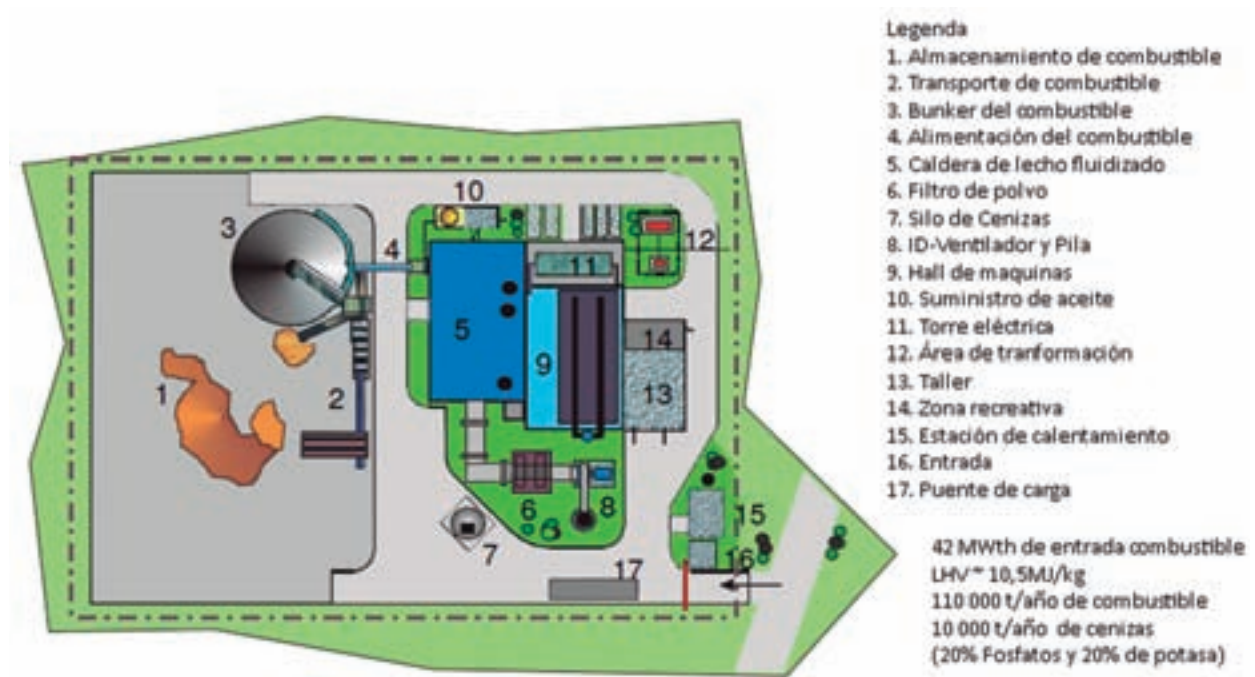


Figura 3.1 Disposición y componentes del patio de biomasa en una central térmica con calderas de lecho fluidizado.

Fuente [2]

- Manipulación Externa: Incluye la recepción, trituración, tamizado, almacenamiento y transporte hacia la caldera desde los almacenes (Figura 3.2).
- Manipulación Interna: Silos intermedios y alimentadores a la caldera.
- Manipulación de las cenizas, cal y arena.



Figura 3.2 Fotografía de la secuencia de manipulación externa de la biomasa mostrando las operaciones: recepción de la biomasa, preparación del combustible y los silos de almacenamiento.

Fuente [3]



Figura 3.3 Fotografía de un patio de biomasa proyectado y construido por la BMH en Finlandia.






Fuente: [4]

La Figura 3.3 muestra el patio de combustible de una planta de biomasa de la BMH en Finlandia. En ella se aprecian los elementos fundamentales (silos, bandas transportadoras, recibidores, etc.) para la recepción, transporte y almacenamiento, además la caldera.

Recepción y almacenaje

La primera etapa de la manipulación de la biomasa que llega a una planta incluye la selección de los medios de transporte desde el suministro u origen hasta la planta. La Tabla 3.2 ilustra los equipos más comunes para este proceso.

Tabla 3.2 Características de los diferentes medios de transporte de la biomasa.

Carga					
	Volqueta multipropósito	Volqueta	Remolque autocargador	Camión de Carga	Volqueta con sistema de cargue
Volumen (m ³)	18	14	20	100	40
Carga (ton)	14	10	10	27	13–23

Fuente: [5]

Tabla 3.3 Comparación entre alternativas de sistemas de descarga de la biomasa – costos anuales.

Tamaño caldera		Toneladas/año	Tráiler “Live-Bottom” (dólares)	Camión volqueta (dólares)	Pala Cargadora (dólares)
hp	lb/hr				
100	3.450	4.900	\$2.100	\$27.000	\$10.000
1.000	34.500	49.000	\$21.000	\$29.000	\$43.000
3.000	100.000	142.000	\$61.000	\$34.000	\$108.000
7.500	250.000	355.000	\$153.000	\$70.000	-

Fuente: [1]

Tabla 3.4 Cargadores frontales para madera.

Tipo	Tamaño contenedor	Aplicaciones de calderas tamaño hasta (hp–lb/hr)	Tractor wt (lb)	Consumo estimado de combustible (gal/hr)	Motor (hp)	Costo aproximado (dólares)
Agricultura	1 1/2	600–21.700	6.300	1,0	45	\$40.000
	3	1.000–34.000	7.800	1,5	64	\$55.000
Construcción	5	3.333–115.000	21.000	3,5	80	\$140.000
	12	6.666–230.000	37.000	7,5	170	\$320.000

Fuente: [1]

La segunda etapa del proceso está relacionada con la descarga y manipulación de la biomasa en el patio. En las siguientes tablas se muestra información técnica y datos económicos relacionados con esta etapa. En la Tabla 3.3 se muestran flujos de alimentación, toneladas alimentadas y costos de manipulación relacionados al uso de ciertos equipos. La Tabla 3.4 relaciona el origen de los residuos (en este caso residuos de madera) con los tamaños, aplicaciones y costos durante la etapa de cargue y descargue para un caso particular [1]. Luego, la Tabla 3.5 relaciona la capacidad de

almacenamiento con los costos de silos de acero con alimentador, tomando como base, datos de diversas industrias en los Estados Unidos. Finalmente, la Figura 3.1 ilustra cuatro sistemas de manipulación diferentes, que suelen emplearse en el transporte y manipulación interna de la biomasa.

Las consideraciones en cuanto a los sistemas de transporte (internos y externos), y de almacenamiento deben ir de la mano con la capacidad de transformación de biomasa proyectada. En el caso de los sistemas de almacenamiento es necesaria la implementación de una determinada capacidad

Tabla 3.5 Capacidad de almacenamiento y costos de silos de acero con alimentador.

Capacidad de almacenamiento (ft ³)	Pastillas de madera verde (ton)	Pellets de madera (ton)	Tamaño del Silo (d x h: ft)	Costos Instalación (dólares)
5.000	50 a 60	88	15 x 38	\$ 95.000
1.0000	100 a 120	175	21 x 33	\$ 111.000
15.000	150 a 180	263	21 x 48	\$ 13.0000
2.0000	200 a 240	350	21 x 60	\$ 155.000
25.000	250 a 300	438	27 x 50	\$ 165.000
3.0000	300 a 360	526	27 x 58	\$ 19.0000
35.000	350 a 420	613	27 x 67	\$ 212.000

Fuente: [1]

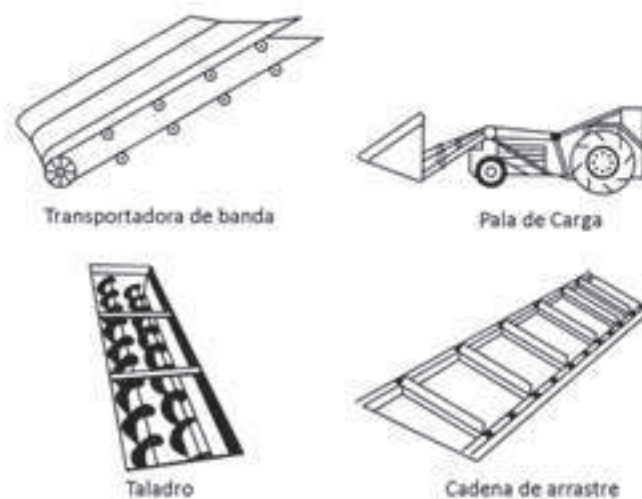


Figura 3.4 Sistemas para la manipulación de la biomasa en el patio de combustible.

Fuente: [1]

de almacenaje de biomasa (adecuación del patio). Esta capacidad debe estar en función de las cantidades, los tipos de biomasa y las condiciones de degradación (específicas para cada tipo de biomasa). Las Figuras 3.5 y 3.6 ilustran algunos de los sistemas de almacenamiento más usados. Algunos autores recomiendan almacenar en silos o almacenes techados una cantidad de biomasa correspondiente a tres días de trabajo de la planta [1].

La biomasa es susceptible de degradación gracias a diversos procesos biológicos (véase Capítulo 4) y dicha degradación puede manejarse

mediante el control de las condiciones de temperatura, luminosidad y humedad a las que esté sometida durante su almacenamiento. Se debe entonces tener en consideración, las modificaciones que la biomasa sufre durante el almacenamiento debido a la acción de microorganismos, a saber: incrementos de temperatura y el peligro de incendios (Figura 3.7), así como la pérdida de masa y la reducción de la potencia calorífica (Figura 3.8). Dependiendo del tipo de biomasa se debe considerar uno u otro medio de almacenamiento.

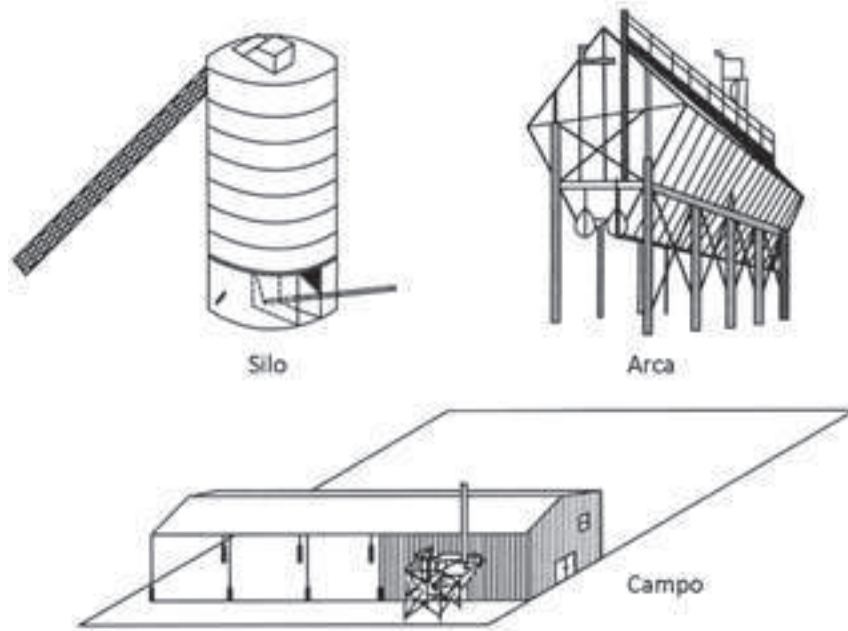


Figura 3.5 Métodos de almacenamiento de la madera

Fuente: [1].

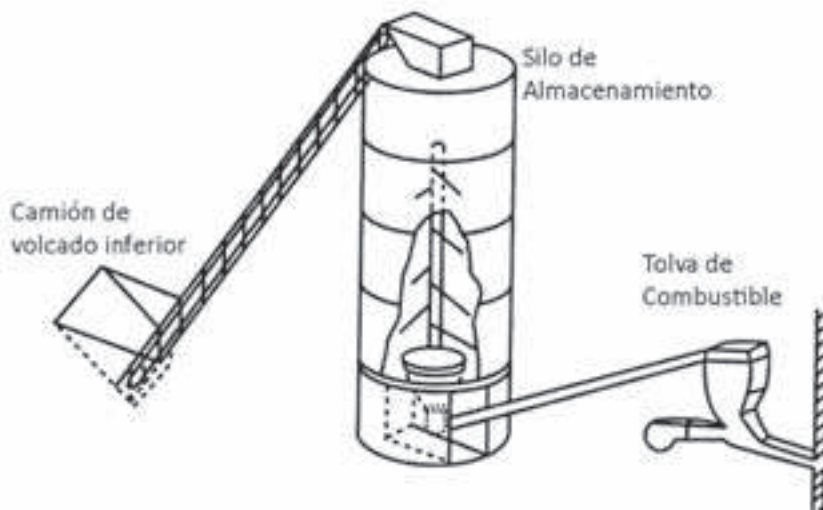


Figura 3.6 Silo para madera con sistema de descarga y transporte para la caldera.

Fuente: [1].

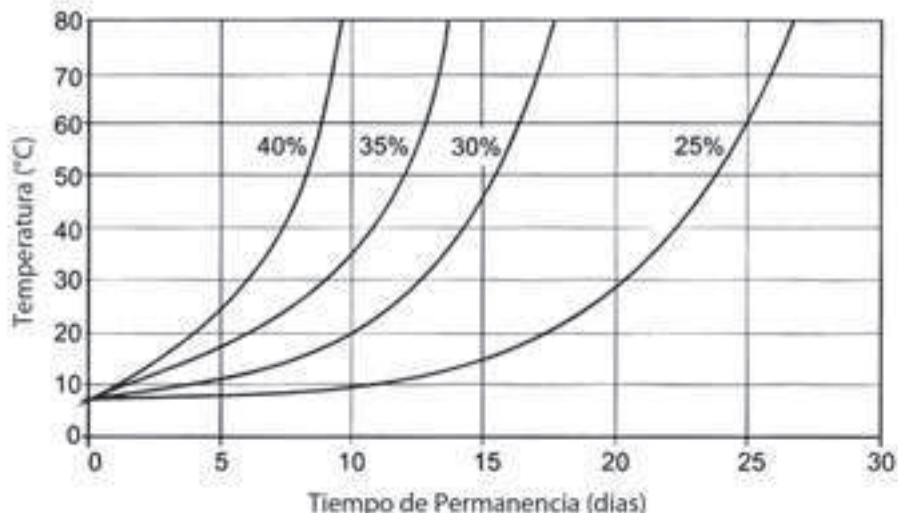


Figura 3.7 Aumento de la temperatura de la biomasa apilada en dependencia de la humedad y el tiempo de almacenamiento en días

Fuente [5].

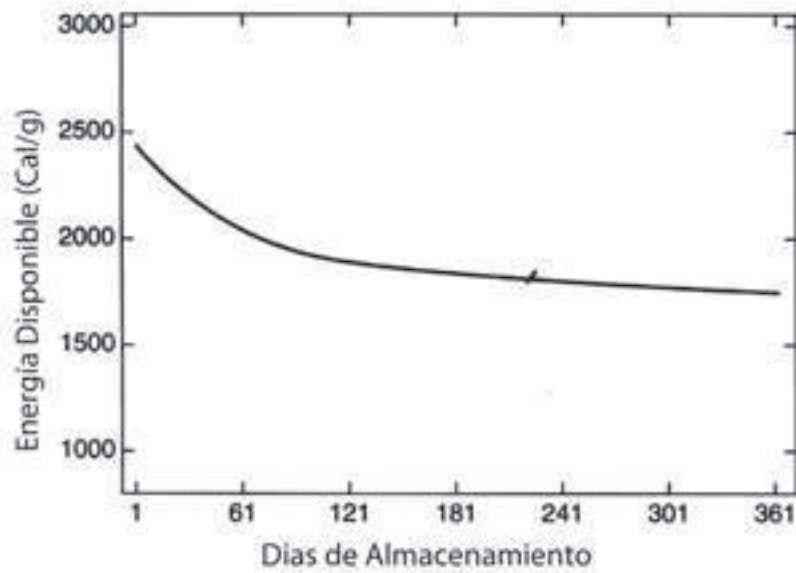


Figura 3.8 Pérdidas energéticas durante el almacenamiento de la biomasa.

Fuente: [1].

PREPARACIÓN GRANULOMÉTRICA: TRITURACIÓN

Se conoce como granulometría a la medición y graduación que se lleva a cabo de los granos de una formación sedimentaria, de los materiales sedimentarios y de los suelos con fines de análisis de partículas sólidas. En este proceso se consideran tanto su origen como sus propiedades mecánicas. Esta clasificación está sujeta al cálculo de la abundancia de los correspondientes tamaños de gránulo y a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.

Para el caso de la biomasa, la granulometría también depende del tipo de equipo que se vaya a usar para su combustión:

- Calderas de parrilla: No tienen limitaciones.
- Calderas de quema en suspensión: virutas de 20-50 mm
- Gasificadores de lecho fijo: virutas de 50-60 mm
- Quemadores y gasificadores de lecho fluidizado burbujeante y circulante: 10 mm.

De modo que se necesita, en muchos casos, de la adecuación granulométrica de la biomasa utilizando trituradores y tamices (Figura 3.9 a Figura 3.12), a fin de satisfacer los requerimientos de los hornos utilizados para la combustión de la misma.

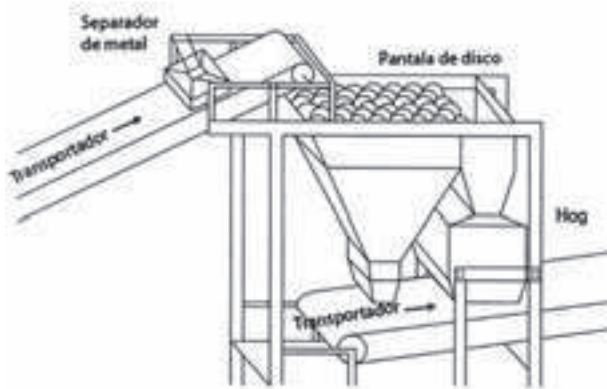


Figura 3.9 Sistema de reducción granulométrica de la biomasa.

Fuente: [1]

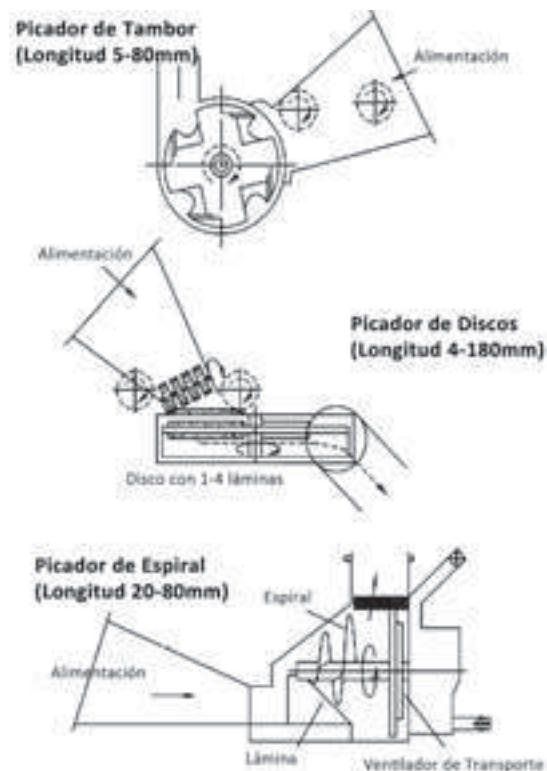


Figura 3.10 Picadores para madera.

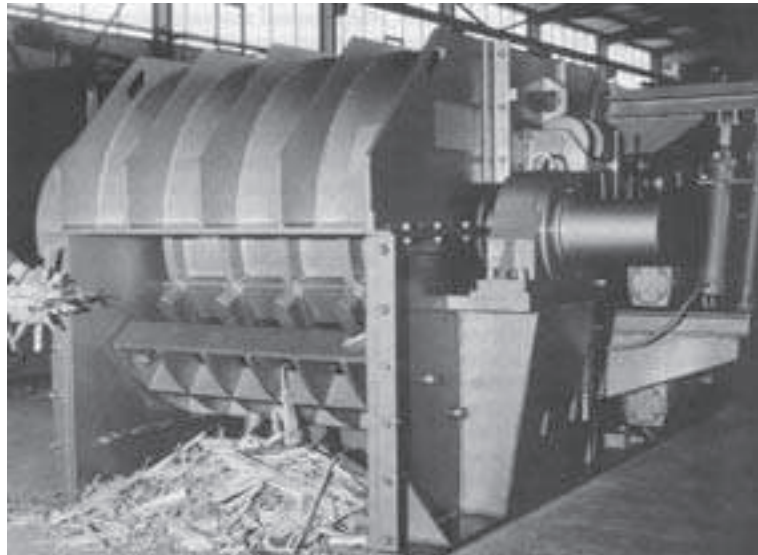


Figura 3.11 Trituradora de biomasa

Fuente: [5].

CRUSHING - ECO-Crusher™

Trituradora de carga pesada y baja velocidad para trituras residuos forestales, carga de residuos y troncos residuales de madera

- Procesa una carga completa de residuos mixtos en un momento
- No acumulación de material
- Ajuste del producto mediante la alimentación
- Fácil mantenimiento
- diseño robusto y resistente
- En conjunto con un alimentador de paso BMH, el sistema de triturado funciona automáticamente sin vigilancia constante



Figura 3.12 Ventajas de la trituradora de biomasa ECO-CRUSHER de la BMH Energy

Fuente: [6].

En cuanto a datos sobre capacidades y costos de trituración y tamizado de biomasa, las tablas 3.6 y 3.7 presentan información sobre algunos molinos comerciales, utilizados para obtener la granulometría necesaria de la biomasa.

Ejemplos de sistemas industriales de almacenamiento y manipulación de biomasa

Países como Suecia y Finlandia se encuentran a la vanguardia en la utilización de biomasa para procesos de generación térmica y eléctrica. Es el caso particular de MälärEnergi AB (Figura 3.14), planta ubicada en Västerås, Suecia. De propiedad de la ciudad, la planta MälärEnergi AB supe de energía eléctrica y térmica a la ciudad [7]. Otro ejemplo es la planta WtE de la empresa Kotkan Energia Ltd. en Finlandia. La Figura 3.13 muestra

un esquema del manejo de biomasa implementado por Kotkan [6].

SECADO

El secado se refiere a la eliminación de la humedad en una sustancia o material aprovechando la vaporización del agua por efecto de la temperatura o la acción de un agente de secado que puede ser aire, gases o vapor de agua. Es sin duda, uno de los procesos más antiguos conocidos por el hombre y aparece en muchas etapas de manipulación a las que es sometido un intermediario a lo largo de la elaboración de un producto. Es el caso de la biomasa, que a fin de ser utilizada como combustible debe someterse a un proceso de secado para aumentar su potencial energético.

Tabla 3.6 Costos de los equipos para la reducción granulométrica de la madera

	Capacidad (ton/hr)	Costo (dólares)
Costos de pantalla		
Disco pequeño	40	\$ 50.000
Disco Grande	250	\$ 130.000
Agitador pequeño	10	\$ 14.000
Agitador grande	40	\$ 51.000
Tambor de agitación	40	\$ 110.000
Costos de "Hogs" y trituradora de molino		
Cuchillo "Hog" pequeño	10	\$ 30.000
Cuchillo "Hog" grande	32	\$ 95.000
Trituradora de molino pequeña	3	\$ 25.000
Trituradora de molino grande	8	\$ 61.000

Fuente: [1]

Tabla 3.7 Capacidad, dimensiones de las virutas, consumo de energía y costo de los equipos para la trituración de la madera

	Rendimiento (m ³ /h)	Diámetro Mat Máximo	Forma de carga	Motor	Capacidad	Costo (Euros)
Hacker Pequeño	3–25	8–35	Grúa Manual	Tipo PTO	20–100	€ 7.000–40.000
De potencia media	25–40	35–40	Grúa Manual	Eléctrico	60–200	€ 25.000–80.000
Hacker Grande	40–100	40–55	Grúa Manual	Motor a gasolina	200–550	€ 100.000–320.000

Fuente: [5]

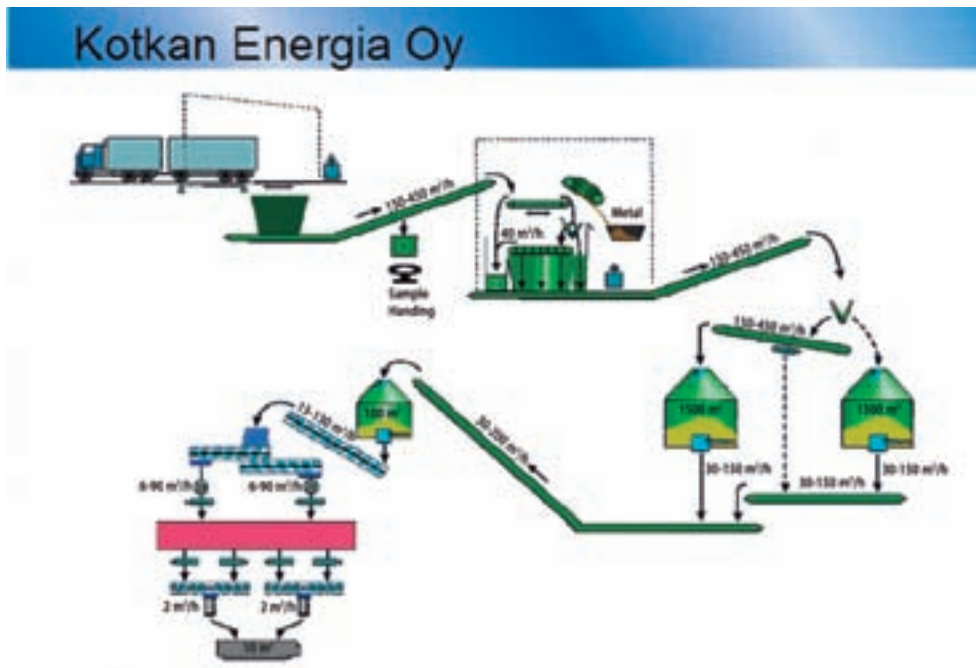


Figura 3.13 Esquema de manipulación de combustible en una planta que utiliza biomasa leñosa en una planta de Kotkan Energia Oy de WtE.

Fuente: [6].

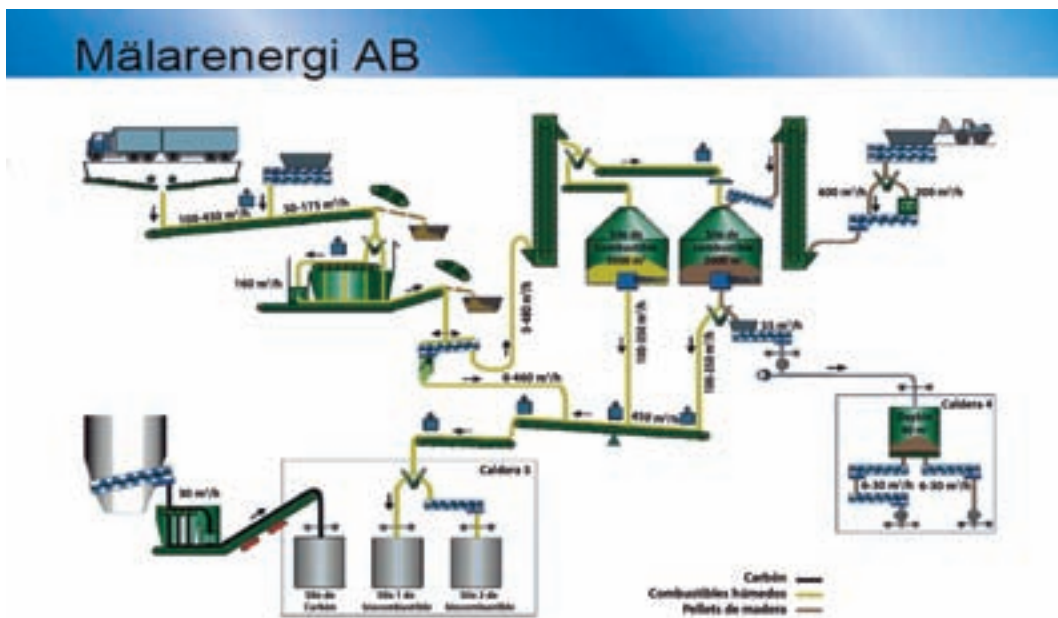


Figura 3.14 Esquema de manipulación de combustible en una planta que utiliza biomasa leñosa, pellets y carbón en la planta Mälarenergi AB en Suecia.

Fuente: [6].

Son muchos los campos donde se hace necesario el proceso de secado, y existen varias razones para disminuir la humedad de un producto, entre las cuales se podrían citar las siguientes: cumplir exigencias de calidad del producto final, reducir costos de transporte, conservar un producto durante su almacenamiento (estabilidad micro-biológica), permitir tratamientos posteriores del producto, aumentar el valor de los subproductos obtenidos, mejorar la combustión, reducir el coeficiente de exceso de aire, etc.

En el secado de un material están implicados principalmente dos procesos: la transmisión de calor para evaporar el líquido y la transferencia de masa, tanto la que se produce en la superficie del sólido por el líquido evaporado, como la producida por fenómenos de difusión de la humedad interna hacia la superficie del material. Los factores que afectan a cada uno de estos procesos son los que determinan la rapidez de secado del material.

A continuación, se resumen ciertos términos que se utilizan para describir el contenido de humedad de las sustancias:

- **Contenido de humedad de un sólido:** se expresa generalmente como la cantidad de humedad por unidad de peso de sólido seco o húmedo.
- **Contenido de humedad en base húmeda, hbb:** es la que expresa la humedad de un material como porcentaje del peso del sólido a secar. Se define como:

$$hbb = \left(\frac{W_{\text{material a secar}} - W_{\text{material seco}}}{W_{\text{material a secar}}} \right) * 100 \quad \text{Ec. 3.1}$$

donde W es el peso, expresado en kg.

- **Contenido de humedad en base seca, hbs:** es la que expresa la humedad de un material como porcentaje del peso del sólido seco. Se define como:

$$hbs = \left(\frac{W_{\text{material a secar}} - W_{\text{material seco}}}{W_{\text{material seco}}} \right) * 100 \quad \text{Ec. 3.2}$$

- **Contenido de humedad en equilibrio (X*):** es la humedad límite hasta la cual un material dado, se puede secar en condiciones específicas de temperatura y humedad del agente de secado. El contenido de humedad de equilibrio del material a secarse bajo esas condiciones específicas debe determinarse experimentalmente.
- **Contenido crítico de humedad (Xc):** es el contenido de humedad promedio del material cuando concluye el periodo de velocidad de secado constante.
- **Contenido de humedad libre (X):** es la cantidad de líquido contenida en el material y que se puede eliminar, partiendo de las condiciones de temperatura y humedad dadas.
- **Periodo de velocidad constante:** es el lapso de secado durante el cual la velocidad de eliminación de agua es constante o uniforme, o sea, la humedad disminuye linealmente con el tiempo.
- **Periodo de velocidad decreciente:** es un lapso de desecación durante el cual la velocidad instantánea de secado disminuye en forma continua, es decir, que —en los mismos intervalos— cada vez es menos la humedad evaporada con el transcurso del tiempo.

Las operaciones de secado pueden llevarse a cabo en lotes o de forma continua. El secado por lotes es una operación relativamente cara y en consecuencia, se limita a casos en pequeña escala, a plantas piloto, trabajos de investigación y para secar materiales valiosos cuyo costo total será poco alterado por el costo agregado en la operación de secado. Las mediciones de velocidad del secado por lotes son relativamente fáciles de obtener a partir de datos experimentales y proporcionan mucha información, no sólo para la operación por lotes sino también para la operación continua.

Para reducir el contenido de humedad en el secado de diversos materiales es conveniente estimar el tamaño del secador, las diferentes

condiciones de operación de humedad y temperatura para el gas empleado, y el tiempo necesario para lograr el grado de secado requerido. Los secadores se pueden clasificar, atendiendo a la forma de transferir el calor, en directos e indirectos, con subclases de continuos e intermitentes. Los directos utilizan gases calientes en contacto directo con el sólido húmedo, mientras que, por el contrario, los indirectos transmiten el calor a través de las paredes de los elementos que contienen al sólido húmedo.

El secado de la biomasa permite mejorar la eficiencia de la combustión y aumentar la producción de vapor. La peletización y la gasificación de la

biomasa limitan la humedad permisible en ella entre 15 y 20%, respectivamente, por lo que el secado pasa a ser, en muchos casos, una etapa importante de la preparación de la biomasa (Figura 3.15).

Los secadores de biomasa utilizados en la industria pueden ser divididos en los siguientes tipos:

- Secadores de estera (Figura 3.17)
- Secadores rotatorios o de tambor (Figura 3.18)
- Secadores en cascada
- Secadores flash
- Secadores con vapor sobrecalentado.



Figura 3.15 Esquema del secado en el proceso de preparación de la biomasa



Figura 3.16 Secador de estera.

Fuente: [5].

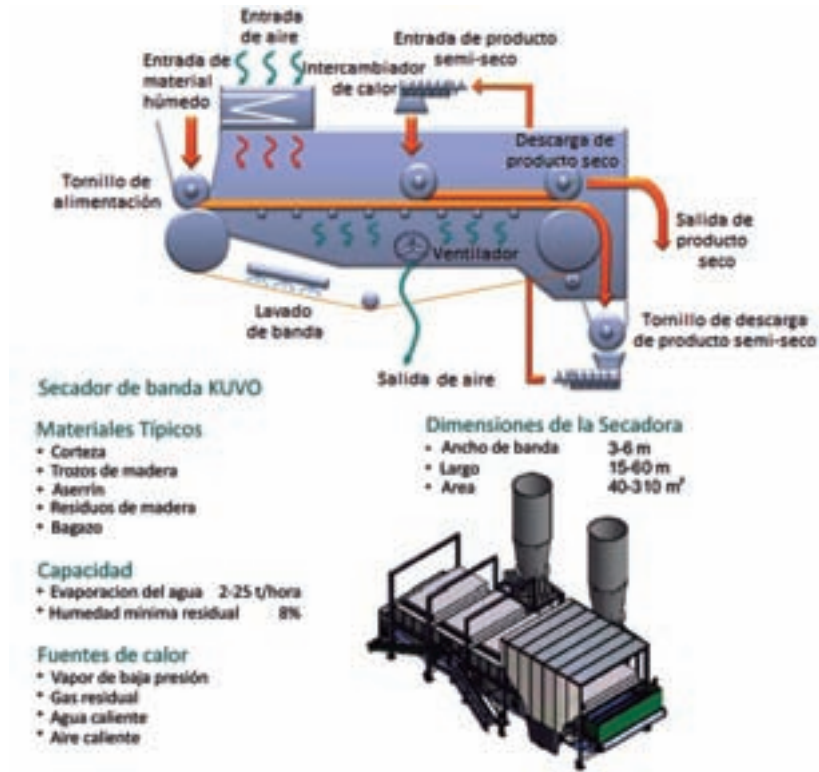


Figura 3.17 Secador de esteras KUVO fabricado por la METSO. [8].



Figura 3.18 Sistema de secado de la biomasa en un secador rotatorio. a) Tecnología de la IAC, b) Secador acoplado a una planta de peletización.

Tabla 3.8 Comparación cualitativa de secadores de biomasa.

Tipo de Secador	Requerimientos de materia prima	Costos de capital y operación	Requerimientos O&M	Emisiones ambientales	Eficiencia energética y recuperación de calor	Huella	Riesgo de incendio
Rotatorio	Menos sensible al tamaño de partícula. Alto contenido de lodos de papel tiende a aglomerarse. La corteza gruesa suele ser un problema		Bajos	Mayores emisiones VOC, comparado con secadores de baja temperatura	Menores oportunidades de recuperar calor residual		Mayor que en los secadores de bajas temperaturas
Transportador	Los finos deben ser molidos y agregados nuevamente	Comparables a los de un secador rotatorio, pero requiere menos equipo auxiliar para tratamiento de emisiones, reduciendo el costo global	Mayores que para un secador rotatorio	Menores emisiones de VOC's y partículas	Grandes oportunidades de recuperar calor residual debido a la baja temperatura	Mayor que la equivalente en un secador rotatorio. Transportadores en serie pueden ahorrar espacio y tener huellas comparables a las de un secador rotatorio	Bajo
Cascada	Requiere una distribución de partícula uniforme. Puede manejar tamaños grandes de partícula	Mayor que el de los equipos rotatorios	Susceptible a corrosión y erosión		La recuperación de calor es difícil. Altos costos de soplado	Huella menor que la de un secador rotatorio o uno transportador	Medio. Riesgo tras finalizar el secado y apagar el equipo.
Instantáneo	Requiere tamaño pequeño de partícula	Mayor que el de los equipos rotatorios	Susceptible a corrosión y erosión		La recuperación de calor es difícil. Altos costos de soplado	Huella menor que la de un secador rotatorio o uno transportador	Medio.
Vapor sobrecalentado	Requiere tamaño pequeño de partícula	Alto	Alto. Sujeto a corrosión	No genera emisiones al aire. El condensado requiere tratamiento.	Muy eficiente si el vapor a bajas presiones es recuperado. No hay pérdidas de calor por aire caliente.	Huella menor que la de un secador rotatorio o uno transportador	No hay riesgo.

La Tabla 3.8 presenta una comparación cualitativa de los diferentes tipos de secadores mientras que las tablas Tabla 3.9 y 3.10 presentan datos sobre parámetros y costos de diferentes tipos de secadores industriales. En el Anexo I se presenta un resumen de la Canadian Biomass junto con información sobre los principales fabricantes de secadores utilizados en el mercado. Esta información puede serle útil al lector en cuanto a evaluación de costos para proyectos de aprovechamiento de biomasa.

PELETIZACIÓN

Los pelets son partículas pequeñas y granuladas de forma cilíndrica que poseen entre 6 y 8 mm de diámetro y de 10 a 40 mm de longitud. El peletizado de residuos de biomasa (y de muchos otros sólidos) genera ciertas ventajas, especialmente en

la manipulación y densificación energética. Para su producción a partir de residuos estos deben tener una humedad entre 15 y 20%, lo cual permitirá un proceso de combustión con alta eficiencia. Por ende, el proceso de peletización es posterior al de secado de las muestras.

Para que el pellet tenga un mejor rendimiento, es necesario mezclar diferentes tipos de biomasa que tengan una potencia calorífica elevada. El residuo debe picarse seco para facilitar su trituración y compresión hasta el formato final requerido. Las ventajas de peletizar los combustibles de biomasa son:

- **Combustible limpio.** El pellet es considerado un combustible limpio, porque durante su combustión en calderas la emisión de compuestos químicos es muy reducida, convirtiendo la quema de pelets en una de

Tabla 3.9 Datos de proyecto y desempeño de secadores de tambor.

Evaporación		t/h	3–23
Capacidad		ODt/h	3–45
Contenido medio de humedad	Alimentación	%	45–65
	Descarga	%	10–45
Caída de presión		kPa	2,5–3,7
Tamaño de partícula	Óptimo	mm	19–50
	Máximo	mm	25–125
Requerimientos térmicos		GJ/t _{evp}	3,0–4,0

Fuente: [12]

Tabla 3.10 Costo de inversión de secadores de biomasa

Tipo	Contenido de humedad (%)		Rango de costos de equipamiento (k\$/ODt/h)	Costo total de instalación (k\$/ODt/h)
	Entrada	Salida		
Rotatorio	55	40	80–45	370–160
Cascada	55	40	70–45	360–200
Instantáneo	55	15	180–70	860–330

Fuente: [12]

las formas de liberación de energía menos contaminante.

- **Combustión eficiente.** Debido al bajo contenido de humedad del pelet, su combustión es más eficiente, su llama es estable y quema por más tiempo que otros combustibles.
- **Alto poder calorífico.** El pellet, por ser un residuo tan compacto, posee un poder calorífico más elevado que otros tipos de residuos, como la leña, por ejemplo.
- **Reciclaje.** Para la producción de pelets de madera no es necesario cortar los árboles pues ellos pueden elaborarse a partir de restos de madera de aserríos y pedazos de madera que normalmente son descartados, como: cáscaras, costaneras, lascas, etc.
- **Energía renovable.** Igual que otros tipos de biomasa el pellet también es un tipo de energía renovable, y puede contarse con ella todo el año.

- **Almacenaje.** Aproximadamente, 1 tonelada de pellet es equivalente a 1,5 toneladas de madera, lo que significa que el local para almacenarlo puede ser reducido. Además, el uso de pelets es mucho más higiénico, pues mantiene un ambiente limpio, sin hojas ni insectos.

En la Figura 3.19 se exponen las ventajas de la peletización y en la Figura 3.16 se señalan los valores de la densidad aparente de la biomasa como residuo sin peletizar y tras la peletización. El proceso de peletizaje aumenta la densidad energética y la densidad del cargamento (densidad de la carga), lo que es un elemento a favor cuando se considera usar este tipo de productos para la generación de energía.

La Figura 3.21 muestra un esquema completo de una planta de peletización de biomasa, mientras que en la Figura 3.18 aparece un diagrama de flujo de ese proceso



Figura 3.19 Ventajas de la peletización

Fuente: [9].



Figura 3.20 Densidad de la biomasa *in natura* y de los pellets

Fuente: [10].

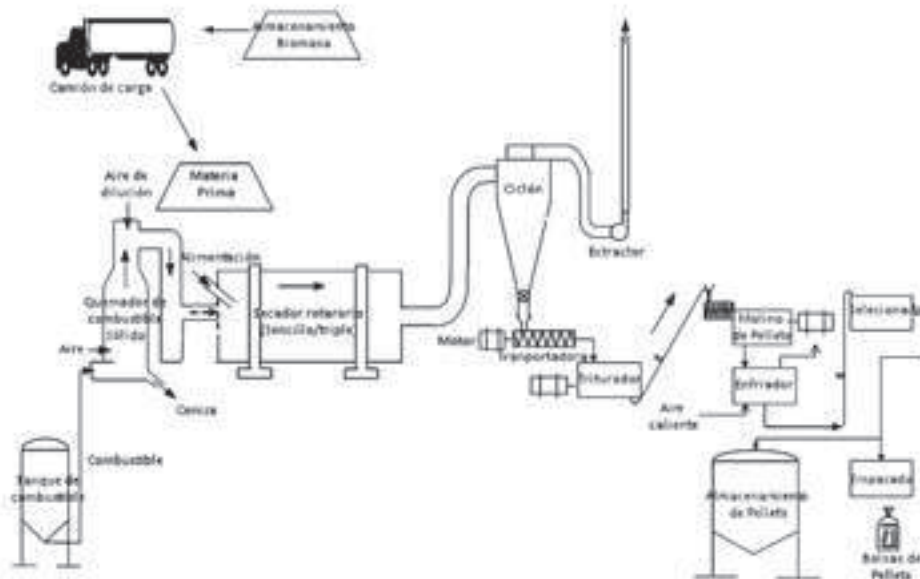


Figura 3.21 Esquema de una planta de peletización de biomasa

Fuente: [9].

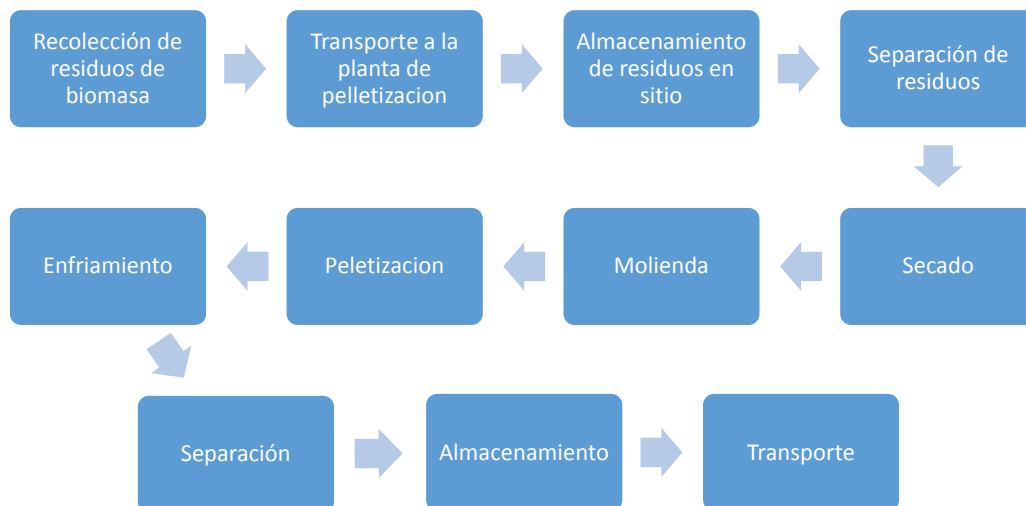


Figura 3.22 Diagrama de flujo del proceso de pelletización

Fuente: [9].

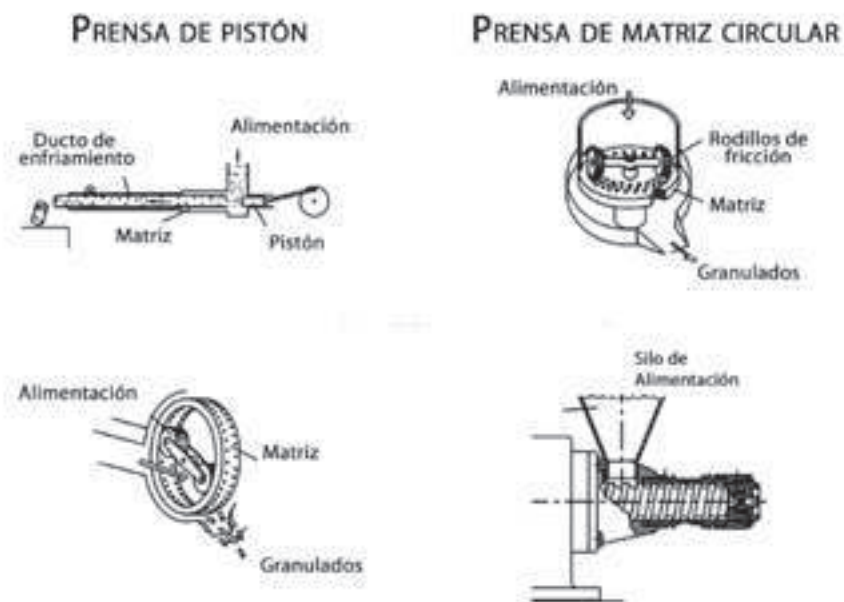


Figura 3.23 Tecnologías de densificación de la biomasa.

En cuanto a la elaboración de pellets la figura 3.19 muestra diferentes diseños de tecnologías de densificación de biomasa. Entre ellas están las prensas de pistón y de matriz circular.

Respecto a la parte económica o costos, parte esencial en la elaboración y ejecución de cualquier

proyecto, las gráficas de las Figura 3.24 y Figura 3.25 muestran datos sobre los costos de los pellets, según la capacidad de la planta y el costo de la materia prima, respectivamente.

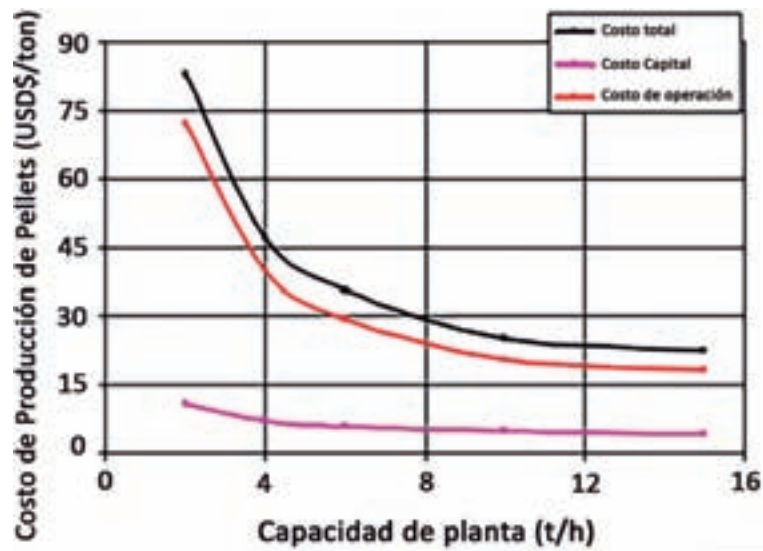


Figura 3.24 Relación entre el costo de los pellets y el tamaño de la planta

Fuente: [9]

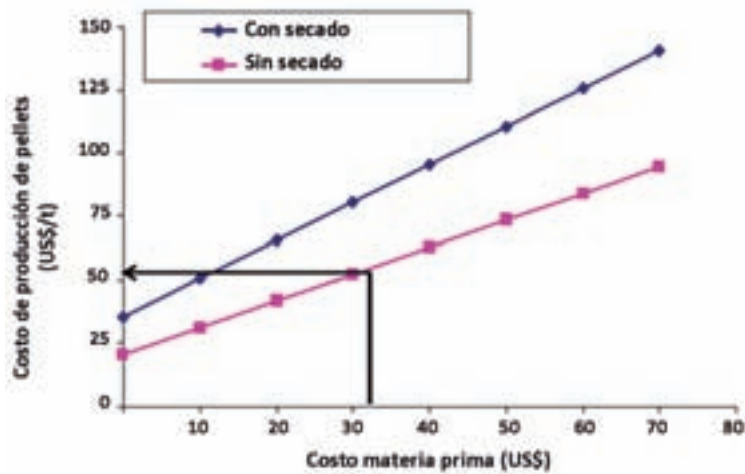


Figura 3.25 Relación entre el costo de los pellets y el costo de la materia prima

Fuente: [9]

Aunque el proceso de fabricación de pellets altera las propiedades energéticas y de manejo de los mismos, es importante señalar que dependiendo del tipo de biomasa se obtiene uno u otro potencial de aprovechamiento energético. En otras palabras, el tipo y origen de la biomasa empleada en la fabricación de pellets determina las

características finales del producto. La Tabla 3.11 muestra valores de densidad aparente. Muestra valores de densidad aparente, potencia calorífica y contenido de cenizas de algunas biomásas empleadas en la elaboración de pellets. Estas propiedades son tres de las más importantes a la hora de seleccionar la biomasa que se quiere pelletizar.

Tabla 3.11 Propiedades típicas de los pelets fabricados a partir de diferentes biomásas.

Materia prima	Densidad de la carga (kg/m ³)	Contenido energético (MJ/kg)	Contenido de cenizas (%)
Aserrín	606	20,1	0,45
Corteza	676	20,1	3,7
Sobras	552	20,8	2,6
Pasto Varilla	445	19,2	4,5
Paja de Trigo	475	16	6,7
Paja de Cebada	430	17,6	4,9
Rastrojo del maíz	550	17,8	3,7

Fuente: [11]

En el anexo II se presenta una retrospectiva de los principales fabricantes de peletizadoras ofertadas en el mercado. la Canadian Biomass, con informaciones sobre

REFERENCIAS

- [1] T. F. McGowan, Biomass and alternate fuel systems: engineering and economic guide., John Wiley & Sons., 2009.
- [2] E. Offenbacher y AE&E, «AE&E,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.kik.ee/sites/default/files/stories/RIS/Energy-AEE.pdf>. [Último acceso: Junio 2013].
- [3] «SUSTENTA,» 2011. [En línea]. Available: http://www.sustenta.es/energia_eng.html. [Último acceso: Septiembre 2013].
- [4] BMH, «BMH TECHNOLOGY,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.bmh.fi/home/media/>. [Último acceso: Agosto 2013].
- [5] M. Kaltschmitt, H. Hartmann y H. Hofbauer, Energie aus holz and biomassen: Grundlagen, Techniken und Verfahren, Berlín: Springer Science & Business Media, 2001, p. 1030.
- [6] BMH, «Solid Biomass Fuel Handling and Ash Handling,» 2008. [En línea]. Available: www.optieng.com/media/representadas/bmh_energy.general.en.pdf. [Último acceso: 12 Abril 2008].
- [7] MälärEnergi, «MälärEnergi,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.malarenergi.se/>. [Último acceso: 12 Agosto 2014].
- [8] METSO, «METSO'S CUSTOMER MAGAZINE FOR THE PULP AND PAPER INDUSTRY,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.metso.com/resultspp/200902/files/209%20resultspp.pdf>. [Último acceso: Agosto 2013].
- [9] S. Mani, «Simulation of Biomass. Pelleting Operation,» 31 Mayo 2006. [En línea]. Available: Disponible en http://www.bioenergyconference.org/wp-content/uploads/2011/10/2006_Proceedings_b.pdf. [Último acceso: Octubre 2013].
- [10] S. Sokhansanj, «Manufacturing Fuel Pellets from Biomass,» 3 Junio 2008. [En línea]. Available: <http://www.environmental-expert.com/articles/wood-pellet-research-program-and-summary-results-47047/full-article>. [Último acceso: Agosto 2013].
- [11] D. Ciolkosz, «Manufacturing Fuel Pellets from Biomass,» 2009. [En línea]. Available: <http://pubs.cas.psu.edu/FreePubs/pdfs/uc203.pdf>. [Último acceso: Julio 2013].

- [12] D.M. Bruce, M.S. Sinclair, <<Thermal Drying of Wet Fuels: Opportunities and Technology,>> 1996. [En línea]. Available: <http://www.epri.com/search/Pages/results.aspx?k=Thermal%20Drying%20of%20Wet%20Fuels:%20Opportunities%20and%20Technology>. [Último acceso: 2014].

BIBLIOGRAFÍA

- Bergman, P.C.A.; Boersma, A.R.; Kiel, J.H.A.; Prins, M.J.; Ptasiniski, K.J.; Janssen, F.J.J.G. *Torrefaction for entrained-flow gasification of biomass*. Disponible en: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/c05067.pdf> [Último acceso: Noviembre 2013].
- Prins, M.J.; Ptasiniski, K. J.; Janssen, F. J. J. G. *Torrefaction of wood part 2: analysis of products*. Journal of Analytical Applied Pyrolysis, vol. 77, p. 35-40, 2006.
- Wannapeera, J.; Fungtammasan, B.; Worasuwanarak, N. *Effects of temperature and holding time during torrefaction on the pyrolysis behavior of woody biomass*. Journal of Analytical Applied Pyrolysis, in press, 2011.
- Bergman, P. C. A.; Kiel, J. H. A. *Torrefaction for biomass upgrading*. Disponible en <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/rx05180.pdf> [Último acceso: Octubre 2013].
- Basu, P. *Biomass Gasification and Pyrolysis: practical design*. 2nd Edition. EUA: Academic Press, p 552, 2010.
- Nielsen, H. P.; Frandsen, F. J.; Dam-Johansen, K.; Baxter, L.L. *The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers*. Progress in energy and combustion science. Vol. 26, p. 283-298, 2000.
- Baxter, L. L.; Miles. T. R.; Miles Jr., T. R.; Jenkins, B. M.; Milne, T.; Dayton, D.; Bryers, D. W.; Oden, L.L. *The behavior of inorganic material in biomass-fired power boilers: field and laboratory experiences*. Fuel processing technology, Vol. 54, p. 47-78, 1998.
- Aho, M. *Reduction of chlorine deposition in fb boilers with aluminium-containing additives*. Fuel, vol. 80, p. 1943-1951, 2001.
- Albine, D. O. *Theory and Experience on corrosion of waterwall and superheater tubes of waste-to-energy facilities*. New York, USA: Department of Earth and Environmental Engineering, Columbia University, 2005.
- Bakker, R. Rice straw for electricity e heat production. Disponible en <http://edepot.wur.nl/50726> [Último acceso: 2014].;
- Fenger. L. D. *The use of straw as energy source – example Denmark*, Central European Biomass Conference, 2008.
- Henderson, P.; Stalenheim, A. Materials for higher steam temperatures (up to 600 C) in biomass and waste-fired plant. A review of present knowledge. Disponible en <http://www.varmeforsk.se/reports?action=show&id=2439> acceso en 2011.
- K.O. Davidssona, L.-E. Amanda, B.-M. Steenarib, A.-L. Elleda, D. Eskilssonc, B. Leckner. Countermeasures against alkali-related problems during combustion of biomass in acirculating fluidized bed boiler, Chemical Engineering Science Vol. 63 (2008), p. 5314-5329.
- Simms, N., “Biomass Combustion Systems; Assessing Component Durability & Emissions”. Energy Technology, Centre Cranfield University. 2013.
- Barisic, V., Coda, E.Z. e Kzton, B. State-of-the-Art CFB Technology for utility-scale biomass power plants, 2010. Conference Power Plants 2010, Disponible en <http://e2010.drustvo-termicara.com/resources/files/presentations/barisic.pdf> [Último acceso: 2013].

- Obernberger, I., Biedermann, F., Ash-related problems during biomass combustion and possibilities for a sustainable ash utilization, 2005. Disponible en <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Biedermann-AshRelated-2005-10-11.pdf> [Último acceso: Agosto 2013].
- Yamamoto, K., Biomass Power generation by CFB boilers, Disponible en http://www.jfe-steel.co.jp/archives/en/nkk_giho/85/pdf/85_05.pdf.
- Koornneel, J., Junginger, M., Faaij, A., Development of fluidized bed combustion – An overview of trends, performance and cost, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 33, pp. 19-55, 2007.
- Bizon, K.D. de Jong, W, Siedlecki, M. Chirone, R., Investigation of agglomeration phenomena during fluidized combustion of biomass in a 1 MWt shallow bed boiler, the Combustion Colloquia, Italian section of the Combustion Institute, 2009, Disponible en www.combustioninstitute.it/procl/proc2009/data/c5.pdf. [Último acceso: 2013].
- Pitsinki, J., Na example of novel energy Technologies for Power production – OTSC CFB boiler, International Conference on early Stage Energy Technologies and Tool Training Seminar for assessment of their Market Potential, 2005
- Palonen, M., Lehtonen, P., Luomaharju, T., Increase of steam data with challenging fuels. 59 IEA – FBC, Meeting, 2009.
- Makkonen, P., Finnish experience on biomass utilization for cogeneration with emphasis on gasification, 1st European Conference on Polygeneration, 2007, disponible en six6.region-stuttgart.de/sixcms/media.php/773/15_Makkonen_P.pdf [Último acceso: 2013].
- Koornneef, J., Junginger, M., Faaij, A., Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost, *Progress in Energy and Combustion Science* 33, 19–55, 2007.
- Jantti, T., Sarkki, J., Lampenius, H., The Utilization of CFB Technology for Large-Scale Biomass Firing Power Plants, Power-Gen Europe June 8 – 10, 2010. Disponible en http://www.fwc.com/getmedia/88cdd758-cf60-46c4-b2dd-7bc02419fadf/TP_CFB_10_03.pdf.aspx?ext=.pdf [Último acceso: 2013].
- Enestam, S., Makela, L., STEAMAX – A Novel Approach for Corrosion Prediction, Material Selection and Optimization of Steam Parameters for Combustion of Bio and Waste Derived Fuels and Fuel Mixtures, Disponible en http://gtt.mch.rwth-aachen.de/gtt-web/Consulting/Workshops/WS2009/Abstract_Enestam_2009.pdf [Último acceso: 2013].
- S. Mani, S. Sokhansanj, X. Bi, A. Turhollow. ECONOMICS OF PRODUCING FUEL PELLETS FROM BIOMASS., *Applied Engineering in Agriculture*. Vol. 22(3): 421-426, 2006.
- Carolyn J. Roos. Biomass Drying and Dewatering for Clean Heat & Power. WSU, Extension Energy Program. September 2008. Disponible en <http://northwestchptap.org/NwChpDocs/BiomassDryingAndDewateringForCleanHeatAndPower.pdf>
- Shahab Sokhansanj, Manufacturing Fuel Pellets from Biomass. , Wood Pellet Research Program and Summary Results, PG Bioenergy, 2008 Disponible en <http://www.environmental-expert.com/articles/wood-pellet-research-program-and-summary-results-47047/full-article> [Último acceso: 2014].

ANEXO I- FABRICANTES DE SECADORES PARA BIOMASA

BIOMASAS CANADIENSES. TECNOLOGÍA DE SECADO.

Tanto para la combustión de la biomasa, como para la fabricación de pellets y briquetas de madera, el secado es un paso clave en la eficiencia del proceso en la planta. Los secadores de biomasa de madera son de diferentes tipos, temperaturas y configuraciones. Canadian Biomass ofrece una guía detallada de las tecnologías de secado de biomasa, disponibles para ayudar en la selección del mejor sistema para una aplicación particular. Toda la información es ofrecida por los fabricantes. (<http://www.canadianbiomassmagazine.ca>)

SECADOR SUIZO DE BANDA MÚLTIPLE.



El secador Suizo de Banda Múltiple es un secador de banda utilizado a bajas temperaturas. Como fuente térmica puede utilizar calor residual de otros procesos. Puede secar una gran diversidad de biomasa, tales como: aserrín, residuos de madera y cáscaras. Debido a las bajas temperaturas de secado, no se emiten cantidades importantes de sustancias volátiles. El proceso de secado en capas múltiples (hasta tres), permite alcanzar contenidos de humedad de hasta 1 %, con excelente eficiencia, minimiza la emisión de polvo y permite la completa saturación del aire utilizado

como agente secador, debido a que la capa inferior de material es la más húmeda y actúa como un filtro. Mediante reingeniería de este secador, se obtuvo el secador Kuvo, que es más robusto, más modular y puede fabricarse a mejores costos, no se requiere de soldadura alguna y el acceso a la inspección y el mantenimiento ha sido optimizado. Los sellos laterales se han mejorado, a fin de reducir las fugas de aire y las emisiones de polvo y—en dependencia de los requerimientos del local—se puede reducir el nivel de ruido. Más información en www.swisscombi.ch

SOLUCIONES DE SECADO ANDRITZ



Andritz ofrece una gama de soluciones de secado de biomasa. La tecnología es seleccionada basada en los intereses del cliente, la materia prima, y el calor disponible. Para fuentes de calor de bajo potencial, los secadores de banda son la primera opción y presentan mucha facilidad para el mantenimiento y la limpieza. Ellos utilizan como fuentes de energía: agua caliente, vapor, aceite caliente y gases de escape. Los secadores neumáticos son típicos para hornos y quemadores en calderas y permiten un secado final hasta de 96 % y un alto grado de pulverización para pequeñas partículas. Estos secadores son calentados, generalmente, por flujo de gases de escape. Los secadores de tambor rotatorios se utilizan cuando se cuenta con altos valores de la fuente térmica.

Tienen buenas características y circulación del aire, ofrecen una operación simple, alto grado de automatización, bajo flujo de gases y alta eficiencia energética. Los secadores de cama fluidizada son apropiados para material granulado y particulado. Con o sin un intercambiador de calor interno, la alta velocidad de transferencia de calor permite un secado y enfriamiento eficiente. Para más información, contacte a Joanne Turnell, joanne.turnell@andritz.com This e-mail address is being protected from spam bots, you need JavaScript enabled to view it , www.andritz.com

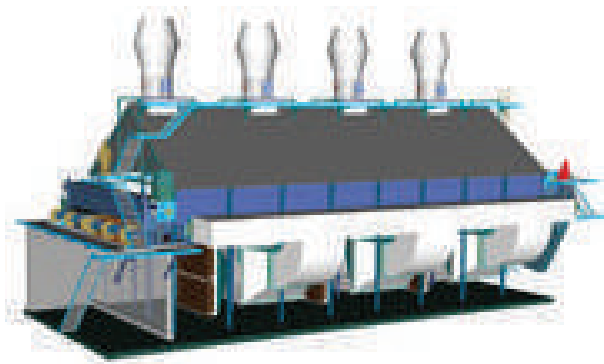
SISTEMAS DE SECADO EARTH CARE



Los Productos Earth Care ofrecen servicios de ingeniería y suministros de equipos de secado, junto con tecnologías de torrefacción. Sus sistemas de secado abarcan equipos probados en el estado del arte, con 38 años de experiencia en el continuo mejoramiento y una garantía a los consumidores del mejor y más eficiente sistema de secado disponible. Los sistemas de secado de productos de la Earth Care comienzan con la patente del secador Z8. Esta unidad implementa el diseño de la inversión del flujo, en un cilindro de 8 zonas, a fin de intensificar el contacto turbulento del material y el gas caliente (agente secador), con el consiguiente incremento de la eficiencia. El material pasa a través de una sección simple y luego a través de un flujo inverso en una sección

de paso triple, y luego se repite el proceso. El diseño del flujo inverso prevé el incremento de la velocidad a través del tambor, lo cual permite un secado uniforme de las diferentes partículas de diferentes tamaños, sin sobrecalentar las más pequeñas. Este diseño evita las emisiones de compuestos orgánicos volátiles durante el secado de madera. Los productos Earth Care cuentan con un sistema de sellaje simple, ruedas dentadas completas y revestimientos de acero inoxidable, a fin de garantizar una larga vida útil. La Compañía ofrece quemadores de biomasa, diseñados como complemento de los secadores Z8, junto con el sistema de control completo y equipos para la manipulación del material. Más información en www.ecpisystems.com

SECADORES EN CAMA BRUCKS



Los secadores en cama Brucks están concebidos para el secado de virutas de madera, aserrín, combustibles de forma complicada y biocombustibles. Los materiales son esparcidos en una capa amplia y transportados sobre una plancha de acero con pequeños agujeros (no mallas de alambre). Aire bajo presión es forzado a pasar a través de los agujeros y retira la humedad desde el fondo hasta la parte superior de la capa de material. A medida que éste se mueve a través del secador, se desprende un elevado volumen de vapor de agua, que escapa por la parte superior de la estera, dejando detrás al material seco.

Un sensor de humedad infrarrojo monitorea el proceso de secado y controla la posición del mecanismo que garantiza el nivel final de humedad. Las bajas temperatura (máximo de 120 oC) permiten mantener los volátiles y la emisión de partículas en un mínimo, haciendo posible alcanzar los límites permisibles sin necesidad de hacerle tratamiento alguno al aire de salida. El interior del secador es completamente accesible durante su funcionamiento. Más información en www.bruks.com

SECADOR CONTAINER AGROENERGIEN



El secador de biomasa Agroenergien's BDS-C es un sistema construido en un contenedor y consiste en un secador de banda sintética., muy útil en varios campos, como es el caso de secado de virutas de madera, granos y otros materiales. Tiene muchas ventajas, incluyendo intersecciones bien definidas, facilidad de acoplamiento a equipos existentes y facilidad de montaje, por ser prefabricado. Es portátil y puede ponerse a punto, para su uso, en un mínimo de tiempo. Es hermético no necesita colocarse bajo techo. La mayoría de ellos están ubicados próximos a plantas de biogas y trabajan con potenciales de secado de (70–90°C), procedentes de unidades de cogeneración y admiten sustancias húmedas hasta un 85 %. Más información en www.agroenergien.de

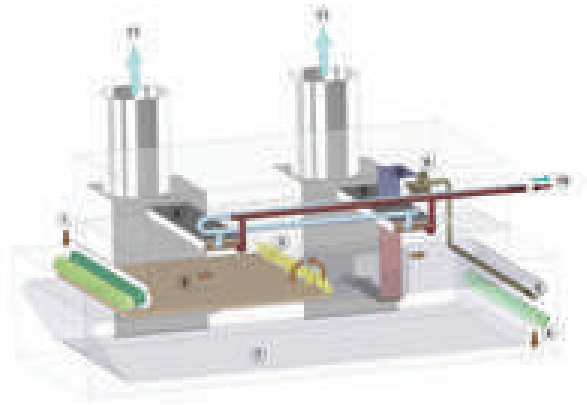
SECADORES ROTATORIOS Y TRANSPORTADORES AEROGlide



Aeroglide ofrece secadores rotatorios y transportadores para productos de la biomasa, que incluyen madera, pulpa, y materiales de desecho. Cada sistema es capaz de utilizar diferentes fuentes de calor, como son: quemadores de biomasa, vapor de baja presión o calor residual de plantas de generación. Los rotatorios son utilizados para secar materiales húmedos, o productos de la celulosa (lascas de madera, aserrín y otros) hasta un contenido de humedad final estable. Cuando se utilizan como enfriadores rotatorios, en ellos se atemperan o enfrían los productos secos, antes de almacenar o cargar. Los transportadores son apropiados para un amplio rango de materiales que requieren transportarse con bajas temperaturas de operación o pequeños tiempos de residencia. Esta tecnología ha sido exitosamente empleada en materiales orgánicos, como la madera, o celulosa y flujos residuales recuperados. El producto final puede peletizarse para quemarlo directamente o ulteriores procesamientos (alcohol de celulosa, gasificación y torrefacción). Para más información, visite www.aeroglide.com

SECADOR DE BANDA STELA

El sistema de secado a baja temperatura Stela Laxhuber es altamente eficiente e individualmente adaptable, dado su sistema modular. La biomasa se alimenta directamente dentro del secador mediante un transportador y se distribuye



en la banda de secado mediante una unidad específica para ese fin y cuenta con un regulador de altura que regula el espesor de la cama para alcanzar los parámetros específicos de secado. El aire caliente ventila la biomasa y seca el producto continuamente. Ese método de secado convectivo es muy noble, pues calienta la biomasa levemente, especialmente en la primera etapa de secado. El calor puede provenir de diferentes fuentes, que incluyen el aire caliente, gases de combustión, agua caliente y vapor. Un censor de humedad habilitado convenientemente, controla el proceso para mantener la humedad final dentro del margen de tolerancia. El sistema de limpieza, en la alimentación y en la descarga, garantiza la operación continua sin contratiempos y un sistema adicional de protección permite la parada automática en caso de emergencia. El desplazamiento de la banda, su tensión y el alineamiento son monitoreados continuamente y se ajustan en caso necesario. Una tecnología de ventilación múltiple permite el control selectivo del aire para las etapas individuales de secado, incrementando la velocidad de secado y reduciendo el ruido y la potencia. Stela Laxhuber ha vendido e instalado innumerables sistemas de secado durante décadas y garantiza la asistencia técnica de ingeniería según necesidades. Más información en www.stela.de

SECADORES DE VAPOR SOBRECALENTADO GEA BARR-ROSLN



Los secadores de vapor sobrecalentado (SSD) GEA Barr-Rosin son secadores neumáticos de calentamiento indirecto, en los que el agua de los productos o materiales produce vapor de 0.5 a 4 bar de presión manométrica. No hay aire ni gases en contacto con el producto ni emisiones a la atmósfera. Como agentes de calentamiento indirecto pueden utilizarse: vapor de calderas, gases de combustión, o agua caliente. Comparados con los secadores abiertos el SSD consume menos energía bruta (aproximadamente 1,280 BTU/libra de agua evaporada). El calor recuperado en el agua evaporada (vapor) es 1,025 BTU/libra, aproximadamente. Desperdicios, cáscaras y residuos de madera, con hasta 90-95 % de humedad, pueden secarse antes de utilizarse como combustible, lo cual resulta en una producción máxima y estable de vapor en la caldera, que puede utilizarse

para calentamiento o para producir potencia en una turbina de vapor. Solamente una parte del vapor se utiliza el calentamiento en el SSD, pues el calor recuperado, cerca del 80 %, se invierte en generar vapor para el secador de pulpas y papel o en otros procesos. Más información en www.barr-rosin.com

SECADOR DE TAMBOR ROTATORIO DIEFFENBACHER.



La Schenkman – Piel Ingeniería, uno de los miembros del Grupo Dieffenbacher, posee una amplia experiencia mundial en tecnologías de secado, aplicadas a residuos de madera y su pelletización, en las que – utilizando un secador de tambor de un solo paso – ha obtenido óptimos resultados. En este sistema la madera se alimenta dentro del tambor, entrando en contacto con el metal interior, que se mantiene caliente gracias a la combustión de combustible sólido y el aire caliente generado. La transferencia de calor ocurre por conducción a través de las partes de acero y por convección entre el aire caliente y las partículas de madera. Las paletas interiores del tambor y

el movimiento del aire desplazan el material hacia el área de descarga

La elevada diferencia de temperaturas permite reducidos volúmenes de gases y baja potencia del ventilador, además de que es posible la recirculación de gases. La principal característica de estos secadores es la reducida demanda de energía eléctrica y térmica, el pequeño volumen de salida, el poco espacio para su instalación y el bajo costo de inversión. Más información en www.dieffenbacher.de

SISTEMAS ROTATORIOS ENERGY UNLIMITED INC. (EUI)



Se fabrican desde 1985, con capacidades de 1 a 15 t/h, y una reducción de humedad desde 60 hasta 10 %. Son ofertados en forma compacta e incluyen quemadores de combustibles sólidos y toda una variedad de equipos de control de polvo. Una vez instalados, el sistema está listo para recibir el producto húmedo y entregarlo seco. Se construyen de un solo paso y de tres pasos. Tanto el material húmedo como el agente de secado son transportados en todo el equipo y el secado se produce tanto por conducción como por convección. Más información en www.energyunlimitedinc.com

ANEXO II – FABRICANTES DE EQUIPOS PARA PELETIZACIÓN DE BIOMASA

La *Canadian Biomass* ofrece información actualizada de los equipos disponibles para la elaboración de pelets, es decir, da a conocer cuál es el nivel de la tecnología y las capacidades disponibles, conforme las necesidades de la industria, con todos los datos suministrados por los fabricantes. <http://www.canadianbiomassmagazine.ca>

PELETIZADOR BLISS-FULL



La Bliss-Full fabrica equipos de peletización de biomasa para uso residual comercial e industrial. Se fundó en 1981 y la compañía mantiene una reputación elevada en lo referente a la eficiencia de fabricación, fiabilidad y calidad de sus

equipos. Desarrollado a partir de un concepto de diseño probado en todo el mundo, el círculo de Pioneer Pellet Mills está en expansión. Una combinación de total fiabilidad, máxima eficiencia y facilidad de operación y mantenimiento, reduce los costos de operación. Con la capacidad de suministrar equipos en un amplio rango de dimensiones, velocidades y potencia motriz, la Bliss Industries produce con alta calidad y bajo costo. También fabrica una línea de molinos de martillos y enfriadores para reducir las dimensiones de la biomasa. Más información en www.bliss-industries.com o en la dirección de correo sales@bliss-industries.com

KAHL

Las plantas de peletización KAHL compactan exitosamente productos orgánicos de diferentes dimensiones de partículas, contenido de humedad y densidad aparente. Las prensas de la compañía son útiles particularmente para productos con dificultades en la peletización, pues son diseñados para residuos de madera, laminas, virutas, aserrín etc. La gran variedad de productos que puede procesar y las diferentes dimensiones de las plantas permiten satisfacer los más amplios requerimientos. La compañía está especializada en producir pelets de alta calidad y densidad, lo cual facilita la capacidad de combustión, además de ofrecer consultoría, asistencia técnica, servicios ingenieros, montaje y servicios de posventa. Además ofrece servicios de pruebas rápidas en plantas pilotos y de plantas completas para la mayoría de las aplicaciones. Para mayor información viste <http://www.kerry-die.com/>

BÜHLER



Bühler es un suministrador de tecnologías de peletización de biomasa desde 1996 y constituye una de las mayores instalaciones de Europa. En el 2007 la compañía fue solicitada para un contrato de la mayor planta de trituración y peletización

de la Florida, la cual produce pelets de madera con una capacidad de 500 000 t/año. El equipamiento suministrado abarca equipos eléctricos y mecánicos, sistemas de control y supervisión del montaje. La compañía también construye instalaciones más pequeñas, de 3,5 a 4 t/h, en dependencia del tipo de madera. Bühler está especializada en la ingeniería y el suministro de soluciones integrales para el servicio y el equipamiento para diferentes dimensiones de la madera y ofrece secadores de banda o de tambor de la propia, acoplados al molino de martillo vertical DFZK, que opera garantizando las siguientes operaciones: sin aspiración de aire; preparación y peletización con el molino de madera RWPR-9.138 (con motor de hasta 450 hp); enfriamiento con un enfriador a contra corriente o de banda; tamizado en criba oscilante DFTA o la circular DFTD; descarga ensacada o a granel; sistema de control eléctrico; montaje, supervisión y puesta en marcha de los equipos mecánicos y eléctricos. Asimismo, vende plantas completas, y secciones de plantas y máquinas simples. Más información en www.buhlergroup.com o a la dirección de correo adrian.polman@buhlergroup.com

KERRY DIE



El sistema integrado de peletizado de madera de la KERRY DIE prepara la mayoría de las características de la materia prima en una unidad

procesadora antes de introducirla a la prensa de alta presión, la cual combina una producción elevada con un bajo consumo energético para producir pelets combustibles de madera. La compañía ha diseñado un nuevo sistema de peletizado B-Mass 800, utilizable tanto para 6 t/h, como para 10 t/h. El medidor electrónico de análisis químico mide con precisión las propiedades de la materia prima de entrada y el procesador/ condensador calorífico 6M activa estas propiedades, remueve el exceso de humedad y luego el material seco se alimenta a la prensa B-Mass 800. Los cilindros externos y el mecanismo de la velocidad se programan y ajustan automáticamente para garantizar la máxima producción con la mínima energía consumida. El poco contacto entre los cilindros y el mecanismo garantiza un desgaste mínimo de ambos elementos y la bajas rpm y la materia prima procesada mejora el tiempo de vida de los componentes fundamentales. Para mayor información visite

LA MECCANICA



Los 48 años de LA MECCANICA en el diseño y construcción de máquinas industriales de peletizado abarca: molinos, plantas de deshidratación, refinerías de azúcar, plantas de procesamiento de fertilizantes orgánicos, industrias de residuos y reciclaje y plantas de peletización de madera. La maquinaria de LA MECCANICA está diseñada específicamente para soportar los rigores de la producción de pelets de madera con gran durabilidad de los cojinetes, mecanismos y cilindros, contribuyendo a una vida prolongada. Ella ofrece varios costos operacionales atribuibles en parte a la durabilidad de sus componentes, la cual puede incrementar la esperanza de vida de la maquinaria, aproximadamente hasta tres veces.

LA MECCANICA monitorea la posibilidad de atender las diferentes solicitudes y requerimientos. Más información en <http://www.la-meccanica.it/spa/index.asp>

NOVA PELLETS



Nova Pellets construye un amplio rango de maquinarias para la producción de pelets en pequeña, media y gran escala. Combina una tecnología patentada, eficiente y

amistosa con el medio ambiente, entre ellos un mecanismo servo motor y un sistema de control lógico programable, que incrementa la eficiencia y minimiza la potencia eléctrica por cada kg/h de pelets producido, lo que propicia un significativo ahorro de energía. Toda la maquinaria se desarrolla para obtener bajos costos de producción y elevada calidad de los pelets, a fin de hacerla más competitiva. Más información en <http://novapellet.it/inglese/index.htm>

SILVANA TRADING y SPC



Esta firma está especializada en la fabricación de pelets en pequeña escala, de la Sweden Power Chippers para capacidades de 1000 a 15 000 t/año de pelets.

Suministra tanto prensas individuales, como instalaciones llave en mano, las cuales tienen completamente automatizada su producción con mínimos requerimientos y la misma puede incrementarse fácilmente adicionando líneas paralelas. Los rangos de fabricación de pelets de madera van desde 8 mm de diámetro y 250 a 350 kg/h en la PP300 Kompakt, hasta diámetros de 6 a 8mm y capacidad de 500kg/h en la PP450. La producción de pelets a pequeña escala es ventajosa cuando los costos de la materia prima y la transportación son bajos, como es el caso de las láminas de madera seca y aserrín de alguna fábrica o instalación ya existente. Para más información visite www.silvanatrading.com o contáctese a info@silvanatrading.com.

Capítulo 4

Procesos biológicos de conversión

JOSÉ CARLOS ESCOBAR PALACIO
DIMAS JOSÉ RÚA OROZCO
ELECTO SILVA LORA
OSVALDO JOSÉ VENTURINI
REGINA MAMBELI BARROS

El presente capítulo trata sobre los aspectos tecnológicos, bioquímicos y económicos de la conversión de la biomasa utilizando métodos biológicos. Primeramente se discute la biodigestión: composición del biogás, el impacto de la composición de diferentes materias primas o substratos y de los parámetros del proceso sobre el rendimiento en biogás, la concentración de metano e impurezas. Se hace énfasis sobre los aspectos de purificación del biogás para su conversión en biometano. En una segunda parte del capítulo se analiza la conversión de materiales lignocelulósicos en etanol por conversión bioquímica, destacando los métodos de pre-tratamiento e hidrólisis. Se presentan diferentes alternativas de implementación de esta ruta en las actuales condiciones y también se muestran esquemas productivos de las plantas de azúcar y alcohol. Finalmente se colocan algunos ejemplos de plantas comerciales ya existentes para la producción de etanol a partir de materias primas lignocelulósicas.

La conversión de la biomasa en energía (también llamada bioenergía) abarca una amplia gama de diferentes tipos y fuentes de biomasa, opciones de conversión, aplicaciones de uso final y las necesidades de infraestructura. La biomasa se deriva de la producción de cultivos energéticos como el Eucalipto o la Grama Elefante entre otros, de la silvicultura y otros residuos vegetales (residuos forestales, paja, etc.) y a partir de residuos de biomasa como los lodos de residuos industriales orgánicos y residuos orgánicos domésticos.

BIOMASA: ASPECTOS GENERALES

El término biomasa engloba la materia vegetal generada a través de la fotosíntesis y sus derivados, tales como: residuos forestales y agrícolas, residuos animales y la materia orgánica contenida en los residuos industriales, domésticos, municipales, plantas acuáticas y algas, etc. [1].

La biomasa puede ser convertida en formas aprovechables de energía utilizando diferentes procesos de conversión. Los factores que influyen en la selección del método de transformación son: el tipo y la cantidad de biomasa, a forma deseada de energía, los requerimientos del uso final; exigencias ambientales, aspectos económicos entre otros.

La Figura 4.1 muestra los diferentes tipos de biomasa que pueden ser utilizadas como materia prima para la producción de energía.

Las mejoras en el aprovechamiento de la biomasa como materia prima requieren un gran esfuerzo para desarrollar nuevos sistemas de producción en el que las etapas de cultivo, transformación y aprovechamiento de los productos se lleven a cabo de manera eficiente con bajos impactos ambientales. Sin embargo, el éxito depende de hasta qué punto es posible cambiar de forma gradual la producción actual de bienes y servicios de los combustibles fósiles por materias primas de origen biológico.

En la actualidad, las fuentes de energía derivadas de la biomasa suministran, a nivel mundial,

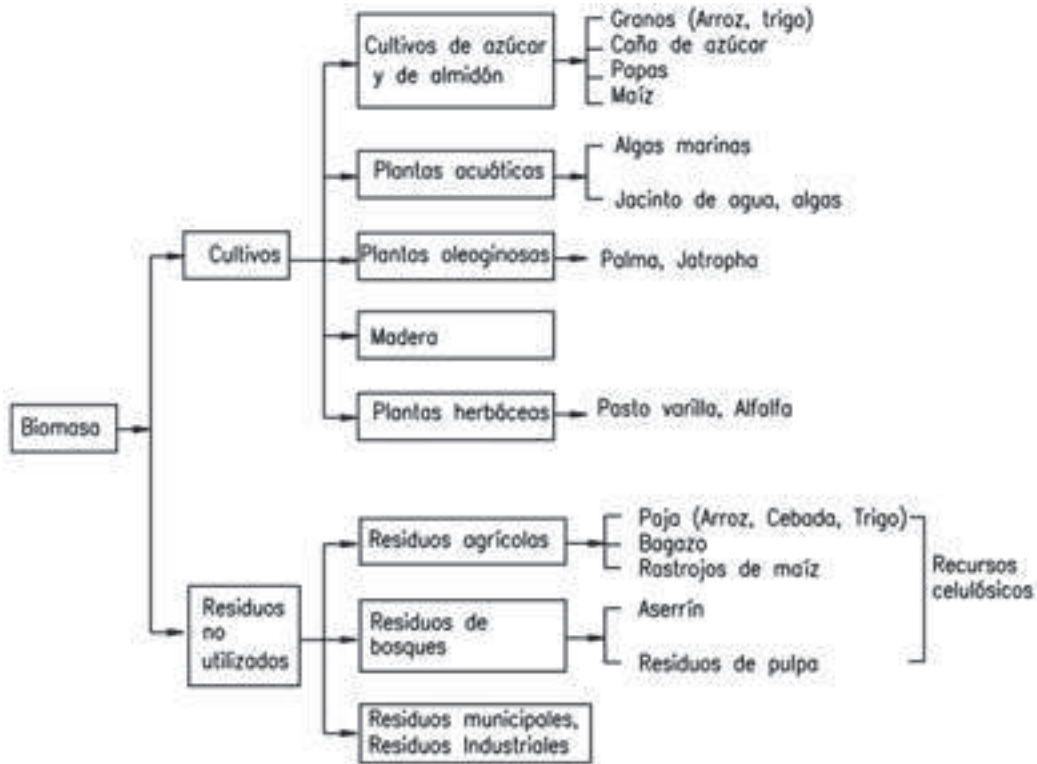


Figura 4.1 La biomasa como materia prima

Fuente: [2]

50 EJ (lo que representa el 10% del consumo anual de energía primaria mundial y el 75% de la energía derivada de fuentes alternativas de energía renovable) de la energía utilizada en el mundo. Por otro lado, se espera que la energía derivada de la biomasa pueda aportar 1.500 EJ en el año 2050. En este momento, sólo el 2% de las fuentes de energía derivadas de la biomasa son utilizadas en el sector de transportes, mientras que el resto es generalmente utilizado para usos domésticos. Combustibles de transporte derivados de la biomasa (biocombustibles), se pueden producir utilizando cultivos agrícolas convencionales que también pueden ser utilizados en la producción de alimentos (tecnologías de conversión de primera generación), cultivos lignocelulósicos y desechos agrícolas no utilizados (tecnologías de conversión de segunda generación) u organismos microscópicos (tecnologías de conversión de

tercera generación) [3]. La Tabla 4.1 presenta una clasificación y características de diferentes tipos de materias primas y los procesos de transformación utilizados para la obtención de energía.

ENERGÍA EN LA BIOMASA

La cantidad de biomasa que una planta produce depende principalmente de la energía solar que recibe y del total que puede almacenar como hidratos de carbono. Las plantas usan el 0,1% de la radiación solar para el proceso de la fotosíntesis.

A través de la fotosíntesis, y con el dióxido de Carbono (CO₂), agua y la clorofila, los hidratos de carbono son producidos y están contenidos en los tejidos de las plantas y contienen una proporción de la energía solar atrapada en sus enlaces químicos [4]. La ecuación 4.1 muestra el proceso

Tabla 4.1 Clasificación y características de diferentes tipos de materias primas y procesos de transformación utilizados para la obtención de energía a partir de la biomasa [3].

Materia prima	Ventaja	Desarrollo de la tecnología asociada	Limitación	Participación de la energía renovable total en el mundo (%)	Participación del total de energía en el mundo (%)
Primera generación (por ejemplo: cultivos alimentarios)	Excelente contenido energético	Relativamente madura (por ejemplo: refinerías de bioetanol)	Requiere tierra cultivable tropical	~9	~1
Segunda generación (por ejemplo: cultivos energéticos)	No compite con las industrias de alimentos	Relativamente no madura	Tecnologías de tratamiento laboriosas y costosas	~87	~10
Tercera generación (por ejemplo: micro algas)	No utiliza insumos agrícolas ni tierras	No madura	Bajo rendimiento de los portadores de energía	~0	~0
Otros (por ejemplo: residuos sólidos municipales)	Sin costo asociado con la materia prima	Madura (por ejemplo: digestión anaeróbica)	Tamaño de la materia prima inconsistente	~4	~0,5

simplificado de la producción de hidratos de carbono en las plantas a partir de la fotosíntesis [4].



PROCESOS DE CONVERSIÓN DE LA BIOMASA

Las tecnologías de conversión para la utilización de la biomasa pueden ser divididas en dos rutas: (i) procesos termoquímicos; (ii) procesos bioquímicos. Extracción mecánica (con esterificación) es la tercera tecnología para la producción de energía a partir de biomasa, por ejemplo, éster metílico de colza (RME) biodiesel.

Dentro de la conversión termoquímica cuatro opciones de proceso están disponibles: la combustión, pirólisis, gasificación y licuefacción. La conversión de bioquímica abarca dos opciones de procesos: La fermentación (utilizada para la producción de combustibles) y la digestión (utilizada para la producción de biogás, una mezcla de principalmente de metano y dióxido de carbono). Esta última ruta conversión depende de la acción

de microorganismos como enzimas y bacterias para la transformación energética de la biomasa. La Figura 4.2 muestra una representación esquemática de las diferentes rutas de conversión de la biomasa.

Se observa de la Figura 4.2 que la biomasa puede ser convertida en tres productos principales: dos relacionados con la producción de generación de energía (potencia) o calor, y combustibles para el sector de transporte—y uno como materia prima para la industria química. Entre las opciones para la conversión de energía de la biomasa este capítulo estará centrado en la producción de combustibles líquidos a partir de procesos de fermentación para la producción de etanol y butanol a partir de caña de azúcar y la producción de biogás.

Una variedad de combustibles puede ser producida a partir de residuos de biomasa incluyendo combustibles líquidos, tales como etanol, metanol, biodiesel, biodiesel de Fischer-Tropsch, y combustibles gaseosos, tales como hidrógeno y metano. Los recursos para la obtención de estos biocombustibles son obtenidos de una amplia variedad de recursos forestales y agrícolas, residuos

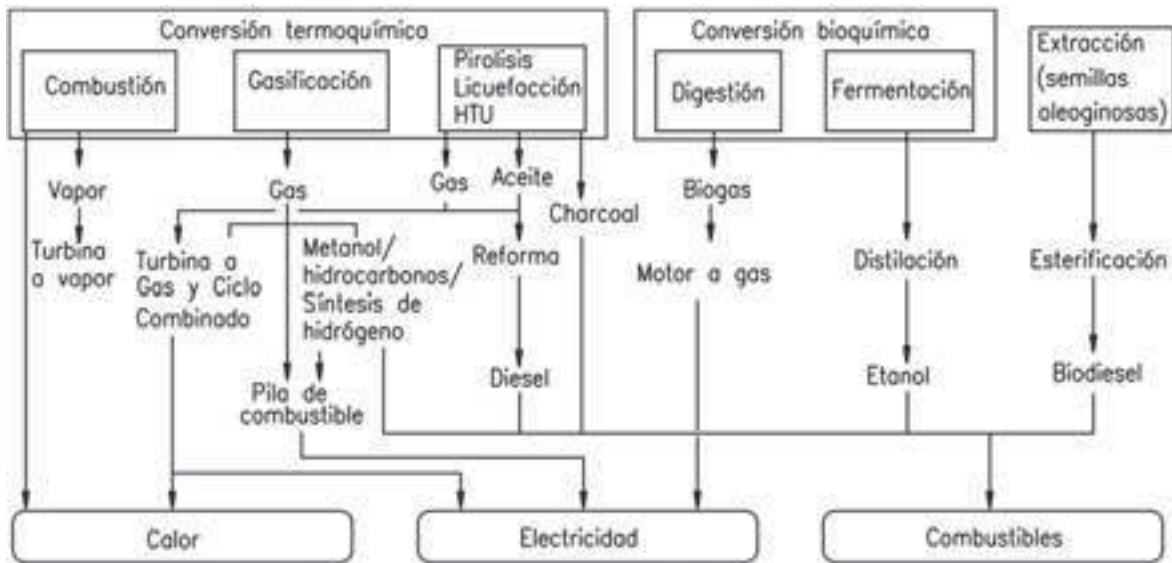


Figura 4.2 Rutas de conversión energética de la biomasa

Fuente: [5]

de procesos industriales, desechos de madera y residuos sólidos urbanos municipales. La materia prima con el mayor potencial para la producción de etanol son los residuos de biomasa lignocelulósica, que incluyen materias primas tales como residuos agrícolas (rastreo de maíz, paja de los cultivos y bagazo), cultivos herbáceos (alfalfa, pasto elefante), cultivos leñosos de ciclo corto, residuos forestales, residuos de papel y otros desechos (municipales e industriales).

Los procesos bioquímicos, como la digestión anaeróbica, también pueden producir energía limpia en forma de biogás que posteriormente puede ser convertido en potencia y calor utilizando un motor de gas. Otras aplicaciones incluyen la utilización de este producto como sustituto del gas natural o en motores automotivos después de un proceso de purificación.

La digestión anaerobia es un proceso a través del cual la materia orgánica se descompone a través de las vías metabólicas de los microorganismos de origen natural en un ambiente de oxígeno reducido formando el biogás y fertilizantes. Casi cualquier material orgánico puede ser procesado

con la digestión anaerobia. Esto incluye los materiales de desecho biodegradables, tales como los residuos sólidos municipales, el estiércol animal, desechos avícolas, desechos de alimentos, aguas residuales y desechos industriales.

DIGESTIÓN ANAERÓBIA (BIODIGESTIÓN)

Fundamentos

La digestión anaeróbica es un proceso biológico complejo y degradativo en el cual parte de los materiales orgánicos de un substrato (residuos animales y vegetales) son convertidos en biogás, mezcla de dióxido de carbono y metano con trazas de otros elementos, por un consorcio de bacterias que son sensibles o completamente inhibidas por el oxígeno o sus precursores (e.g. H_2O_2). Utilizando el proceso de digestión anaeróbica es posible convertir gran cantidad de residuos, residuos vegetales, estiércoles, efluentes de la industria alimentaria y fermentativa, de la industria papelera y de algunas industrias químicas, en subproductos

útiles. En la digestión anaerobia más del 90% de la energía disponible por oxidación directa se transforma en metano, consumiéndose sólo un 10% de la energía en crecimiento bacteriano frente al 50% consumido en un sistema aeróbico [6].

Biogás

El término *biogás* se utiliza comúnmente para referirse a un gas que se ha producido por la descomposición biológica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno [7]. El biogás es uno de los subproductos de la digestión anaerobia [8] de la materia orgánica (de plantas o animales) por un grupo específico de bacterias por lo que algunos autores lo llaman *gas natural renovable*.

El biogás se produce en todos los ambientes naturales donde haya materia orgánica degradable y bajos niveles de oxígeno. Estas fuentes naturales de biogás son: sedimentos acuáticos, suelos húmedos, la materia orgánica enterrada, animales y tracto digestivo de insectos, y el núcleo de algunos árboles. Las actividades del hombre crean fuentes adicionales que incluyen los rellenos sanitarios, lagunas de aguas residuales, y las estructuras de almacenamiento de residuos. Las emisiones a la atmósfera de biogás a partir de fuentes naturales y artificiales contribuyen al cambio climático debido a la importancia que tiene el metano como gas de efecto invernadero. La tecnología del biogás permite la recuperación de biogás de la digestión anaeróbica de la materia orgánica utilizando recipientes sellados, y hace que el biogás esté disponible para su uso como

combustible para la calefacción directa, generación eléctrica o mecánica y otros usos en los que se convierte finalmente en dióxido de carbono. El biogás se hace a menudo a partir de desechos, pero se puede producir también a partir de cultivos energéticos como se verá más adelante [9].

Según Ryckebosch, Drouillon y Vervaeren [10], el biogás bruto (Tabla 4.2 se compone principalmente de metano (CH_4 , 40-75%), que es el único componente del biogás, que contribuye al poder calorífico y dióxido de carbono (CO_2 , 25-60%), que reduce el poder calorífico y es corrosivo, especialmente en presencia de humedad. Vestigios de otros componentes pueden estar presentes en el biogás y pueden ser un inconveniente si no se eliminan, entre ellos están: sulfuro de hidrógeno (H_2S , 0,005-2%), que además de ser corrosivo puede emitir dióxido de azufre durante la combustión; siloxanos (0 a 0,02%); hidrocarburos halogenados (compuestos orgánicos volátiles tales como tolueno, acetato, benceno, nonano, octano, o-xileno, m-xileno, <0,6%); El amoníaco (NH_3 , <1%), que emite NO_x durante la combustión; vapor de agua (H_2O 5-10%), que facilitan la corrosión en presencia de CO_2 y dióxido de azufre (SO_2); oxígeno (O_2 , 0-1%); monóxido de carbono (CO <0,6%) y nitrógeno (N_2 , 0-2%) que reduce el poder calorífico ([11], [10]). Afortunadamente, existen tecnologías de purificación de biogás para una mejor utilización de la energía del mismo.

De todos modos, es esencial entender las rutas bioquímicas de la digestión anaeróbica de

Tabla 4.2 Composición del biogás obtenido a partir de diferentes fuentes. Adaptado y traducido de [11]

Fuente de biogás	CH_4 (%)	CO_2 (%)	O_2 (%)	N_2 (%)	H_2S (ppm)	Benceno (mg/m^3)	Tolueno (mg/m^3)
Relleno Sanitario	47-57	37-41	<1	<1-17	36-115	0,6-2,3	1,7-5,1
Digestor de aguas residuales	61-65	36-38	<1	<2	Abajo del límite de detección	0,1-0,3	2,8-11,8
Planta de biogás en granjas	55-58	37-38	<1	<1-2	32-169	0,7-1,3	0,2-0,7

materia orgánica, para mantener la calidad del biogás generado, ya que este está compuesto de varias sustancias, cuya relación es una función del equilibrio entre tales rutas y poblaciones microbianas implicadas.

Materias primas para la producción de biogás

Diferentes materias primas producen diferentes cantidades de biogás y metano en función de su contenido de carbohidratos, grasas y proteínas (Tabla 4.3). En teoría, todos los materiales biodegradables con contenido de lignina razonable (es decir, que no sean madera) son materias primas adecuadas para los procesos de biogás. En la agricultura, el estiércol y la mayoría de la biomasa de plantas se pueden utilizar en plantas de producción de biogás, mientras que, en las ciudades y municipios, los residuos de alimentos y lodos de aguas residuales son el material más importante para los procesos de biogás. Los subproductos biodegradables obtenidos en algunos sectores industriales pueden ser utilizados en plantas de biogás.

Las principales materias primas para la producción de biogás incluyen:

- El estiércol del ganado, cerdos, aves de corral, etc.
- Los residuos sólidos urbanos—la mezcla de RSU entregado a rellenos sanitarios posee aproximadamente 30% de orgánicos.

- Biosólidos de aguas residuales y lodos primarios – subproductos del proceso de tratamiento de aguas.
- Cultivos energéticos: Cultivos utilizados para la producción de biogás
- Residuos de la pérdida de alimentos: Alimentos comestibles, después de la cosecha, que están disponibles para el consumo humano, pero no se consumen por cualquier razón.
- Residuos de producción de alimentos—los subproductos de la producción de alimentos y la industria de transformación.

La Figura 4.3 muestra la producción de biogás y el contenido de metano para diferentes materias primas o sustratos [12]. A continuación se analizan en detalles las características de cada sustrato.

Estiércol

Básicamente, todos los tipos de estiércol pueden ser enviados a plantas de biogás. Además, dependiendo de sus características y cantidades, y del diseño de la planta, estos residuos pueden ser digeridos por sí solo o en conjunción con la digestión de otras materias primas lo que se conoce como co-digestión. El potencial de producción de metano varía con el tipo de estiércol (Tabla 4.4 que depende de factores como el tipo de alimentación y las condiciones de cría de los animales, el contenido total de sólidos (ST) y el material de cama utilizado en corrales, gallineros y porquerizas. El estiércol es un buen material de base para las plantas de biogás ya que se produce

Tabla 4.3 Producción teórica de Biogás y metano a partir de hidratos de carbono, grasas y proteínas.

	Biogás (m ³ /t)	Metano (m ³ /t)	Contenido de Metano (%)
Carbohidratos	830	415	50,0
Grasas	1444	1014	70,2
Proteínas	793	504	63,6

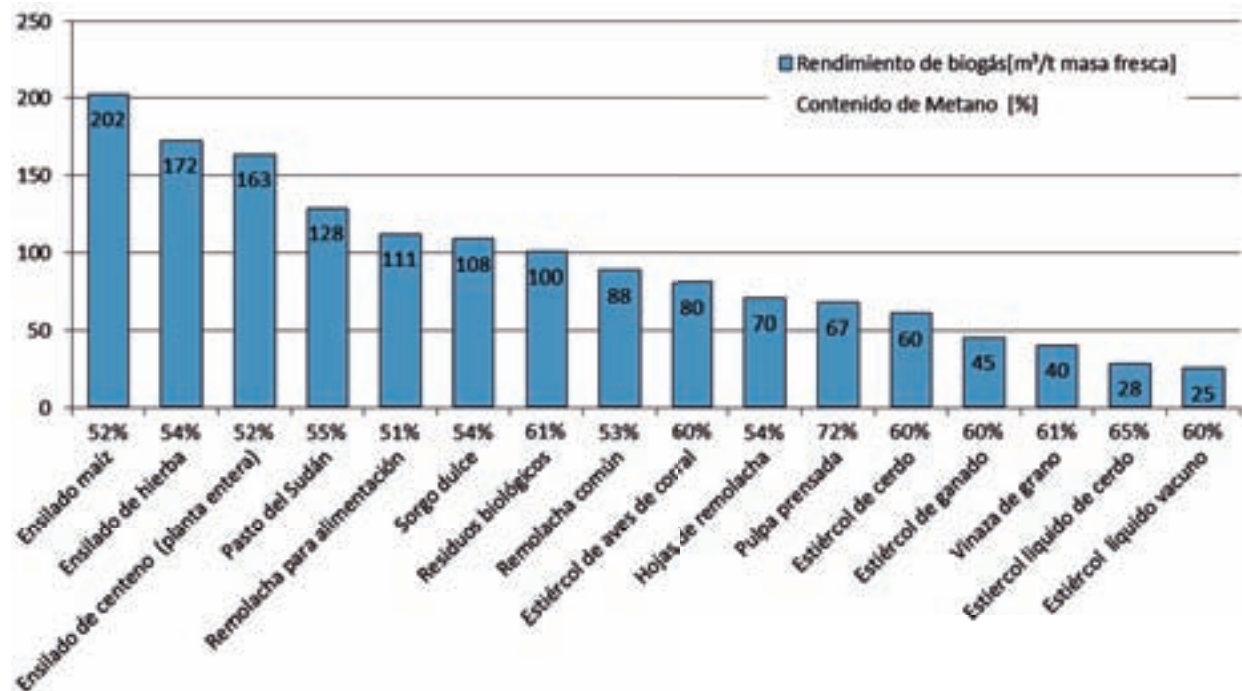


Figura 4.3 Rendimiento medio en biogás de diferentes materias primas

Fuente: [12].

Tabla 4.5 BMP de diferentes cultivos energéticos y residuos de cosecha y rendimiento de metano para co-digestión con estiércol a gran escala [13].

Sustrato	Proporción Estiércol/ Biomasa vegetal	HRT(d)	OLR (kgVS/ m³d)	BMP/CH4 (m³/tVS adic.)	BMP/CH4 (m³/tFM adic.)
Maíz	ND	ND	ND	410	ND
Maíz	ND	ND	ND	312-365	ND
Trigo	ND	ND	ND	390	ND
Cebada	ND	ND	ND	360	ND
Gramínea	ND	ND	ND	410	ND
Gramínea (timothy-clover)	ND	ND	ND	370-380	72-85
Gramínea para ensilado	ND	ND	ND	306-372	72-104
Alpiste	ND	ND	ND	253-351	47-116
Trébol	ND	ND	ND	350	ND
Trébol rojo	ND	ND	ND	280-300	41-68
Estiércol de vaca + gramínea para ensilado	93:7	54	2,7	240	17
Estiércol de cerdo + centeno + maíz	43-50:50-57	75-130	2,11-4,25	360-400	ND

ND: no determinado.

continuamente y está disponible, contiene todos los nutrientes requeridos por las bacterias anaeróbicas, y tiene una alta capacidad de taponamiento. Sin embargo, el contenido de nitrógeno del estiércol de aves de corral especialmente, puede requerir tecnologías específicas (por ejemplo, dilución con agua fresca o purificada de proceso o co-digestión con otros materiales menos ricos en nitrógeno) con el fin de evitar la inhibición [13]

Cultivos energéticos y residuos de cultivos

Para la producción de biogás, los cultivos energéticos y/o residuos de cultivos (biomasa vegetal), se deben cosechar dentro de su periodo de crecimiento (plantas verdes y frescas) debido a que un material seco producirá menos biogás que uno verde. La biomasa vegetal puede ser suministrada a los reactores de biogás recién cortada o después de ser almacenada. Aún bajo condiciones de almacenamiento óptimas, esta biomasa pueden ser parcialmente degradadas lo que generalmente disminuye su potencial de metano biológico (BMP). Por lo tanto, el almacenamiento debe ser optimizado para prevenir tal degradación. Al ensilar por ejemplo maíz en condiciones anóxicas óptimas y sin aditivos se ha informado incluso un aumento en un 25% de BMP, al parecer debido a la formación de ácidos orgánicos (ácido láctico) que sirve como un precursor para la producción de metano. En la Tabla 4.5 se muestra que la co-digestión continua de biomasa vegetal con

estiércol tiene un potencial energético mayor que la simple digestión del estiércol, incluso para una pequeña adición de material vegetal se obtiene un aumento significativo en el rendimiento de metano [13].

Resíduos municipales e industriales

Varios residuos municipales e industriales y subproductos son sustratos adecuados para las plantas de biogás (Tabla 4.6). Las características de estos materiales pueden variar de muchas maneras. Por ejemplo, las características de la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales (OFMSW) varían dependiendo del método y lugar de recolección, y la época del año. Además, los lodos de las aguas residuales de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales e industriales pueden ser dirigidos a los procesos de biogás. Sus características son también variables dependiendo del proceso de tratamiento de aguas residuales y el origen de las aguas residuales. Muchos de los subproductos de la elaboración de alimentos ofrecen buenas materias primas para las plantas de biogás, pero otras materias primas orgánicas, industriales también están disponibles [13].

La Tabla 4.7 presenta una comparación de la composición de biogás para diferentes tipos de materias primas.

En Europa es una tendencia consolidada el co-procesamiento de mezclas de diferentes sustratos en plantas centralizadas de producción de biogás y energía eléctrica (Tabla 4.8).

Tabla 4.6 BMP de algunos residuos municipales e industriales y subproductos [13].

Sustrato	BMP (m ³ /tVS adic.)	BMP (m ³ /tFM adic.)
OFMSW, desechos alimenticios	300-500	130
lodos de aguas residuales	220-430	10-32
procesamiento de subproductos cárnicos	500-900	100-300
Lodos de trampas de grasa	920	250
subproductos de la papa	323-373	ND

ND: no determinado; *OFMSW:* fracción orgánica de los residuos sólidos municipales
Fuente: [13].

Tabla 4.7 Composición del biogás en función de la materia prima utilizada

Componente	Desechos agrícolas	Lodos cloacales	Desechos industriales	Relleno sanitario
Metano	50-80%	50-80%	50-70%	45-65%
Dióxido de Carbono	20-50%	20-50%	30-50%	34-55%
Agua	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado
Hidrógeno	0-2%	0-5%	0-2%	0-1%
Sulfuro de hidrógeno	100-700ppm	0-1%	0-8%	0,5-100ppm

Fuente: [14].

Tabla 4.8 Diferentes alternativas de co-digestión implementadas en Alemania

Materias primas AD	Sistemas de biogás en pequeña escala (SS)			Sistemas de biogás a gran escala (LS)		
	Caso base (Base SS)	SS-1	SS-2	Caso base (LS Base)	LS-1	LS-2
Estiércol de ganado	55%	30%	40%	13%	25%	
Paja			5%			
Ensilado de maíz	45%	50%			35%	
Ensilado de hierba		10%			18%	
Ensilado de plantas de trigo		10%			22%	
Residuos sólidos urbanos				14%		90%
Residuos de alimentos			20%	10%		6%
Pulpa			10%			
Residuos de los mataderos (contenido vísceras)			15%	14%		4%
Grasa de separador de lodos			105%	49%		

Fuente: [15].

Mecanismo de la digestión anaerobia

La digestión anaeróbica es un proceso muy complejo tanto por el número de reacciones bioquímicas que tienen lugar como por la cantidad de microorganismos involucrados en ellas. De hecho, muchas de estas reacciones ocurren de forma simultánea.

Por simplicidad la digestión anaeróbica se puede dividir en cuatro etapas, y si se tiene en cuenta la reducción de sulfato, puede dividirse en cinco etapas que son (Figura 4.4): hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis, metanogénesis y sulfidogénesis (reducción de sulfato) [16], [17], [18].

En la hidrólisis ocurre el rompimiento de las sustancias orgánicas más complejas en compuestos más simples, por la acción de enzimas

extracelulares producidas por microorganismos hidrolíticos. Este proceso consiste en una transformación de carbohidratos, lípidos y proteínas en productos metabólicos tales como azúcares, aminoácidos y ácidos grasos de cadena larga capaces de atravesar la membrana de las bacterias ácido génicas. Se observa en esta secuencia que el producto metabólico de los microorganismos de una determinada etapa sirve como sustrato para los microorganismos de la etapa posterior. Algunos factores son relevantes para el rendimiento en esta etapa, por ejemplo, el pH del medio, Tiempo de Retención Hidráulico (TRH) el tamaño de las partículas, la temperatura y de acuerdo con autores como Khalid et al. [16], la concentración de amoníaco y los niveles de lignina (que

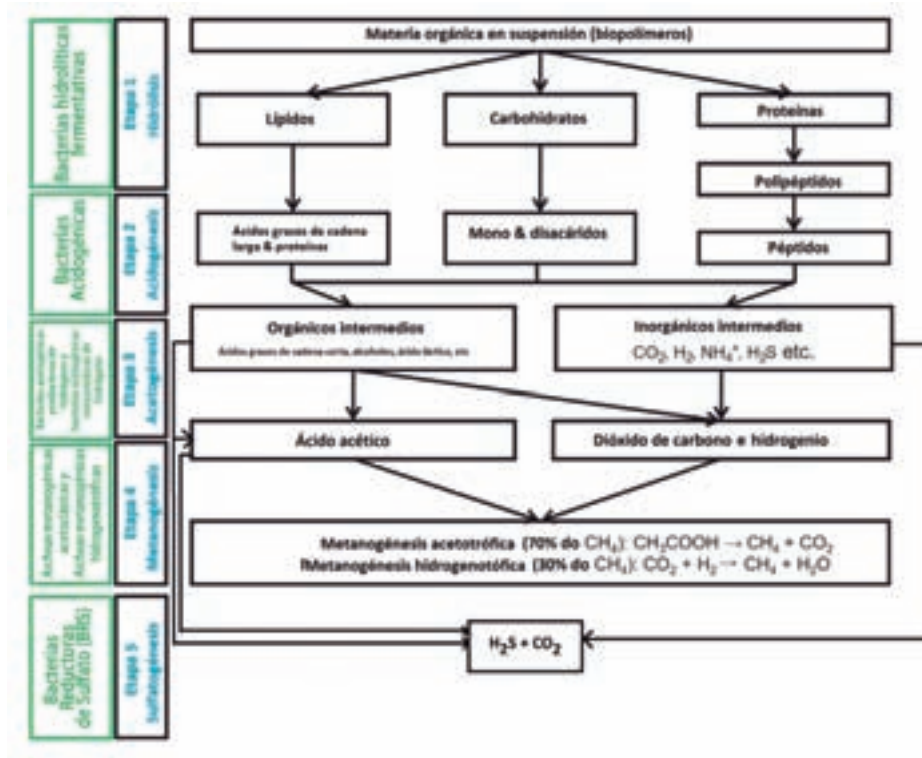


Figura 4.4 Distribución del proceso de digestión anaerobia entre los grupos microbianos contemplados: visión general del principio de cinco etapas de la reacción: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis, metanogénesis, y sulfidogénesis en proceso de digestión anaeróbica

Fuente: Traducido y adaptado de [17]

es difícil de degradar). De acuerdo con Raposo et al. [19], pueden presentarse casos donde parte de la materia orgánica sea inaccesible a los microorganismos debido a la conexión de partículas o materia orgánica estructural, así como también puede presentarse que algunos compuestos sean poco degradados o no degradados anaeróbicamente (por ejemplo, la lignina anteriormente citada). Para que la hidrólisis sea posible debe ser obtenido un tamaño de partícula adecuado. Este tamaño no debe ser muy pequeño ya que podría haber una producción excesiva de ácidos que causan la disminución del pH del sistema. En este sentido, Raposo et al. [19] sugieren un tamaño de partícula inferior a 10 mm.

En la acidogénesis, los productos metabólicos de la hidrólisis son metabolizados por las bacterias

ácido génicas, cuyos productos metabólicos son los ácidos grasos volátiles, AGV (en mayor cantidad y de ahí el nombre, ácido génesis), dióxido de carbono, hidrógeno, ácido láctico, amoníaco y sulfuro de hidrógeno. De acuerdo con Madsen, Holm-Nielsen, y Esbensen [17], los niveles de AGV y amoníaco fueron significativamente mayores para las plantas de digestión anaerobias que trataron con estiércol, en comparación con aquellas, que trataron con lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales. El uso de un co-sustrato con residuos lipídicos y un bajo contenido de nitrógeno aumenta la producción de biogás, dependiendo de las características complementarias de ambos tipos de residuos, reduciendo de este modo los problemas relacionados con la acumulación de compuestos volátiles y

concentraciones intermedias de amoníaco [16]. El tamaño de las partículas debe ser el adecuado para que no haya una fermentación excesiva, porque el exceso de AGV en el sistema puede tener lugar en la caída del valor del pH, si la alcalinidad no es suficiente para mantener el pH del sistema.

La generación de metano puede ocurrir de dos maneras, a saber: metanogénesis acetoclástica, que es responsable de aproximadamente el 70% del metano formado y es realizada por Archaeas acetoclásticas a partir del acetato; y la ya citada metanogénesis hidrogenotrófica, realizada por Archaeas hidrogenotróficas, a partir de hidrógeno y del dióxido de carbono. A pesar de que representa aproximadamente el 30% de la producción de metano, la metanogénesis hidrogenotrófica consume hidrógeno, así como la metanogénesis acetoclástica. Este consumo permite el mantenimiento del equilibrio del pH en un valor adecuado para el sistema. Un parámetro importante que debe ser monitoreado durante el proceso de digestión anaerobia es la Actividad Metanogénica del Lodo (SMA), que estima la cantidad de metano producida por unidad de sustrato orgánico.

La cantidad de sulfuro de hidrógeno producido en la segunda etapa (acidogénesis) puede resultar peligrosa para el equilibrio general de la digestión anaerobia, ya que las bacterias reductoras de sulfato (BRS) usarán el precursor del metano (acetato) en la metanogénesis acetoclástica para la reducción del sulfato y la producción

de H₂S. La relación entre la demanda química de oxígeno (COD) y sulfato (SO₄²⁻) determinará la prevalencia de la etapa de sulfidogénesis a expensas de la producción de metano, lo que sería perjudicial para el sistema.

En la Tabla 4.9 se resumen las ecuaciones que representan diferentes reacciones que se producen durante la degradación anaerobia. No se reflejan las reacciones de hidrólisis.

Factores que afectan la digestión anaerobia

Ya se ha mencionado que el pH es uno de los factores que afectan el equilibrio del sistema de digestión anaeróbica. El pH cercano a la neutralidad es adecuado para los microorganismos responsables de la digestión anaeróbica. Sin embargo, cada especie tiene un rango óptimo de valores y posee una gran capacidad de adaptación a condiciones adversas. Sin embargo, tal adaptación puede producirse a expensas de, por ejemplo, una disminución (o incluso la interrupción) de la producción de biogás o de una peor calidad de biogás (contenido bajo de metano). En consecuencia, es importante monitorear ciertos parámetros tales como el propio valor del pH y fundamentalmente la capacidad amortiguadora del medio, que se constituye en la capacidad para mantener el pH. Según Raposo *et al.* [19], un valor de 2,500 mgCaCO₃/l se considera normal para los lodos de aguas residuales; Sin embargo, un rango entre 2.500 a

Tabla 4.9 Reacciones Bioquímicas en la Digestión Anaerobia de la Materia Orgánica

Tipo de reacción	Ecuación
Fermentación de glucosa a acetato	Glucosa + 4H ₂ O → CH ₃ COO ⁻ + 4H ⁺ + 4H ₂
Fermentación de glucosa a butirato	Glucosa + 2H ₂ O → C ₄ H ₇ O ₂ + 2HCO ₃ ⁻ + 3H ⁺ + 2H ₂
Fermentación del butirato a acetato e H ₂	Butirato + 2H ₂ O → 2CH ₃ COO ⁻ + H ⁺ + H ₂
Fermentación del propionato a acetato	Propionato + 3H ₂ → CH ₃ COO ⁻ + HCO ₃ ⁻ + H ⁺ + H ₂
Acetogénesis a partir de H ₂ y CO ₂	HCO ₃ ⁻ + H ⁺ + 4H ₂ → CH ₃ COO ⁻ + 2H ₂ O
Metanogénesis a partir del CO ₂ e H ₂	CO ₂ + 4H ₂ → CH ₄ + 2H ₂ O
Metanogénesis a partir del acetato	Acetato + H ₂ O → CH ₄ + HCO ₃ ⁻ + H ⁺

5.000 mgCaCO₃/l sería más deseable encontrar con el fin de proporcionar una mayor capacidad amortiguadora del medio.

La reducción excesiva de la alcalinidad por bicarbonato es sin duda indicativo de que el pH del medio se reducirá por lo que la capacidad amortiguadora será agotada. Cuando exista una rutina de evaluación de este parámetro, hay tiempo para tomar las precauciones que pueden ser: ajustar el tamaño de partícula o ajustar la relación DQO/Sulfato (SO_4^{2-}) del sustrato, entre otros. En cuanto a esta última relación DQO / SO_4^{2-} , hay que destacar que la presencia de sulfatos genera una competencia por sustrato (ácido acético) entre las Bacterias Sulfo-reductoras BRS, las Archaeas metanogénicas y las bacterias acetogénicas, en la que hay una inclinación hacia la victoria de la BRS debido a su versatilidad. Esto puede conducir a la detención del proceso secuencial y consecuentemente a la caída del valor del pH con el consumo de alcalinidad de bicarbonato. En situaciones extremas, la metanogénesis puede verse afectada en función de la sensibilidad de las Archaeas metanogénicas al medio ácido (pH bajo) que puede conducir a la interrupción de la producción de biogás. En casos favorables, esta situación puede invertirse si hay una adaptación de las especies hasta que haya una composición adecuada del sustrato y una corrección del pH. Además de este mecanismo, el propio sulfuro puede causar inhibición del proceso debido a su toxicidad ejercida sobre diversos grupos de bacterias.

En cuanto a la temperatura, de acuerdo con Khalid et al. [16], generalmente el intervalo entre 35°C a 37°C se considera adecuado para la producción de metano, y si se produce un aumento de temperatura que resulta en el cambio del rango de mesófilia para el rango de termófila, puede causar una disminución drástica en la producción de biogás hasta que las poblaciones necesarias aumentan en número en una sucesión de especies.

Los microorganismos necesitan de nitrógeno para el metabolismo, sin embargo, en las proporciones adecuadas: los microorganismos asimilan amoníaco para la producción de una nueva masa de células, cuya proporción de los elementos nutrientes C:N:P:S considera suficiente para la metanización es de 600: 15: 5: 3. En la forma de amoníaco, el nitrógeno contribuye a estabilizar el pH del sistema. Sin embargo, en altas concentraciones, puede conducir a la inhibición del proceso biológico que conduce a una inhibición de la metanogénesis [16].

La proporción Carbono/Nitrógeno (C/N) ha sido reportada como óptima en el rango de 20 a 30 [16], [20], [18]. También se ha reportado que las mayores tasas de producción de metano se producen con una humedad de 60 a 80% [16], los residuos sólidos urbanos y los lodos de aguas residuales pueden proporcionar dichos niveles. Para residuos como abono u otro utilizados en biodigestores, se recomiendan su dilución para que sea efectiva la biometanización [18].

Además, productos tóxicos, metales pesados, sustancias recalcitrantes, y los antibióticos pueden inhibir la digestión anaeróbica. Finalmente, es de destacar que el propio oxígeno es letal para los microorganismos anaerobios estrictos.

Tratamiento del Biogás y purificación para Gas Natural

Hay tres razones principales para el tratamiento de biogás: cumplir con las especificaciones requeridas para cada aplicación (generadores, calderas, vehículos), aumentar el poder calorífico del gas y estandarizar el gas producido. Los principales parámetros que pueden requerir su eliminación en un sistema de tratamiento son H₂S, agua, CO₂ y compuestos halogenados.

Usos del Biogás

En este momento hay tres alternativas posibles para el uso de biogás: El primer caso es la combustión directa (calefactores, calentadores de

agua, estufas, calderas), el segundo caso se refiere a la conversión de biogás en energía eléctrica y el tercero al refinado del biogás para su conversión en biometano. Esto significa que el biogás permite la producción de energía eléctrica y térmica. En algunos de estos casos es necesario realizar un tratamiento previo del biogás antes de su utilización, principalmente para la generación de energía eléctrica o para su quema en calderas (Figura 4.5).

Remoción del H₂S

Una de las impurezas más controladas en el biogás debido a su alto poder corrosivo es el sulfuro de hidrógeno H₂S. Los fabricantes de equipos para la utilización del biogás colocan restricciones en relación a las concentraciones máximas permitidas (Tabla 4.10). La remoción del H₂S del biogás se puede realizar utilizando los métodos mostrados en la Tabla 4.11.

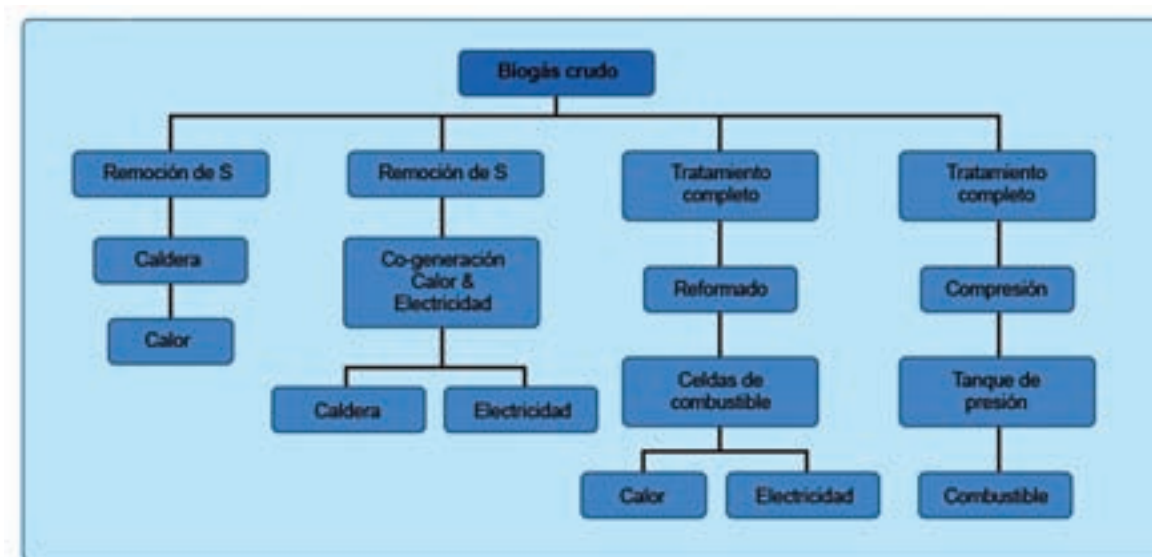


Figura 4.5 Alternativas de utilización del biogás y sus requerimientos de purificación

Fuente: [6]

Tabla 4.10 Concentración máxima permitida de H₂S para diferentes usos del biogás.

Tecnología	Tolerancia de H ₂ S (ppm)
Calefacción (calderas) y Stirling Motores	<1000
Estufas de cocina	<10
Motores combustión interna	<500 ppm (depende del tipo de motor, puede ser <50 ppm)
turbinas	<10000
Los micro-turbinas	<70000
Pilas de Combustible: PEM PAFC MCFC SOFC	<1 <20 <10 en el combustible (<0,1-0,5 en el ánodo) <1
Actualización de Gas Natural	<4 (depende del países)

Fuente: [21], [22].

Tabla 4.11 Tecnologías para la remoción del H₂S del biogás.

Físico-Química	<i>Adición de sales / óxidos de hierro a la suspensión del digestor</i>	
	adsorción	<i>Carbón activado</i>
		Tamiz molecular
		<i>Óxidos de hierro (esponja de hierro , SulfáTreat®, Sulphur-Rite®)</i>
		Óxidos de Zinc
		Sólidos alcalinos
	Absorción / lavado	<i>Agua</i>
		<i>Disolventes físicos sin agua (Selexol)</i>
		Soluciones alcalinas
		Suspensiones de óxido de zinc
		Suspensiones de óxido de hierro
		<i>sales de hierro, quelados y no quelado (Lo-Cat®, Sulferox®, Sulfothane®)</i>
		Quinona y sales de vanadio (Stretford)
Oxidantes químicos: hipoclorito, H ₂ O ₂ , KMnO ₄ , ...		
<i>Aminas</i>		
Purificación por membrana		
Proceso Claus (+ SCOT / + Superclaus)		
Incineración		
Biotecnología	<i>Aire / oxígeno dosificación de suspensión de digestor</i>	
	<i>Biofiltro /filtro Biotrickling (Biogas Cleaner®, Biopuric®, DMT filter®)</i>	
	<i>Biodepurador (Thiopaq™)</i>	
Físico-químico / biotecnológico Combinado	Absorción química con sales de hierro y la regeneración de la solución microbiana	

Nota: los métodos más adecuados para la eliminación de H₂S₂ del biogás están marcados en cursiva y azul

Fuente: [23].

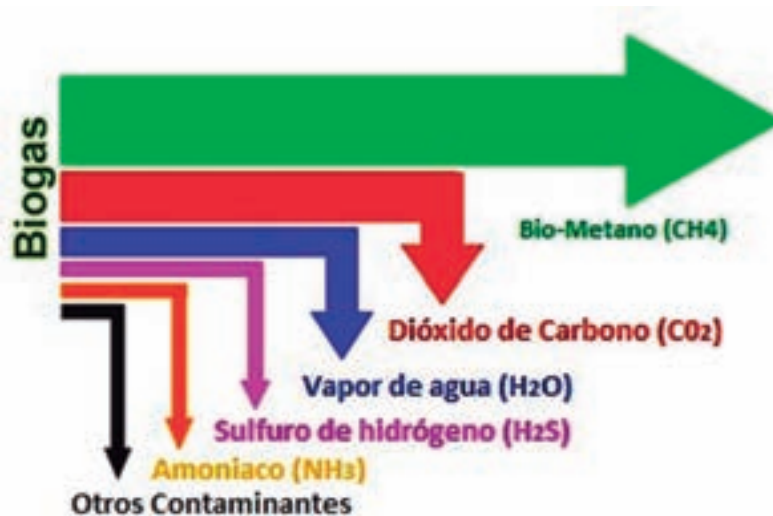


Figura 4.6 Compuestos a separar para la obtención de biometano por purificación del biogás

Fuente: [24].

Purificación

Una tendencia moderna es la purificación del biogás para su conversión en biometano, prácticamente un gas natural de origen biológico. El biometano puede ser inyectado en las redes de distribución de gas natural ya existentes. A fin de cumplir con los requerimientos existentes en la legislación de varios países se hace necesaria la remoción del CO₂, de H₂S, de la humedad, amoníaco, etc. (Figura 4.6). La Figura 4.7 muestra la dependencia entre el costo del biometano resultante de la purificación y la capacidad de la planta para diferentes tecnologías. Se puede concluir que los menores costos corresponden a las tecnologías de lavado con agua y aminas para capacidades de procesamiento superiores a 1000 Nm³/h de biogás. Esto se corresponde con la tendencia europea de instalación de plantas centralizadas de co-procesamiento.

Conversión biológica de azúcares y almidón a etanol

Diferentes tipos de materias primas son utilizadas en distintos países para la obtención del etanol, atendiendo a las materias primas disponibles y condiciones climáticas, que favorecen su crecimiento y productividad.

Los principales países productores de etanol utilizan las siguientes materias primas: caña de azúcar en la India y en Brasil, maíz en los Estados Unidos, remolacha azucarera, sorgo azucarero y trigo en la Unión Europea y caña de azúcar y maíz en la China.

Las rutas tecnológicas utilizadas en la actualidad para la producción de etanol son conocidas como de primera generación – 1G. Estas tecnologías se encuentran en un estado maduro de desarrollo y los procesos utilizados varían de acuerdo con la materia prima utilizada. Cuando el material utilizado contiene almidón o celulosa, es necesario realizar ciertos procesos de conversión

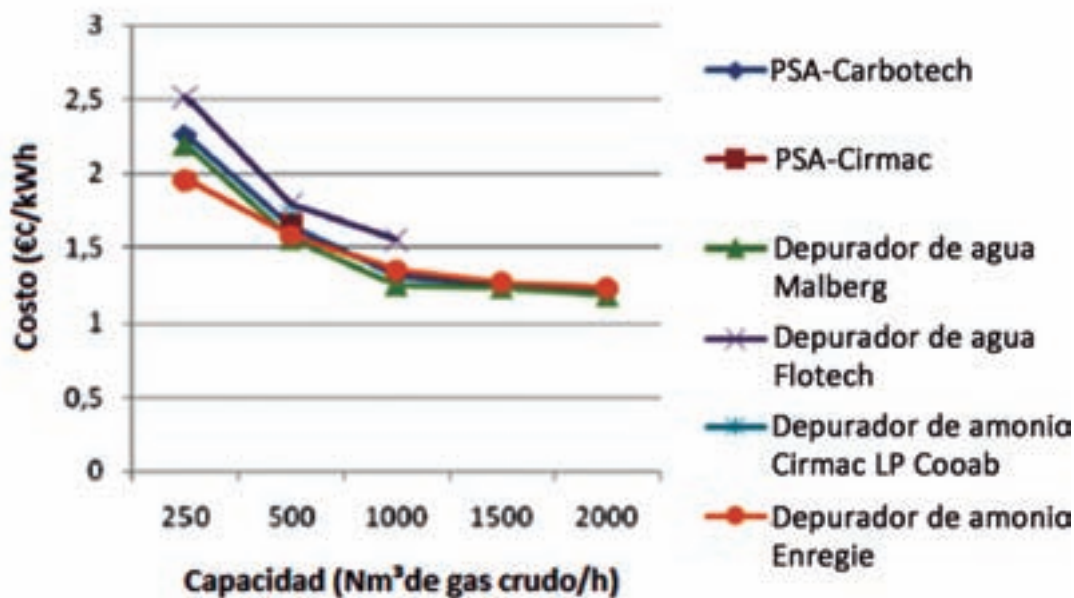


Figura 4.7 Costo de purificación del biogás para diferentes tecnologías comerciales [25].

Fuente: elaborado a partir de datos de [26].

previos para obtener compuestos fermentables. En el caso de utilización de cultivos ricos en almidón, como el trigo, maíz y otros, el proceso consiste en general en las siguientes etapas [27]:

- i. Trituración de los granos.
- ii. Licuefacción de maíz con vapor y amilasa a 90-120°C.
- iii. Sacarificación del macerado con glucoamilasa a 60°C.
- iv. Fermentación de los azúcares con levaduras.
- v. Destilación del fermentado para la producción del etanol crudo (45% v/v).
- vi. Rectificación hasta la obtención de alcohol a 96% v/v.
- vii. Deshidratación hasta la obtención de alcohol a 99,5% v/v.

En el caso de la producción de alcohol a partir de caña de azúcar, las etapas principales son:

- i. Lavado de la caña.
- ii. Extracción del jugo: Molienda o difusión.
- iii. Tratamiento del jugo mixto.
- iv. Fermentación.
- v. Destilación: producción de alcohol hidratado a 96% v/v.
- vi. Deshidratación: producción de alcohol anhidrido a 99,5% v/v.

Un esquema general de los procesos, a partir de los diferentes tipos de materias primas utilizadas es presentado en la Figura 4.8 [28].

FERMENTACIÓN

La fermentación alcohólica consiste en la conversión de la glucosa en etanol, por la acción de micro-organismos.

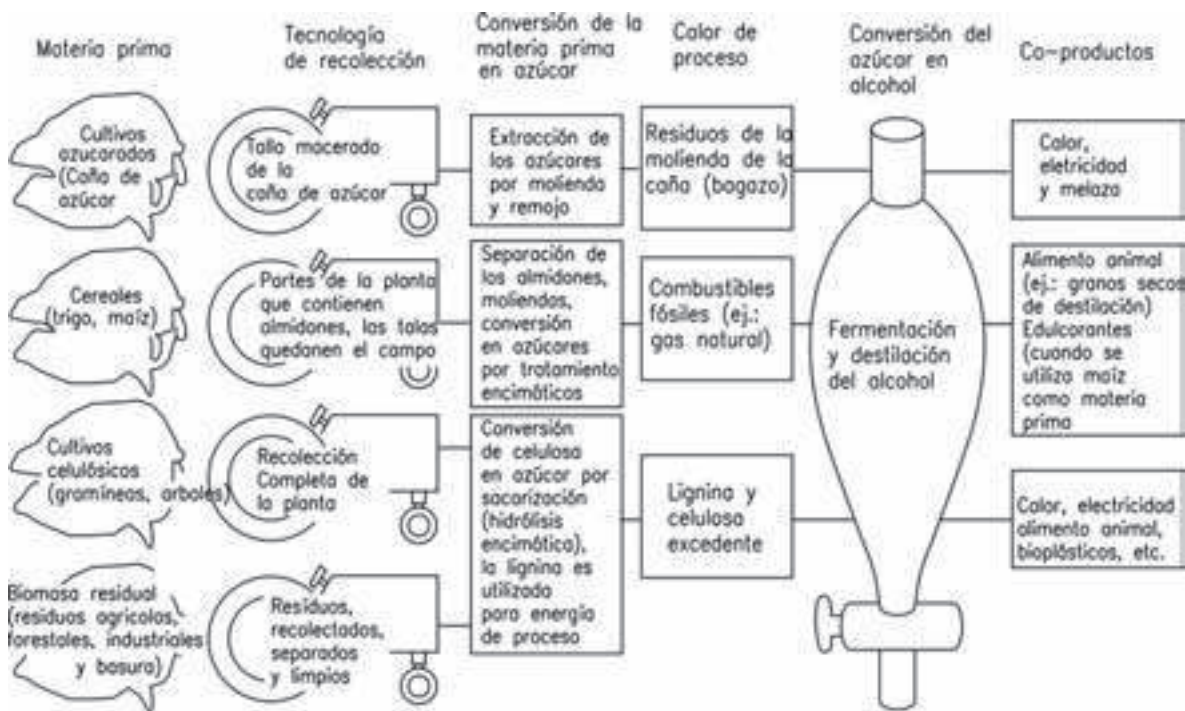


Figura 4.8 Esquema general de los procesos de obtención de etanol en función de la materia prima utilizada

Fuente: [28].

Esta transformación sucede a través de una compleja secuencia de reacciones que pueden ser expresadas, desde el punto de vista tecnológico y de manera global, por la siguiente reacción química:



Según esta reacción, a partir de 100 kg de glucosa se obtienen 51,1 kg de etanol y 48,9 kg de dióxido de carbono. En la práctica, el rendimiento real de la producción de etanol es menor que el valor teórico, ya que aproximadamente 5 a 10% de la glucosa es utilizada por los micro-organismos para la producción de nuevas células, así como otros productos de su metabolismo[29]. Las levaduras son los micro-organismos más utilizados para la producción de etanol por el proceso fermentativo, ya que propician un mejor proceso de separación después de esta etapa, son resistentes y, además, producen una cantidad de toxinas muy inferior a otros micro-organismos.

El objetivo principal de la levadura, al metabolizar anaeróbicamente el azúcar, es producir energía en la forma del compuesto químico ATP (adenosina trifosfato), que será utilizada en la realización de los diversos procesos fisiológicos (absorción, excreción, etc.) y procesos de biosíntesis, necesarios para el mantenimiento de la vida, crecimiento y multiplicación, a fin de perpetuar la

especie. El etanol y el CO₂ resultantes son apenas productos de la excreción sin utilidad metabólica para la célula en anaerobiosis. Sin embargo, el etanol, así como otros productos de excreción (como el glicerol y los ácidos orgánicos), pueden ser oxidados metabólicamente, generando más ATP, pero apenas en condiciones de aerobias [30]. Entre los géneros más utilizados de levaduras están: *Saccharomyces cerevisiae*, *S. ellipsoideus*, *S. anamensis*, *Cándida seudotropicalis*, *S. Carlsbergensis*, *Kluyveromyces marxianus*, *Candida bytytii*, *Pichia stipatis*, entre otras [31].

CONVERSIÓN BIOLÓGICA DE BIOMASA LIGNOCELULÓSICA A ETANOL

Composición del Material Lignocelulósico

Los principales componentes de la biomasa son celulosa, hemicelulosa y lignina, en menor proporción se encuentran pectina, proteínas, extractivos y cenizas.

La composición de la lignocelulosa depende de la especie de la planta, edad y las condiciones del crecimiento. En la Tabla 4.1 son presentadas algunas de las principales fuentes de lignocelulosa y su composición química en términos de celulosa (compuesto de mayor proporción en todas las plantas), hemicelulosa y lignina [32].

Tabla 4.12 Composición química de diferentes fuentes de material lignocelulósico.

Fuente	Celulosa (%)	Hemicelulosa (%)	Lignina (%)
Paja de cebada	40-45	28-30	20-22
Madera	44-50	20-26	17-30
Bagazo	45-50	20-30	25-30
Forraje de maíz	36	23	17
Paja de trigo	33	25	23
Paja de arroz	34	25	23

Fuente: [32]

Celulosa

La celulosa es un biopolímero compuesto exclusivamente de moléculas de β -glucosa. La celulosa se forma por la unión de moléculas de β -glucopiranosas mediante enlaces β -1,4-O-glucosídico que se estructuran en largas cadenas lineales (microfibrillas) unidas por puentes de hidrógeno y fuerzas de van der Waals intramoleculares, formando una estructura cristalina resistente a la hidrólisis y regiones amorfas susceptibles a la degradación enzimática (Figura 4.9). Al hidrolizarse totalmente se obtiene glucosa. Una de las principales dificultades encontradas con la celulosa está en obtener una óptima separación de las uniones químicas existentes con los polifenoles y polisacáridos no glucosídicos.

Hemicelulosa

La hemicelulosa es un polímero complejo de heteropolisacáridos formado por pentosas (D-xilosa y L-arabinosa) y hexosas (D-glucosa, D-manosa y D-galactosa) que forman cadenas ramificadas y los ácidos 4-O-metilglucorónico, D-galacturónico y D-glucurónico, los azúcares están unidos por enlaces β -1,4 y ocasionalmente por enlaces β -1,3 [34]. A diferencia de la celulosa, cuya estructura es la misma en los diferentes tipos de madera y otros materiales lignocelulósicos, en las hemicelulosas existe una considerable variación entre

las diferentes especies. La Figura 4.1 muestra una representación esquemática de los diferentes componentes de la hemicelulosa.

Lignina

La lignina es un polímero tridimensional altamente ramificado con una gran variedad de grupos funcionales que proporcionan centros activos para interacciones químicas y biológicas. Los principales grupos funcionales en la lignina incluyen los hidroxilos fenólicos, hidroxilos alifáticos, metoxilos, carbonilos, carboxilos y sulfonatos [35].

La lignina se encuentra depositada en la pared de las células tornándolas rígidas e impermeables. La lignina protege los polisacáridos de la pared celular de la degradación microbiana, ofreciendo resistencia a la descomposición [36], [37].

La definición estructural de la lignina nunca ha sido tan clara como la de otros polímeros naturales tales como celulosa y proteínas; debido a su complejidad, lo que afecta su aislamiento, análisis de la composición, y la caracterización estructural. El problema de una definición precisa para la lignina se asocia con la naturaleza de sus múltiples unidades estructurales, las cuales no suelen repetirse de forma regular, dado que la composición y estructura de la lignina varían dependiendo de su origen y el método de extracción o aislamiento utilizado [38].

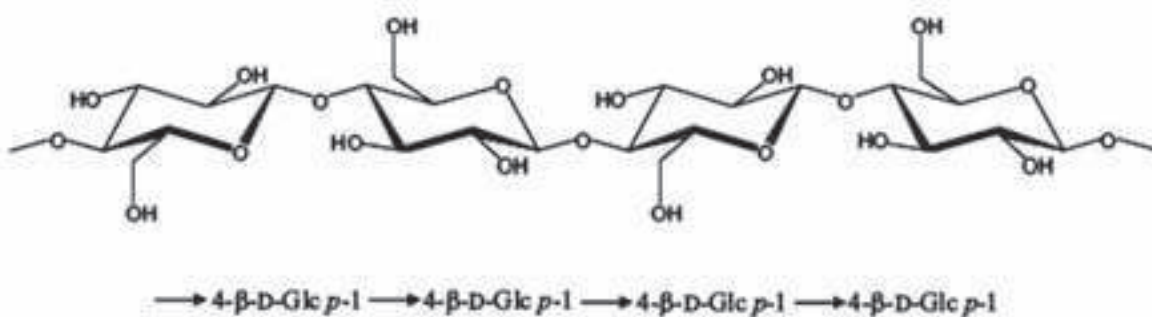


Figura 4.9 Estructura de la celulosa

Fuente: [33]

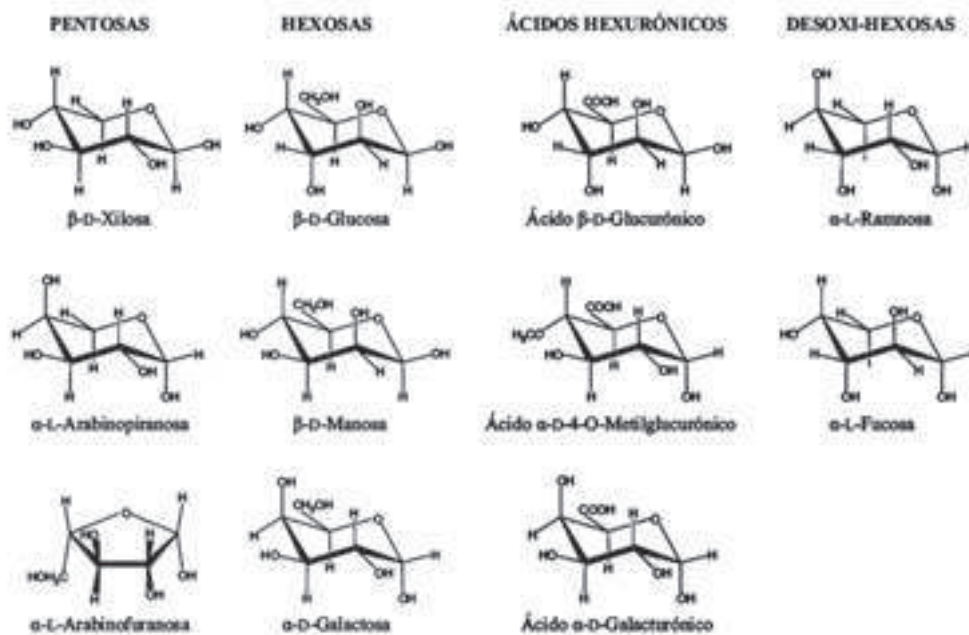


Figura 4.10 Monosacáridos componentes de las hemicelulosas

Fuente: [33].

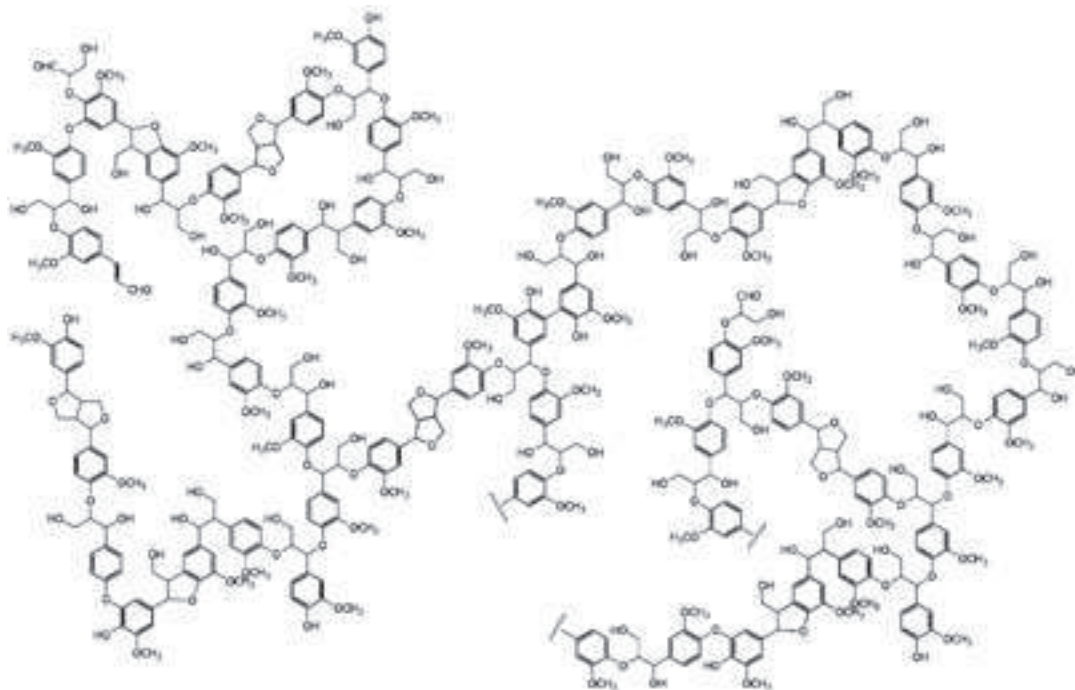


Figura 4.11 Modelo estructural de la lignina de madera aserrada

Fuente: [38]

En la Figura 4.11 se presenta una de las estructuras químicas propuestas para la lignina.

Los compuestos del material lignocelulósico descritos anteriormente representan composición predominante de la biomasa. Los niveles de celulosa, hemicelulosa y lignina cambian de una planta para otra, sin embargo el rendimiento de la producción de biocombustibles depende del sustrato utilizado.

Con el objetivo de alcanzar la mayor cantidad de azúcares fermentables disponibles en el material lignocelulósico, que puedan ser convertidos en alcohol, las siguientes etapas están previstas: i) Pre-tratamiento, ii) Hidrólisis, iii) Fermentación del hidrolizado y iv) Destilación (Figura 4.12).

Pre-tratamiento

El objetivo del pre-tratamiento es abrir las fibras del material lignocelulósico y aumentar el área superficial de las fibras de celulosa, separándola de las fibras de hemicelulosa y lignina. Además de eso, el pre-tratamiento permite reducir los grados de polimerización y descristalización del material lignocelulósico combinando pre-tratamientos físicos y químicos. El pre-tratamiento es un proceso indispensable en la separación de las fibras, permitiendo la accesibilidad a la celulosa en el proceso de hidrólisis [40]. Existen diferentes tipos de pre-tratamientos (Figura 4.13).

Los pre-tratamientos físicos corresponden a la reducción del tamaño de las partículas de la biomasa, y los químicos utilizan ácidos o bases en la

separación de los compuestos de la biomasa ya los pre-tratamientos biológicos introducen la acción de microorganismos para la descomposición de la biomasa. La selección de las condiciones del pre-tratamiento dependerán de una evaluación del proceso, de las condiciones de la materia prima, del rendimiento y de la calidad del insumo [41].

La evaluación de la efectividad del pre-tratamiento del material lignocelulósico depende de la cantidad de azúcares fermentables obtenidos, lo que constituye el método más fácil para evaluar el resultado. De esta manera la comparación de los pre-tratamientos de la biomasa es realizada por el Índice de Severidad para estimativas aproximadas. La correlación es descrita en función del tiempo y temperatura de exposición del material en relación a la temperatura de referencia de 100°C como mostrado en la Ecuación 4.2 [43]:

$$\text{Log}(R_o) = \text{Log}[t^{((T-T_{ref})/14.7)}] \quad \text{Ec. 4.3}$$

Dónde: t = tiempo; T = temperatura del pre-tratamiento; T_{ref} = Temperatura de referencia = 100 °C

Cuando el pre-tratamiento es realizado en condiciones ácidas, el efecto del pH puede ser llevado en consideración en conjunto con el Índice de Severidad (Ecuación 4.3):

Índice de Severidad combinada

$$(CS) = \log(R_o) - pH \quad \text{Ec. 4.4}$$

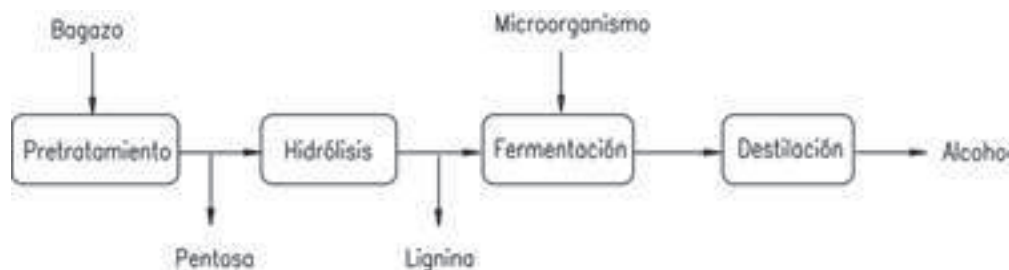


Figura 4.12 Esquema de producción de etanol a partir de materiales lignocelulósicos

Fuente: [39].

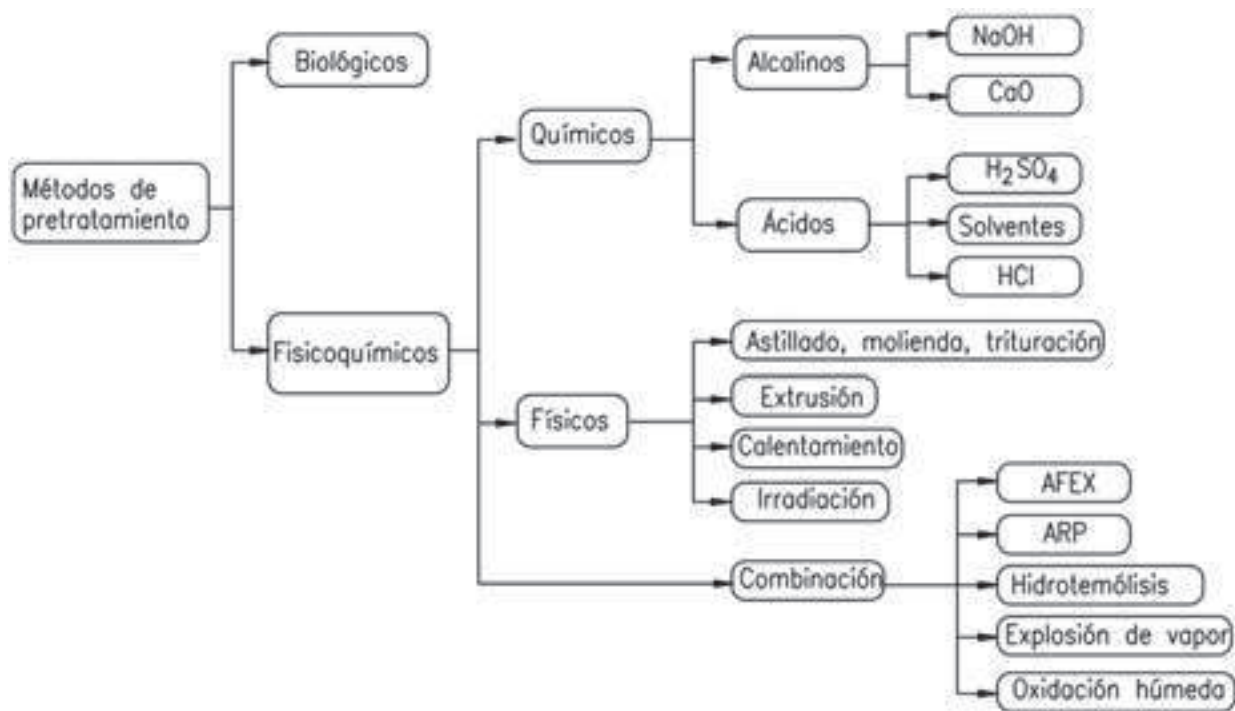


Figura 4.13 Métodos de pre-tratamiento de la biomasa lignocelulósica

Fuente: [42].

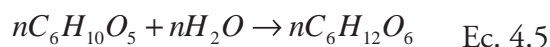
El índice de severidad permite evaluar cuan severo es el pre-tratamiento utilizado para separar las fibras de la biomasa teniendo en cuenta la relación entre la temperatura y el tiempo de exposición del sustrato. Pre-tratamientos con índices de severidad entre 0-3 son considerados blandos y pre-tratamientos con índice entre 4-6 son considerados severos [39]. Es posible considerar un mayor tiempo de exposición de la biomasa en el pre-tratamiento para liberar la mayor cantidad de celulosa, sin embargo, no es requerida en todos los casos una alta exposición en el pre-tratamiento para alcanzar una completa digestibilidad de la celulosa en el proceso de hidrólisis. Altos índices de severidad en el pre-tratamiento permiten alcanzar la degradación de la hemicelulosa, siendo apenas necesaria la reducción de la hemicelulosa en moléculas de azúcares monosacáridos para después separar las moléculas de polisacáridos [43].

Comparación de los Métodos de pre-tratamiento

En la Tabla 4.1 son mostradas las ventajas y desventajas de los pre-tratamientos analizados en esta sección:

Hidrólisis de la Celulosa

Después del pre-tratamiento del sustrato, las cadenas de carbohidratos son separadas de la lignina. En esta etapa del proceso, la celulosa es convertida en glucosa, según la reacción, presentada en la Ecuación 4.4



El proceso de hidrólisis de la celulosa puede realizarse por tres procesos diferentes: i) proceso de hidrólisis ácida diluida, ii) proceso de hidrólisis ácida concentrada, iii) proceso de hidrólisis enzimática.

Tabla 4.13 Resumen de las ventajas y desventajas de los diferentes métodos de pre-tratamiento de material lignocelulósico [44].

Métodos de pre-tratamiento	Ventajas	Desventajas
Biológico	Degradación de la lignina y hemicelulosa. Bajo consumo de energía	Baja tasa de hidrólisis en la etapa posterior.
Físico	Reduce la cristalinidad de la celulosa.	Alto consumo de energía.
Alcalinos	Eficiente remoción de la lignina. Operación en condiciones ambientales. Baja formación de inhibidores.	Método poco efectivo para sustratos con alto contenido de lignina. Necesidad de recuperación del agente alcalino.
Ácidos	Alto rendimiento en la hidrólisis de la glucosa. Operación a temperaturas bajas.	Alto costo del ácido y necesidad de recuperación. Problemas de corrosión en el reactor. Formación de inhibidores.
AFEX	Aumenta el área superficial del sustrato. Baja formación de inhibidores.	Método poco efectivo para sustratos con alto contenido de lignina. Alto costo del amoníaco consumido.
Organosolv	Produce hidrólisis de lignina y hemicelulosa.	Método de alto costo. Necesidad de recuperación y reciclaje del solvente utilizado.
Oxidación húmeda	Eficiente remoción de la lignina. Baja formación de inhibidores. Reducción en el consumo de energía, reacción exotérmica.	Alto costo del oxígeno y en los compuestos catalizadores.
Explosión de vapor	Causa transformación en la lignina y solubilización de la hemicelulosa. Buena relación costo-beneficio. Altos rendimientos de la hidrólisis de la glucosa.	Degradación parcial de la hemicelulosa produciendo compuestos inhibidores.

Hidrólisis Ácida Diluida

El proceso de hidrólisis con la utilización de ácido diluido es realizado en condiciones de baja concentración de ácido, entre 2%–5% e alta temperatura en el rango de 120°C a 160°C. Esta hidrólisis habitualmente es realizada por bateladas en concentraciones de hasta 40% en masa del sustrato. El proceso de hidrólisis continua es realizado en menores concentraciones (hasta 10% en masa del sustrato). Una vez que las moléculas de celulosa son hidrolizadas a glucosa, las condiciones favorecen la degradación de la glucosa para la formación de furfural y otros productos inhibidores de la fermentación [45].

Hidrólisis Ácida Concentrada

El proceso de hidrólisis con la utilización de ácido concentrado es realizado en condiciones de baja temperatura con concentraciones de ácido superiores a 30%. La operación de este método

requiere un proceso de secado previo del sustrato hasta la obtención de una humedad abajo de 10% para evitar la dilución del ácido en la hidrólisis. Esta hidrólisis exige la recuperación del ácido altamente corrosivo y la neutralización posterior del material hidrolizado. Este proceso es muy bueno para la obtención de azúcares fermentables y causa alta degradación de los sacáridos [45].

Hidrólisis Enzimática

La hidrólisis enzimática del material celulósico envuelve la acción sinérgica de por lo menos tres enzimas diferentes llamadas de modo genérico celulasas: exoglucanasas, endoglucanasas y β -glucosidasas. Las enzimas endoglucanasas e exoglucanasas actúan sobre la celulosa produciendo celobiosa como producto final. La principal función de la β -glicosidase es la hidrólisis de la celobiosa y de otras celodextrinas reduciendo el

efecto inhibitor sobre las enzimas endogluconasas y exogluconasas. Al prevenir la acumulación de disacáridos, las β-glucosidasas son responsables por el control de la velocidad global de la reacción de hidrólisis celulósica, desempeñando así un efecto crucial en la degradación enzimática de la celulosa [46].

Entre los principales factores que afectan la hidrólisis enzimática se tiene:

- i. Concentración y calidad de sustrato,
- ii. Pretratamientos aplicados,
- iii. Actividad de la celulasa (que también depende de su origen),
- iv. Temperatura, pH y agitación, etc.

La temperatura y pH óptimos de las diferentes celulasas están generalmente en el rango de 40–50°C y pH entre 4 y 5 respectivamente [47].

La utilización de enzimas como catalizador de la hidrólisis elimina la utilización de solventes, necesidad de altos pH o altas temperaturas y son disminuidos los impactos sobre el medio ambiente. Enzimas producidas a partir de fuentes renovables con componentes biodegradables poseen ventajas ambientales sobre los catalizadores químicos. Noventa por ciento de las enzimas son

producidas hoy por recombinación (modificación genética) buscando la maximización de la pureza de los productos y la disminución de los costos de producción[48]).

Comparación de los procesos de Hidrólisis

En la Tabla 4.1 se muestra un resumen de los procesos de hidrólisis analizados anteriormente, con la intención de hacer la comparación de las ventajas y desventajas de cada hidrolizado de celulosa.

Fermentación

Una gran cantidad de microorganismos, generalmente bacterias, levaduras u hongos, fermentan los carbohidratos en bioetanol bajo condiciones libres de oxígeno. Así, ellos pueden obtener energía y crecer. De acuerdo con las reacciones, la producción teórica máxima es de 0,51 kg de bioetanol y 0,49 kg de dióxido de carbono por cada kg de xilosa y glucosa [49], [50].



Tabla 4.14 Resumen de las ventajas y desventajas de los diferentes métodos de hidrólisis [45].

Métodos de Hidrólisis	Ventajas	Desventajas
Ácido diluido (2-5% en masa)	Bajo consumo de ácido. Cortos tiempos de procesamiento. Puede no ser necesaria la recuperación del ácido.	Alta presión (1 MPa) y temperatura de operación del reactor de hidrolizado. Método poco efectivo para la hidrólisis de la celulosa. Formación de co-productos indeseables. Corrosión de los equipos.
Ácido concentrado (10-30% en masa)	Bajas temperaturas en el reactor de hidrolizado. Alta conversión de celulosa en azúcares.	Elevado consumo de ácido. Tiempos de reacción más largos (2 a 6 h), comparados con el método de ácido diluido. Consumo extra de energía por recuperación del ácido. Formación de co-productos indeseables. Corrosión de los equipos.
Enzimática	Condiciones leves de operación (40-50 °C, pH 4-5). Alta conversión de celulosa en azúcares. Sin formación de inhibidores.	Costo de las enzimas. Baja concentración del sustrato. Largos tiempos de hidrólisis (algunos días). Requiere Pre-tratamiento do sustrato.

Los microorganismos para la fermentación del bioetanol pueden ser descritos en términos de sus parámetros de desempeño y de otros requerimientos como su compatibilidad con productos, procesos y equipos existentes, conforme es mostrado en la Tabla 4.15. Los principales parámetros de desempeño son: rango de temperatura, rango de pH, tolerancia al alcohol, tasa de crecimiento, productividad, tolerancia osmótica, producción, estabilidad genética e tolerancia a los inhibidores [49].

En cuanto a los procesos de fermentación, estos se clasifican en: procesos de fermentación en lote, en lote alimentado y continuo. La selección del proceso a ser utilizado depende de las propiedades cinéticas de los microorganismos, del tipo de hidrolizado lignocelulósico y de aspectos económicos.

Integración de las Etapas de Proceso

Para que el proceso de producción de etanol a partir de lignocelulosa sea eficiente es necesario realizar una hidrólisis completa de los azúcares, celulósicos y hemicelulósicos, además de una eficiente fermentación de los azúcares a etanol. Finalmente el proceso debe tener una baja demanda de energía.

Para que el desarrollo comercial del etanol celulósico sea un éxito se requiere también una adecuada simplificación del proceso que se puede

ser obtenida con una fuerte integración de todas las etapas (p ej. integración de la hidrólisis y fermentación en un proceso simultáneo y la co-fermentación de pentosas y hexosas). La integración adecuada de los procesos tendrá beneficios en términos de mayores rendimientos, velocidades de producción y concentraciones de etanol más altas lo que se traducirá en menor capital y costos de operación. La Figura 4.1 muestra un esquema de los distintos niveles de integración en las diferentes configuraciones de proceso [52].

Los procesos de hidrólisis y fermentación pueden ser realizados manera simultánea (SSF) o separada (SHF) estos tipos de configuraciones son descritas a continuación.

a. Hidrólisis y fermentación simultánea (SSF):

En este proceso la hidrólisis y la fermentación tienen lugar simultáneamente en un mismo reactor. La presencia de los microorganismos de fermentación juntamente con las enzimas minimiza la acumulación de azúcares y reduce la invasión de otros microorganismos. En este proceso son posibles mayores tasas de producción y mayores concentraciones de producto de la fermentación. La utilización de enzimas junto a microorganismos de fermentación demanda condiciones de operación de los procesos que garanticen la actividad simultánea.

Tabla 4.15 Requerimientos esenciales y deseados de los microorganismos [51].

Requerimiento esenciales	Requerimientos deseados
Rango amplio de sustratos	Actuar en la presencia de diferentes azúcares
Alto rendimiento y productividad	Hidrolizar celulosa y hemicelulosa
Mínima formación de subproductos	Estatus GRAS*
Alta tolerancia al bioetanol	Reciclable
Alta tolerancia a los inhibidores	Mínimo suministro de nutrientes
Resistencia al medio (pH, Fuerza iónica, temperatura, concentración de bioetanol)	Resistencia a bajos pH y altas temperaturas

*GRAS- Generalmente considerado seguro Agencia FDA de los Estados Unidos.



Figura 4.1 Principales configuraciones de procesos en la producción de bioetanol mediante catalizadores enzimáticos a partir de biomasa lignocelulósica

Fuente: [52].

- b. Hidrólisis y Fermentación separadas (SHF):** En este proceso la hidrólisis de la celulosa y la fermentación de la glucosa se realizan en dos reactores diferentes. La ventaja de la operación separada de las etapas mencionadas es que pueden ser realizadas en su punto óptimo de operación. En esta alternativa de producción la fracción rica en celulosa es inicialmente hidrolizada a glucosa. Una vez completada la hidrólisis y separado el residuo de lignina, la glucosa resultante es fermentada y convertida a etanol.
- c. Sacarificación y Co-fermentación Simultáneas (SCFS)** En este proceso es utilizado el material pre tratado completo (MPC) junto con el uso de levaduras fermentadoras de pentosas. Teniendo en cuenta que la acumulación de glucosa en el medio es menor que en el caso de HFS, ya que según se

va produciendo en la etapa de hidrólisis la misma es transformada a etanol por el microorganismo, siendo esto favorable para la fermentación de la xilosa. Además, puesto que los azúcares hemicelulósicos también parecen tener un efecto inhibitorio sobre las celulasas, el consumo de la xilosa en un proceso de SCFS implicará mayores rendimientos de hidrólisis enzimática de la celulosa, aumentando aún más la eficiencia global del proceso [52].

Recuperación del Producto y Residuos Sólidos

La corriente de producto proveniente de la fermentación, también conocida como “Vino” es una mezcla de etanol, masa celular y agua. El primer paso es recuperar el etanol en una columna de destilación, donde la mayor parte del

agua junto con la fracción sólida es retirada por el fondo de la columna. El producto (37% de bioetanol) es concentrado en una columna de rectificación, justo debajo del punto azeotrópico (95%). La recuperación de bioetanol en las columnas de destilación en la planta es fijada en 99,6% para reducir las pérdidas. Para alcanzar concentraciones por encima del punto azeotrópico es realizado un proceso de deshidratación donde pueden ser utilizadas columnas de destilación azeotrópicas, extractivas, pervaporación y tamices moleculares [49], [50].

Los sólidos son separados usando una centrífuga y secados con un secador rotativo.

Una fracción (25%) del efluente de la centrífuga es recirculado para fermentar; el resto es enviado una etapa opcional de evaporación [53]. La mayoría del condensado en esta etapa de evaporación retorna al proceso como un condensado razonablemente limpio (una pequeña porción, 10% es enviado al proceso de tratamiento de aguas residuales). Finalmente el jarabe concentrado tiene un peso total de sólidos entre 15-20% [49].

La destilación es un proceso de separación energointensivo, especialmente cuando se utiliza biomasa lignocelulósica, debido a la baja concentración final de etanol en el medio de cultivo (aproximadamente 4%). Por lo tanto, es necesario maximizar la etapa de fermentación para hacer el proceso de fermentación económicamente viable.

El principal residuo sólido es la lignina, su cantidad va a depender del tipo de biomasa utilizada y del contenido de microorganismos utilizados en el proceso. Hoy en día, la principal propuesta para su uso es la producción de vapor y energía eléctrica por la quema directa en calderas y centrales de cogeneración, con el objetivo de reducir la demanda de energía externa al proceso. Posterior a la destilación los sólidos poseen una humedad de 60% y es necesario secarlos hasta alcanzar 15% de humedad para una quema adecuada [50].

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL SECTOR SUCROALCOHOLERO BRASILEÑO UTILIZANDO LA RUTA BIOQUÍMICA

Fueron evaluados diferentes estudios de caso considerando parámetros y producciones típicas de plantas del sector sucro alcoholero brasilero utilizando la ruta bioquímica.

Inicialmente fueron evaluadas plantas de azúcar y alcohol y destilerías autónomas convencionales, con el propósito de determinar el potencial de utilización de sus residuos (la vinaza y la paja) de forma racional. Se dividió el estudio en dos grupos, donde el Grupo I trata de una destilería autónoma y el Grupo II de una planta de azúcar con destilería anexa. La Tabla 4.1 resume los casos con las consideraciones realizadas en cada uno de ellos.

Grupo I – Destilerías Autónomas

Estudio de Caso Ia

Descripción: Destilería Autónoma Convencional – Etanol convencional o 1G

El caso Ia cuyo esquema simplificado que se muestra en la Figura 4.1 representa una destilería autónoma típica basada en un sistema de cogeneración operando con turbinas de extracción/condensación y parámetros de vapor de 42 bar/420°C con una capacidad de molienda de 500 tc/h. El tiempo de operación durante la safra es de 180 días, procesándose 2.160.00 t de caña. Son utilizadas una caldera de 100t/h y una de 150 t/h de vapor en el sistema de cogeneración.

Se obtienen como productos energía eléctrica excedente y Etanol, siendo la vinaza utilizada en la fertirrigación. Las propiedades termodinámicas de los principales flujos de los procesos y demás parámetros considerados en las simulaciones de todos los casos pueden ser encontradas en el trabajo realizado por [54].

Alternativas de diversificación de la producción para el grupo I:

Incorporando la producción de etanol de 2ª generación en el caso Ia se obtiene un incremento en el consumo específico de vapor y energía eléctrica debido a la demanda energética del proceso productivo, caracterizando el caso de estudio Ib.

Estudio de Caso Ib

Descripción: Destilería autónoma de etanol de 1ª y 2ª generación

El caso Ib (Figura 4.1 representa la destilería autónoma del caso Ia, incorporándose una planta de Etanol de 2ª generación. Son utilizadas una

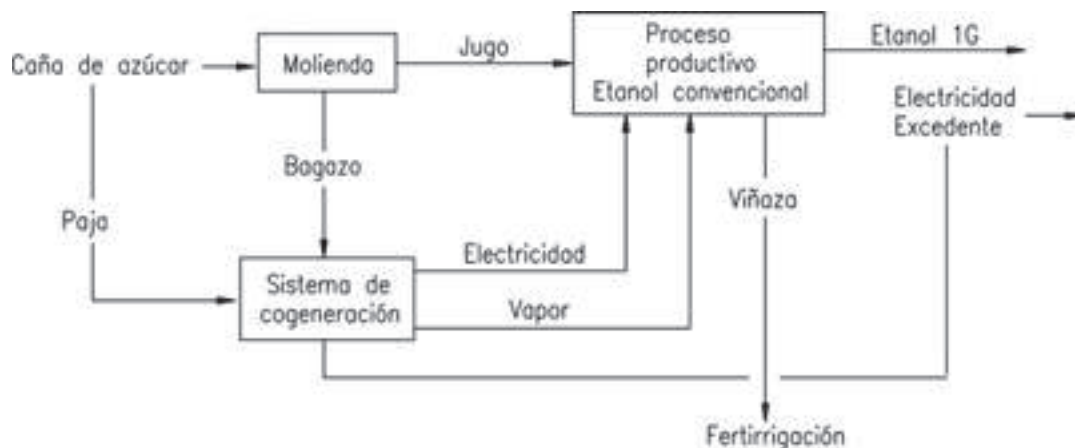


Figura 4.15 Esquema general del estudio de caso Ia.

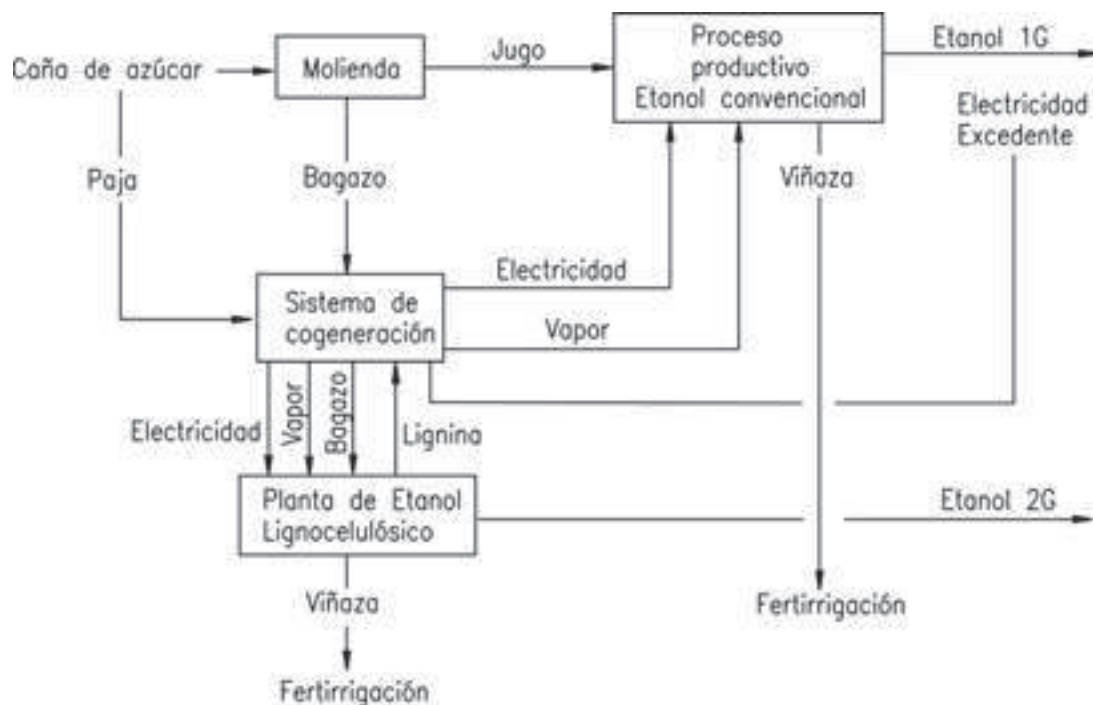


Figura 4.16 Esquema general para el Caso Ib.

caldera de 100 t/h y una de 150 t/h de vapor en el sistema de cogeneración. La torta de lignina recuperada en el pre-tratamiento es utilizada en el sistema de cogeneración en una caldera auxiliar de 30 t/h de producción de vapor para los procesos. Las vinazas son utilizadas para fertirrigación.

Producción de etanol lignocelulósico o de segunda generación:

El proceso de pre-tratamiento del material lignocelulósico seleccionado fue el de explosión con vapor, con sacarificación y fermentación simultáneas (Figura 4.17). Este procedimiento posee un costo relativamente bajo en comparación a los otros procesos y eficiencia mediana [55]. Es realizada la hidrólisis enzimática y fermentación de hexosas y pentosas.

Este análisis se focalizó en la maximización de la producción de etanol de 2ª generación y no para la generación de energía eléctrica excedente

durante el periodo entre safras de forma que los excedentes de bagazo fueron aprovechados en su totalidad para la producción de alcohol.

Estudio de Caso Ic

Descripción: Destilería autónoma diversificada produciendo etanol de 2ª generación a través de la ruta bioquímica y levaduras para alimento animal a partir de la vinaza

El caso Ic representa la diversificación de la producción en la destilería autónoma del caso Ib mediante la utilización de la vinaza. Esta ya considerada un residuo altamente problemático del proceso productivo del alcohol, actualmente utilizado como fertilizante, para la obtención de un producto valioso: una proteína unicelular (*Candida utilis*) con aplicaciones en alimentación animal.

Es realizado un análisis de la sustitución de tierras por la utilización de esta proteína unicelular,

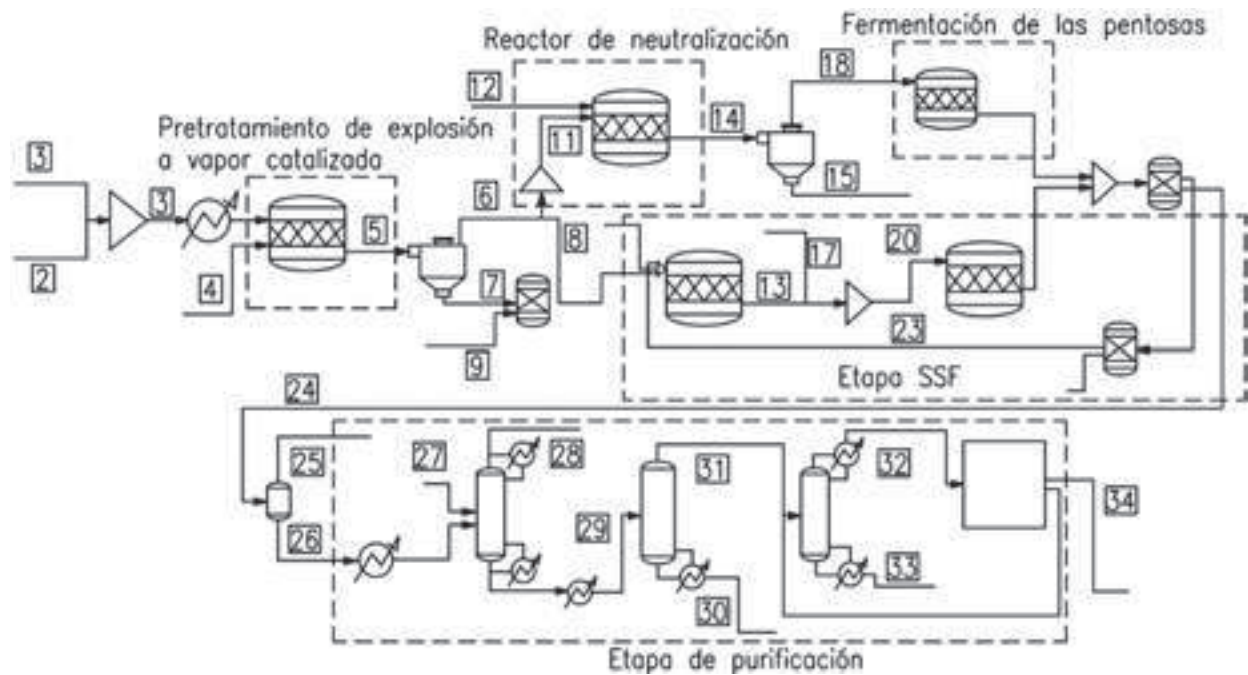


Figura 4.17 Proceso de pre-tratamiento del material lignocelulósico (bagazo) por explosión con vapor catalizada con ácido, sacarificación y fermentación simultáneas (SSF).

Fuente: [55].

obtenida de la vinaza, en la alimentación del ganado, lo que podrá proporcionar una liberación de hasta 28% en tierras para pastizales

En todos los estudios de caso se utiliza la paja disponible como combustible para el sistema de cogeneración, quemándola junto con el bagazo. La lignina del material lignocelulósico en los casos Ib, IIb, Ic e IIc que es extraída del bagazo en el pre-tratamiento para la producción de etanol de segunda generación, es quemada en calderas auxiliares de pequeño porte (10 a 40 t/h de producción de vapor), generando vapor para el proceso productivo.

El caso Ic (Figura 4.18) está constituido por la destilería autónoma del caso Ib con la introducción de una planta de producción de 100 t/día de levaduras a partir de la vinaza residual. El proceso consume 2,8 t de vapor y 1300 kWh de energía eléctrica por tonelada producida. Fue

considerada la utilización apenas de las vinazas provenientes de la destilación de etanol convencional para la producción de levaduras.

Además de la biomasa tradicional (bagazo) y de la paja, en el sistema de cogeneración también se utiliza la lignina residual de la producción de etanol de 2ª generación como combustible, generando vapor y energía eléctrica adicionales. La combustión de la lignina es realizada en una caldera auxiliar de 40 t/h.

La Tabla 4.17 muestra los indicadores obtenidos en la simulación de los casos del Grupo I, donde I_{exc} es el índice de energía eléctrica excedente producida, η la eficiencia global de la producción, P la productividad energética neta por hectárea y L el área de tierras cultivable liberadas por la sustitución de pasto por la levadura en la alimentación animal

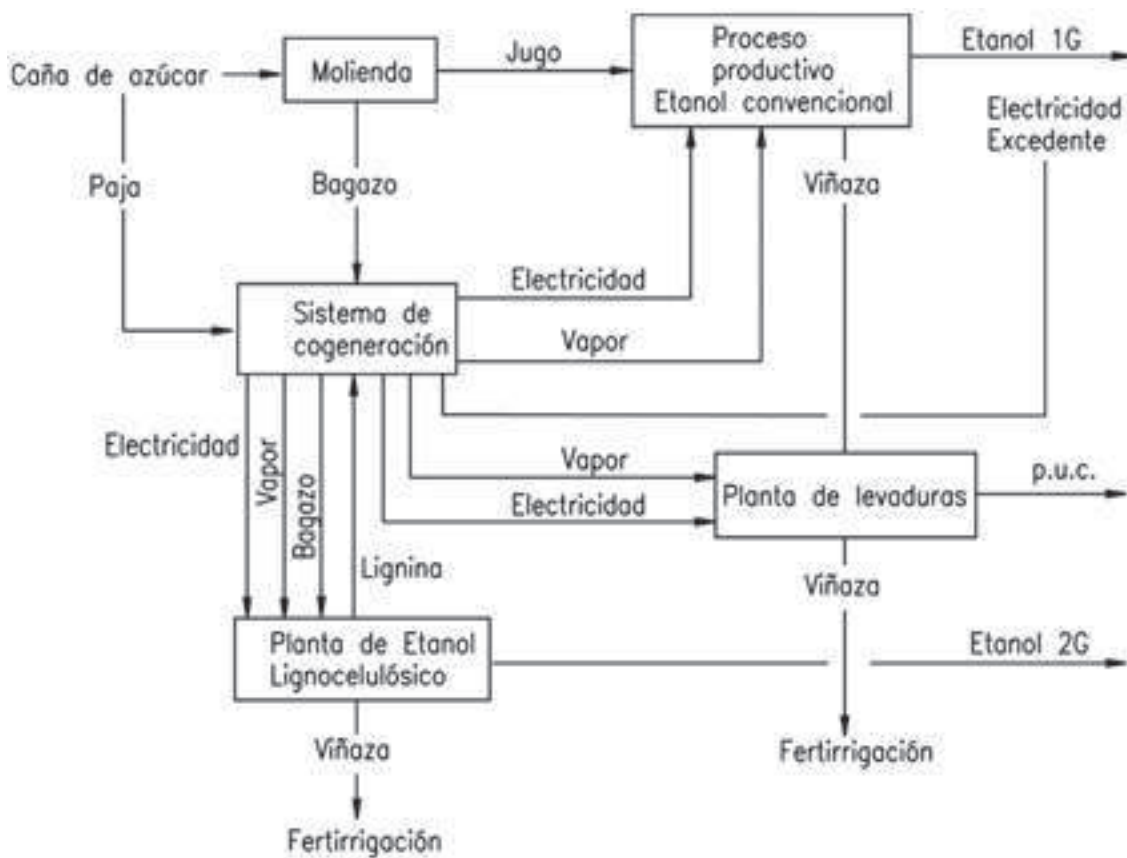


Figura 4.18 Esquema general del estudio de caso Ic.

Tabla 4.17 Indicadores de desempeño del GRUPO I.

Indicador	I_{exc} [kWh/tc]	η [%]	P [GJ/ha]	Etanol 2G [l/ha]	L [ha]
Caso Ia	68,5	29,7	178,1	-	-
Caso Ib	57,4	33,7	209,9	1.280	-
Caso Ic	45,2	33,4	208,8	1.310	7.500

Con la diversificación de la producción mediante la adición de levadura a los productos obtenidos se consiguen reducciones de 23,3 kWh / tc y de 0,3 kWh / tc en la generación de energía eléctrica excedente para los casos Ia y Ib, respectivamente. Esta reducción se debe al aumento específico consumo de vapor en diversos procesos, siendo destinado menos vapor para la generación de energía eléctrica, incluso con la adición de una caldera auxiliar para la quema de la lignina residual.

La eficiencia global de la planta se incrementa cuando se diversifica la producción, pasando de 29,7% para caso Ia; 33,7% para el caso Ib y 33,4% para el caso Ic. La producción tanto de etanol lignocelulósico como de levaduras, contribuye con ese aumento en el aprovechamiento integral de la energía de la caña de azúcar.

Lo mismo ocurre con la productividad por hectárea que presenta un aumento de 30,7 GJ/ha al pasar la configuración del caso Ia para la configuración del caso Ic, y una reducción de 1,1 GJ/ha al pasar del caso Ib para el caso Ic, lo que significa que se puede producir la misma cantidad de energía con una menor cantidad de caña. El ahorro obtenido es equivalente a 110.589 toneladas de caña al pasar del caso Ia para el caso Ic y 25.151 toneladas de caña al pasar del caso Ib para el caso Ic.

Con la producción de 100 toneladas / día de levaduras se puede sustituir 30.000 toneladas anuales de pasto en la dieta del ganado. Teniendo en cuenta el rendimiento del pasto: 4 t / ha, tenemos la capacidad de liberar hasta 7.500 hectáreas de tierras de cultivo de pasto,

lo que permitiría cultivar más caña de azúcar en esta área liberada aumento así la capacidad de producción de la planta.

Grupo II – Plantas de Azúcar con Destilería Anexa

Estudio de Caso IIa

Descripción: Planta con destilería anexa – Azúcar y Etanol de 1ª Generación (1G)

El caso IIa (Figura 4.19) representa una planta de producción de azúcar con destilería anexa. La planta tiene una capacidad de molienda de 500 tc/h y opera durante 180 días en el período de safra con parámetros de vapor en las calderas de 42 bar/420 ° C, procesando 2,16 millones de toneladas de caña.

Se utiliza 50% del jugo extraído para la producción de azúcar y 50% para la producción de alcohol. Se utilizan dos calderas de 150 t/h de vapor en el sistema de cogeneración.

Se obtiene como productos azúcar, etanol y energía eléctrica excedente. La vinaza producida por la planta es utilizada totalmente en fertirrigación.

Estudio de Caso IIb

Descripción: Planta de azúcar y etanol de 1ª y 2ª generación con destilería anexa

El caso IIb (Figura 4.20) tiene la misma planta de azúcar con la destilería anexa del caso IIa, pero incorporando una planta de Etanol de 2ª

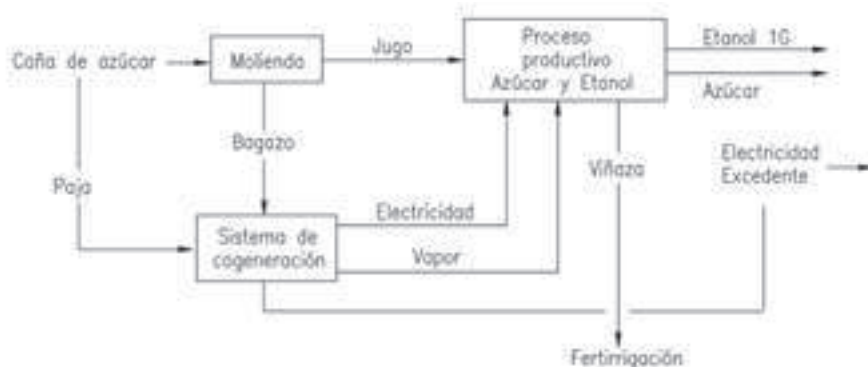


Figura 4.19 Esquema general de estudio de caso IIa

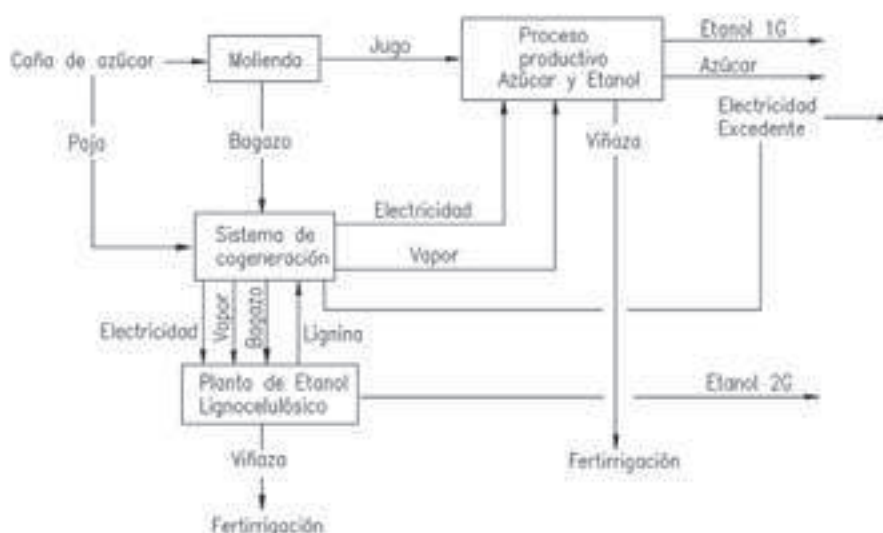


Figura 4.20 Esquema general del Caso IIb

generación. Se utilizan dos calderas de 150 t / h de vapor en el sistema de cogeneración. Similar al caso Ib, la lignina recuperada en el pre-tratamiento del bagazo es quemada en una caldera auxiliar de 10 t / h de producción de vapor, debido a la menor cantidad de excedente de bagazo para la producción de etanol 2ª generación.

El alto consumo de vapor en las plantas productoras de azúcar y alcohol conduce a un mayor consumo de bagazo en los sistemas de cogeneración por lo que se tiene una cantidad menor de bagazo excedente para la producción

de etanol lignocelulósico con relación a las destilerías autónomas.

Estudio de Caso IIC

Descripción: Planta de azúcar y alcohol diversificada produciendo etanol de 2ª generación y levaduras de vinaza

El caso IIc (Figura 4.21) se compone de la misma planta de azúcar y alcohol del caso IIb pero con la introducción de una planta de producción de 100 ton / día de la levaduras a partir de la vinaza residual.

El proceso consume 28 toneladas de vapor y 1.300 kWh de energía eléctrica por tonelada producida.

Al igual que en el caso Ic se consideró únicamente el uso de la vinaza proveniente de la destilación de etanol convencional para la producción de levaduras.

La Tabla 4.18 muestra los indicadores obtenidos en la simulación de los casos del Grupo II, donde I_{exc} es el índice de energía eléctrica excedente producida, η_{Pa} la eficiencia global de la producción, P la productividad energética neta por hectárea y T el área de tierras cultivable liberadas.

Con la diversificación de la producción mediante la adición de levadura a los productos obtenidos, hay una disminución de 26,1 kWh / tc en la generación de energía eléctrica excedente en

comparación con el caso IIa, y 36,1 kWh / tc en comparación con el caso IIb.

La eficiencia global se ha incrementado en un 0,7% al pasar de la configuración del caso IIa para la configuración de caso IIb, y con relación al caso IIc, una reducción de 0,1%.

La productividad energética de la caña de azúcar por hectárea ha aumentado 4,1 GJ / del caso IIa para el caso IIc, y ha experimentado una reducción de 0,7 GJ /ha para el caso IIc con respecto al caso IIb.

Al igual que en el caso Ic, con la producción de 100 toneladas / día de la levadura y la sustitución del área de pasto cultivado por caña de azúcar es posible obtener 7.500 hectáreas adicionales para el cultivo de la caña de azúcar.

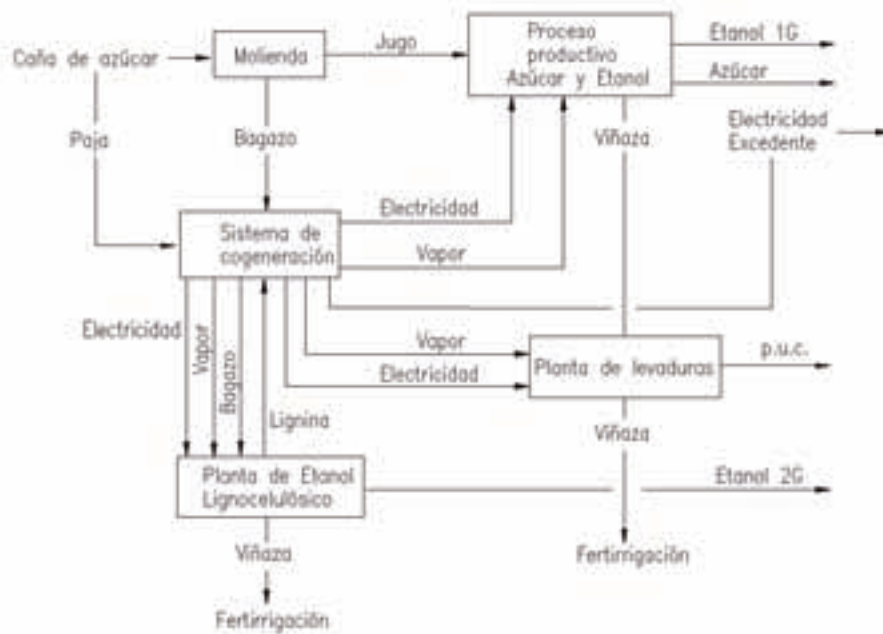


Figura 4.21 Esquema general de estudio de caso IIc.

Tabla 4.18 Indicadores de desempeño de los estudios de caso del Grupo II.

Indicador	I_{exc} [kWh/tc]	η [%]	P [GJ/ha]	Etanol 2G [l/ha]	T [ha]
Caso IIa	82,1	33,3	199,8	-	-
Caso IIb	56,0	34,1	204,6	594	-
Caso Ic	46,0	34,0	203,9	797	7.500

Potencial de liberación de tierras a partir del aprovechamiento de la vinaza

A medida que la vinaza se reaprovecha en plantas de mayor capacidad de producción de levaduras, más tierras de cultivo se liberan para la expansión de los campos de caña de azúcar (o para la plantación de otro tipo de cultivo), como se muestra en la Figura 4.22. Esta relación indica el potencial existente de incremento de los cañaverales de azúcar mediante la sustitución de tierras de pastoreo para la plantación de caña de azúcar.

Para una capacidad de producción de 50 t / día de levaduras, se obtuvieron 3.750 hectáreas de tierra liberada que representa un potencial de expansión de 14% en el área sembrada de caña de azúcar en sustitución al área sembrada con pasto.

En los casos Ic y IIc, 30.000 toneladas de levadura producidas al año reemplazan 30.000 toneladas de pasto, que tiene un rendimiento de 4 t/ha, por lo que el pasto cubriría una superficie de 7.500 ha.

$$L = 7.500 / 27.000 = 28\%$$

Siendo L el potencial de expansión del cañaveral en el caso en que la tierra cultivada con pasto para el ganado sea sustituida por cultivos de caña mediante la utilización de la levadura para alimento del ganado.

Se observa que en la medida en que se aumenta la capacidad de producción de la planta de levaduras a 100 t/día, se puede incrementar el área de cultivo original hasta en un 28% (7.500 ha), lo que significa el cultivo de 600.000 t de caña adicionales.

Extrapolando la tasa conservadora de sustitución del pasto por levadura de 1 hasta 1,75, para una planta de 100 toneladas / día de producción de levadura, obtenemos la Figura 4.23 que muestra la sensibilidad del potencial de expansión del cañaveral en la medida en que se confirma una tasa más elevada de sustitución para el suplemento.

Utilizando tasas de sustitución mayores del pasto por la levadura puede incrementarse hasta en un 61% la siembra original, para una planta de 100 t / día de levaduras, teniendo en cuenta una tasa de sustitución del pasto por levadura de 1,75 a 1.

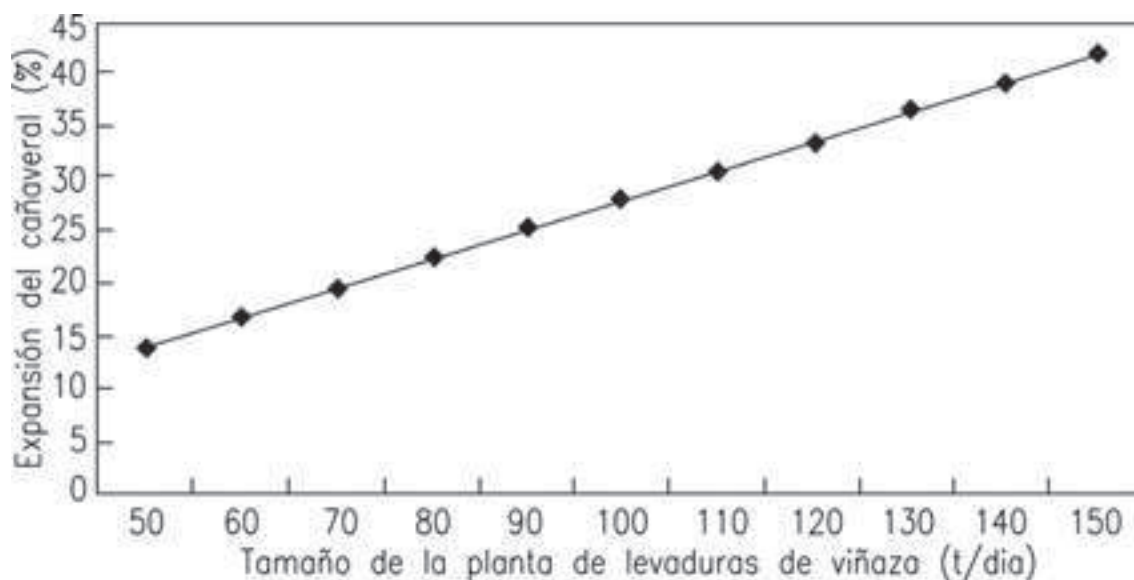


Figura 4.22 Sensibilidad del uso de levaduras para la producción de vinaza con el fin de sustituir tierras.

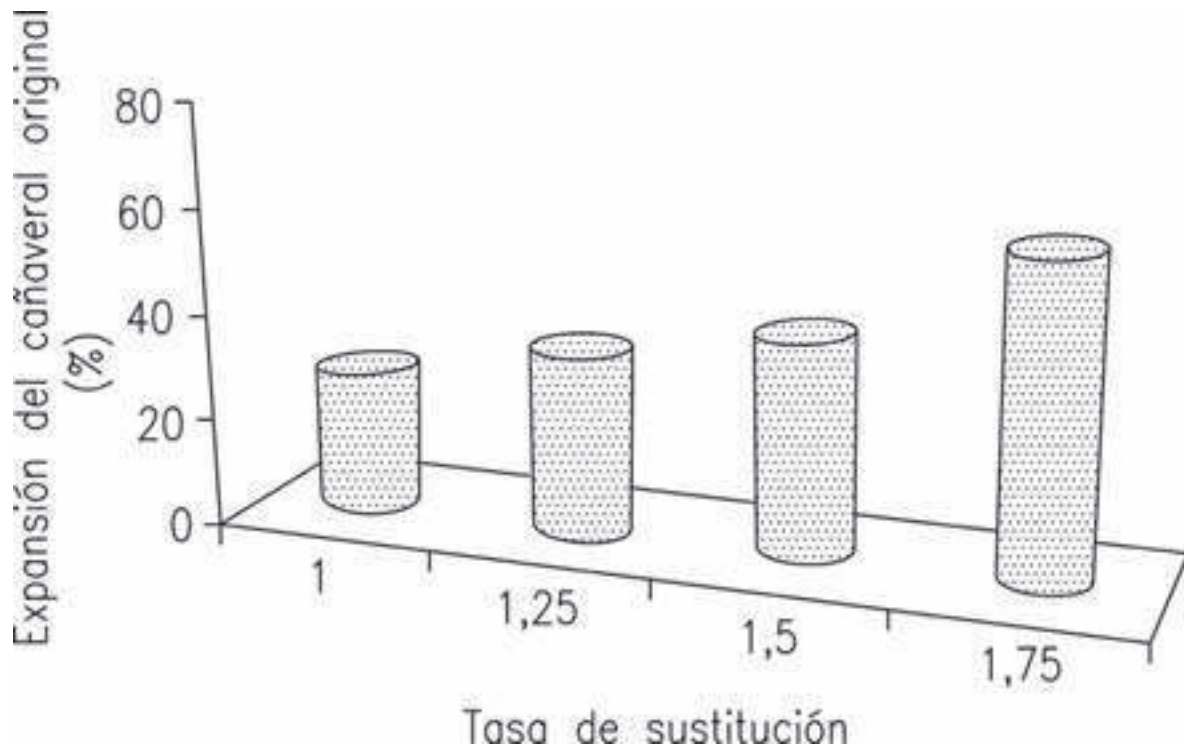


Figura 4.23 Comportamiento de la expansión de la caña de azúcar por el aumento en la tasa de sustitución del pasto por la levadura en la dieta del ganado.

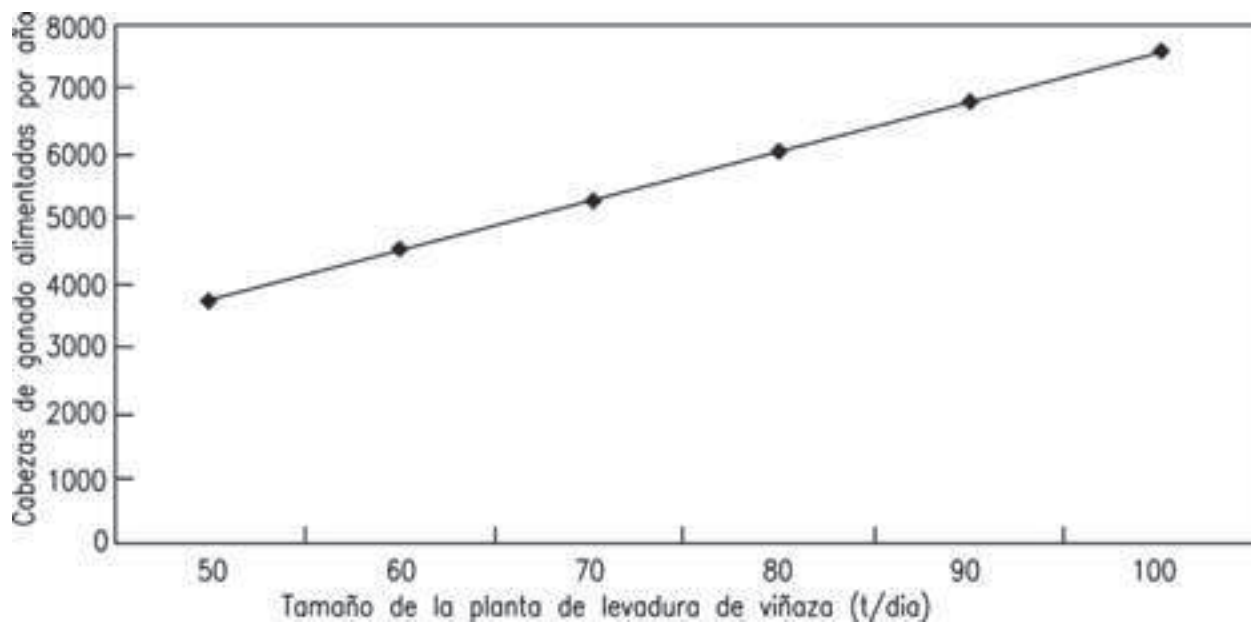


Figura 4.24 Cabezas de ganado alimentadas con relación a la capacidad de producción de la planta de levaduras de viñaza.

Aplicación de las Levaduras en la Alimentación del Ganado

La proteína metabolizable por el ganado no excede el índice %PM que se puede calcular a partir de la proteína bruta que contiene el suplemento, de acuerdo con la Ecuación 4.7 [54]:

$$\% PM = 0,9 * (\% PB) - 3 \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde % PM es el porcentaje de proteína metabolizable por el animal y el %PB es la proteína bruta del alimento. En el caso de la levadura C. utilis, el contenido de proteína bruta es del 45%, dando un máximo de proteína de las levaduras metabolizables por el ganado de 7,5%. El gráfico de la Figura 4.24 muestra el número de cabezas de ganado que puede alimentar en dependencia del tamaño de la planta de levadura.

Considerando que una res de 300 kg se alimenta de aproximadamente 4t pasto por año [56], una planta de 50 t / día de levadura puede producir levadura para alimentar a aproximadamente 3.750 cabezas de ganado por año, considerando una tasa de sustitución del pasto por la levadura de 1, el número de cabezas de ganado alimentado llega a 7.500 por año, para el caso de una planta con capacidad para producir 100t/día de la levadura.

PLANTAS COMERCIALES DE ETANOL 2G

Un aspecto importante a destacar en el desarrollo de la tecnología de producción de etanol a partir de materiales lignocelulósicos es la



Figura 4.2 La planta de Crescentino en Italia – La primera planta comercial de etanol lignocelulósico en el mundo

Fuente: [57].

implementación en 2013-2014 de las primeras plantas en escala comercial en el mundo. Esto fue posible debido a la brusca reducción de los costos de las enzimas y a las mejoras en otras etapas del proceso resultados de años de investigaciones en escala de planta piloto. La planta de las empresas *Betarenewables* y *Novozymes* en Crescentino Italia, con capacidad de 75 millones de litros de etanol por año es considerada la primera planta comercial. Esta planta utiliza como materia prima residuos agrícolas y biomasa de culturas energéticas. El rendimiento en etanol es de 1 tonelada por cada 5 toneladas de biomasa, 0,5 toneladas de vinazas (utilizadas para producir biogás y energía eléctrica) y residuo de lignina. La figura 4.26

muestra una fotografía con los principales datos de esta planta. En los Estados Unidos en 2014 estarían entrando en operación las plantas POET DSM, una planta de la DuPont en Nevada y ora de la empresa Abengoa en Hugoton. La Tabla 4.19 muestra las principales características de las plantas comerciales de etanol lignocelulósico en Estados Unidos y Europa.

Han aparecido también las primeras plantas de etanol lignocelulósico en fábricas de azúcar y alcohol, todas en Brasil. En Brasil existen 2 proyectos en ejecución: La planta Bioflex 1 de la empresa GranBio y el Proyecto Costa Pinto de la empresa Raizen. La Tabla 4.20 muestra las principales características de estos dos proyectos. La experiencia

Tabla 4.19 Características técnicas de las plantas comerciales de etanol lignocelulósico en implementación en Europa y Estados Unidos.

	Planta de Crescentino, Italia	Proyecto Liberty/ POET	Planta de la Dupont.	Planta de la Abengoa
Local de instalación	Crescentino, Italia	Emmerstburg, Iowa, USA	Nevada, Iowa, USA	Hugoton, Kansas, USA
Capacidad, l etanol/año	75x10 ⁶	75x10 ⁶	114x10 ⁶	96x10 ⁶
Materia prima	Paja de trigo y arroz, Arundo Donax	Residuos agrícolas del maíz	Residuos agrícolas del maíz	Residuos agrícolas del maíz
Costo de la inversión, USD	159x10 ⁶	250x10 ⁶	200x10 ⁶	500x10 ⁶
Tecnología utilizada	Betarenewables y Novozymes	DSM Adnanced Biofuel	Dupont	Abengoa
Estado actual	Operacional	Operacional	Comisionamiento	Operacional
Otros datos y características	Proyectos en China, EUA y Eslovaquia	Otros 2 proyectos.	Proyecto en Macedonia	-

Fuente: [58].

Tabla 4.20 Características técnicas de los proyectos de etanol lignocelulósico en implementación en fábricas de azúcar y alcohol en Brasil.

	Bioflex 1 /GranBio	Proyecto Costa Pinto/ Raizen
Capacidad, l etanol/año	82x10 ⁶	40x10 ⁶
Materia prima	Bagazo y paja de caña	Bagazo y paja de caña
Costo de la inversión, %USD	190x10 ⁶ (planta de etanol) 75x10 ⁶ (planta de cogeneración)	
Tecnología utilizada	Beta Renewables PROESA y las levaduras de la Novozymes	Iogen Energy
Estado actual del proyecto (noviembre de 2014)	En operación	En comisionamiento
Otros datos y características	Utiliza 400000 toneladas de paja por año.	La empresa Raizen pretende construir otras 7 plantas como esta

Fuente: [59].

de la planta Bioflex confirma que la tecnología de etanol lignocelulósico podría aumentar la producción de etanol por hectárea en 50%.

CONCLUSIONES

El aprovechamiento de la ruta biológica para la producción de energía es actualmente una de las principales alternativas en la búsqueda por nuevas fuentes energéticas que permitan disminuir la dependencia de los combustibles fósiles de la humanidad.

El biogás, cuyo aprovechamiento energético se propone continuar, es un subproducto resultante de la digestión anaerobia de la materia orgánica. Se compone principalmente de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), y pequeñas cantidades de elementos que pueden ser perjudiciales para los equipos de extracción y conversión de energía y/o el poder calorífico del propios biogás. Por lo tanto, el conocimiento de la microbiología es fundamental para entender las rutas bioquímicas de la conversión anaeróbica de materia orgánica. Factores tales como el pH, la capacidad tampón del medio debido a la alcalinidad de bicarbonato (mgCaCO_3/l), la presencia de sustancias tóxicas / inhibitorios, el tamaño de las partículas, entre otros son limitantes el desempeño de la digestión anaeróbica. Una tendencia que está en proceso de consolidación es la purificación del biogás y su conversión en biometano.

Que el desarrollo comercial del etanol celulósico sea un éxito se requiere también una adecuada simplificación del proceso que se puede ser obtenida con una fuerte integración de todas las etapas (p ej. integración de la hidrólisis y fermentación en un proceso simultáneo y la co-fermentación de pentosas y hexosas). La integración adecuada de los procesos tendrá beneficios en términos de mayores rendimientos, velocidades de producción y concentraciones de etanol más altas lo que se traducirá en menor capital y costos de operación.

La diversificación de la producción de biocombustibles presentada en los seis casos estudiados, trae mejoras en el desempeño general de la planta, lo que implica una mayor productividad y una mayor eficiencia de producción.

El uso de la levadura como suplemento dietético para la creación de ganado presenta ventajas tales como la liberación de tierras para otros cultivos.

Hay un potencial latente para aumentar la capacidad de cultivo de la caña de azúcar de las plantas azucareras a partir de la producción de levaduras obtenidas de la vinaza, pudiendo alcanzar hasta aproximadamente 28% de la expansión de los cañaverales en el caso más conservador para una planta de 100 t/día de producción de levadura utilizando aproximadamente 95% de vinaza de la producción de etanol.

Este año comenzaron a operar las primeras plantas comerciales de etanol lignocelulósico, lo cual constituye un hito importante en la consolidación de esta tecnología.

REFERENCIAS

- [1] L. A. H. Nogueira e E. E. S. Lora, *Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações.*, 2da Edição ed., Rio de Janeiro: Editora Interciencia, 2003.
- [2] S. N. Naik, V. V. Goud, P. K. Rout e A. K. Dalai, "Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 578–597, 2010.
- [3] K. Srirangan, L. Akawi, M. Moo-Young e C. P. Chou, "Towards sustainable production of clean energy carriers from biomass resources.," *Applied Energy*, vol. 100, p. 172–186, 2012.

- [4] R. C. Saxena, D. K. Adhikari e H. B. Goyal, “Biomass-based energy fuel through biochemical routes: A review.,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n. 1, p. 167–178, 2009.
- [5] A. F. Kirkels, “Discursive shifts in energy from biomass: A 30 year European overview.,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, p. 4105–4115, 2012.
- [6] FAO, “Manual de biogás,” FAO, 2011.
- [7] BAA, “What is Biogas?,” Biofuels Association of Australia, Sydney, 2014.
- [8] O. L. Y. Momoh e L. I. Nwaogazie, “Effect of Waste Paper on Biogas Production from Co-digestion of Cow Dung and Water Hyacinth in Batch Reactors,” *J. Appl. Sci. Environ. Manage*, vol. 12, n. 4, p. 95–98, 2008.
- [9] A. C. Wilkie, “Biogas—A Renewable Biofuel,” 2013. [Online]. Available: <https://biogas.ifas.ufl.edu/>. [Acesso em Octubre 2014].
- [10] E. Ryckebosch, M. Drouillon e H. Vervaeren, “Techniques for transformation of biogas to biomethane,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, n. 5, p. 1633–1645, May 2011.
- [11] S. Rasi, A. Veijanen e J. Rintala, “Trace compounds of biogas from different biogas production plants,” *Energy*, vol. 32, n. 8, p. 1375–1380, August 2007.
- [12] R. Erler, *Biogas utilization chains, Work package WP09, Deliverable D35.*, Leipzig: REDUBAR, 2009.
- [13] S. Luostarinen, A. Normak e M. Edström, *Overview of Biogas Technology*, Baltic Forum for Innovative Technologies for Sustainable Manure Management, 2011.
- [14] J. G. G. García, I. M. Fernández, M. M. M. Montenegro, A. F. Fuentes, J. J. B. Cortés e P. G. Moroyoqui, “Biogás: una alternativa ecológica para la producción de energía.,” *Ide@s CONCYTEG*, vol. 7, n. 85, pp. 881–894, 2012.
- [15] M. Poschl, S. Ward e P. Owende, “Evaluation of energy efficiency of various biogás production and utilization pathways,” *Applied Energy*, vol. 87, pp. 3305–3321, 2010.
- [16] A. Khalid, A. Muhammad, M. Anjum, T. Mahmood e L. Dawson, “The anaerobic digestion of solid organic waste.,” *Waste Management*, vol. 31, n. 8, pp. 1737–1744, 2011.
- [17] M. Madsen, J. Holm-Nielsen e K. Esbensen, “Monitoring of anaerobic digestion processes: A review perspective,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 6, p. 3141–3155, 2011.
- [18] R. M. Barros, *Tratado sobre Resíduos Sólidos: Gestão, Uso, e Sustentabilidade.*, Rio de Janeiro: Interciência; Minas Gerais: Acta, 2013.
- [19] F. Raposo, M. De La Rubia, V. Fernández-Cegrí e R. Borja, “Anaerobic digestion of solid organic substrates in batch mode: An overview relating to methane yields and experimental procedures,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n. 1, p. 86, 2012.
- [20] Y. Li, S. Y. Park e J. Zhu, “Solid-state anaerobic digestion for methane production from organic waste,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 1, p. 821–826, 2011.
- [21] A. Wellinger e A. Lindberg, “Biogas upgrading and utilization,” IEA Bioenergy, Task 24, 2000.
- [22] S. Trogisch e W. Baaske, “Biogas powered fuel cells – case studies for their implementation,” Trauner Verlag, Linz, 2004.
- [23] L. Allegue e J. Hinge, “Report: Biogas and bio-syngas upgrading,” Danish Technological Institute, Denmark, 2012.
- [24] M. Harasek, “Biogas: characteristics, clean-up technologies and upgrading,” em *Kick-off Biomethane Regions. Training Session – Train the Trainers, May 26*, Cardiff, 2011.
- [25] A. Peterson, “IEA- Modern Technologies of biogas upgrading,” 24 Agosto 2009. [Online]. Available: http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publications/workshop/3/Vancouver09_Petersson_Anneli.pdf. [Acesso em 2014].
- [26] W. Urban, K. Girod, H. Lohmann, G. Dachs e C. Zach, “Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz,” Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer, 2003.

- [27] A. J. A. González, G. A. Aroca e J. D. S. Csadalso, “Etanol a partir de biomasa lignocelulósica,” *Revista CYTED*, p. 74, 2006.
- [28] E. E. S. Lora e O. J. Venturini, *Biocombustíveis*, Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2012.
- [29] F. J. Friederich, *La energía de la biomasa*, Segunda ed., SAPT. SOCIEDAD ANONIMA DE PUBLICACIONES TECNICAS, 1999, p. 144.
- [30] L. M. Porto, *Modelagem de processo industrial de fermentação alcoólica contínua com reatores de mistura ligados em série*, Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2005.
- [31] S. Romano, E. González e M. Laborde, *Combustibles Alternativos*, Buenos Aires: Ediciones Cooperativas, 2005.
- [32] H. Jorgensen, J. Kristensen e C. Felby, “Enzymatic conversion of lignocellulose into fermentable sugars: challenges and opportunities,” *Biofuels, Biorefinery*, vol. 1, pp. 119-134, 2007.
- [33] J. R. Pazo, *Estudio de lignina y lípidos en madera de eucalipto: Caracterización química en distintas especies y su evolución durante la fabricación y blanqueo químico y enzimático de la pasta de papel*, Sevilla: Tesis de Doctorado. Universidad de Sevilla, 2008.
- [34] L. Cuervo, J. L. Folch e R. E. Quiroz, “Lignocelulosa como fuente de azúcares para la producción de etanol,” *BioTecnología*, vol. 13, n. 3, pp. 11-25, 2009.
- [35] N. E. El Mansour, “Uso de la lignina para el desarrollo de adhesivos usados en tableros de madera,” em *5º Congreso Florestal Español*, Ávila, 2009.
- [36] W. Boerjan, J. Ralph e M. Baucher, “Lignin biosynthesis,” *Annual Review of Plant Biology*, vol. 54, n. 1, pp. 519-546, 2003.
- [37] R. Vanholme, B. Demedts, K. Morreel, J. Ralph e W. Boerjan, “Lignin biosynthesis and structure,” *Plant physiology*, vol. 153, n. 3, p. 895-905, 2010.
- [38] M. S. Sifontes e M. E. Domine, “Lignina, estructura y aplicaciones: métodos de despolimerización para la obtención de derivados aromáticos de interés industrial,” *Avances en Ciencias e Ingeniería*, vol. 4, n. 4, pp. 15-46, 2013.
- [39] D. L. V. Nuncira, *Análise termodinâmica da produção de biobutanol em uma biorefinaria brasileira*, Itajubá: Tesis Doctoral. Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [40] S. Haghghi, A. Hossein, M. Tabatabaei, G. Salehi Jouzani, G. H. Najafi, M. Gholami e M. Ardjmand, “Lignocellulosic biomass to bioethanol, a comprehensive review with a focus on pretreatment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, n. 0, pp. 77-93, 2013.
- [41] M. Galbe e G. Zacchi, “Pretreatment : The key to efficient utilization of lignocellulosic materials,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 46, p. 70-78, 2012.
- [42] P. Kumar, D. M. Barrett, M. J. Delwiche e P. Stroeve, “Methods for Pretreatment of Lignocellulosic Biomass for Efficient Hydrolysis and Biofuel Production,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 48, n. 8, p. 3713-3729, 2009.
- [43] L. Olsson, *Advance in biochemical Engineering/Biotechnology*, Springer, 2007.
- [44] P. Alvira, E. Tomás-Pejó, M. Ballesteros e M. J. Negro, “Technology Pretreatment technologies for an efficient bioethanol production process based on enzymatic hydrolysis : A review,” *Bioresource Technology*, vol. 101, n. 13, p. 4851-4861, 2010.
- [45] V. García, J. Pääkkilä, H. Ojamo, E. Muurinen e R. L. Keiski, “Challenges in biobutanol production : How to improve the efficiency?,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 1, p. 964-980, 2011.
- [46] R. E. Quiroz e J. L. Folch, *Sustainable Degradation of Lignocellulosic Biomass—Techniques, Applications and Commercialization*, Croatia: InTech, 2013.
- [47] M. Taherzadeh e K. Karimi, “Enzyme-based hydrolysis processes for ethanol from lignocellulosic materials: a review,” *BioResources*, vol. 2, n. 4, pp. 707-738, 2007.

- [48] J. R. Cherry e A. L. Fidantsef, “Directed evolution of industrial enzymes: an update,” *Current Opinion in Biotechnology*, vol. 14, n. 4, p. 438–443, 2003.
- [49] M. Balat, H. Balat e C. Öz, “Progress in Bioethanol Processing,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 34, n. 25, pp. 551-553, 2008.
- [50] C. Hamelinck, G. Hooijdonk e A. Faaij, “Ethanol from Lignocellulosic Biomass: Techno-economic Performance in Short-, Middle- and Long-Term,” *Biomass & Bioenergy*, vol. 28, n. 4, pp. 384-410, 2005.
- [51] A. A. G. S. J. Abril, “Etanol a partir de Biomasa Lignocelulósica, red IVH empleo biomasa azucarera como fuente de alimento, energía, derivados con la preservación del medio ambiente,” La Habana, 2006.
- [52] M. E. T. Pejó, *Bioetanol de paja de trigo: estrategias de integración de las etapas del proceso*, Madrid: Tesis Doctoral. Universidad Complutense de Madrid, 2010.
- [53] R. Wooley, M. Ruth, J. Sheehan e K. Ibsen, “Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis Current and Futuristic Scenarios NREL/TP-580-26157,” National Renewable Energy Laboratory, 1999.
- [54] G. F. Souza, *Avaliação termodinâmica e econômica de alternativas de diversificação da produção no setor sucroalcooleiro brasileiro*, Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2013.
- [55] K. Ojeda, O. Ávila, J. Suárez e V. Kafarov, “Evaluation of technological alternatives for process integration of sugarcane bagasse for sustainable biofuels production—Part 1,” *Chemical engineering research and design*, vol. 8, n. 9, p. 270–279, 2011.
- [56] J. A. Mathews, H. Tan, M. Moore e G. Bell, “A conceptual lignocellulosic ‘feed+fuel’ biorefinery and its application to the linked biofuel and cattle raising industries in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 9, pp. 4932-4938, 2011.
- [57] P. Picciotti, *Proven cellulosic Biomass-to-fermentable sugars technology for commercial scale production.*, Jakarta: Proesa Technology, 2014.
- [58] IEA–Independent Statistics and Analysis, “Today in Energy, Commercial-scale cellulosic ethanol plant opens,” U.S. Energy Information Administration, 5 Septiembre 2014. [Online]. Available: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17851>. [Acesso em Septiembre 2014].
- [59] Biofuel Digest, “GranBio starts cellulosic ethanol production at 21 million gallons plant in Alagoas, Brazil,” 24 Septiembre 2014. [Online]. Available: <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2014/09/24/granbio-starts-cellulosic-ethanol-production-at-21-mgy-plant-in-brazil/>. [Acesso em Octubre 2014].
- [60] Fuels America, “Four Commercial Scale Cellulosic Ethanol Biorefineries to Enter Production This Year,” 29 Abril 2014. [Online]. Available: <http://www.fuelsamerica.org/blog/entry/four-commercial-scale-cellulosic-ethanol-biorefineries-to-enter-production>. [Acesso em Octubre 2014].

Capítulo 5

Procesos Termoquímicos

ELECTO EDUARDO SILVA LORA
MANUEL GARCÍA-PÉREZ
RENÉ LESME JAÉN

El presente capítulo trata sobre los procesos termoquímicos de conversión de la biomasa: gasificación, pirólisis y torrefacción. Se analizan los fundamentos, las principales etapas de cada proceso y tecnologías más comunes. El capítulo, hace énfasis en el uso dado al gas de síntesis para la producción de biocombustibles, así como en el refinado de los bioaceites para la obtención de combustibles comerciales y al uso del biocarbono para la mejora de los suelos.

Los diferentes procesos de conversión de biomasa permiten obtener combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Estos incluyen los procesos bioquímicos y termoquímicos, como se muestra en la Figura 5.1.

Los procesos bioquímicos comprenden la fermentación y la digestión anaeróbica. Entre los procesos de transformación termoquímicos se encuentran la pirólisis, la gasificación, la combustión y la licuefacción.

PROCESOS DE CONVERSIÓN TERMOQUÍMICA

La pirólisis y la torrefacción (también conocida como pirólisis ligera) son procesos de transformación básica, pues por un lado es posible obtener a partir de ésta productos sólidos, líquidos o en

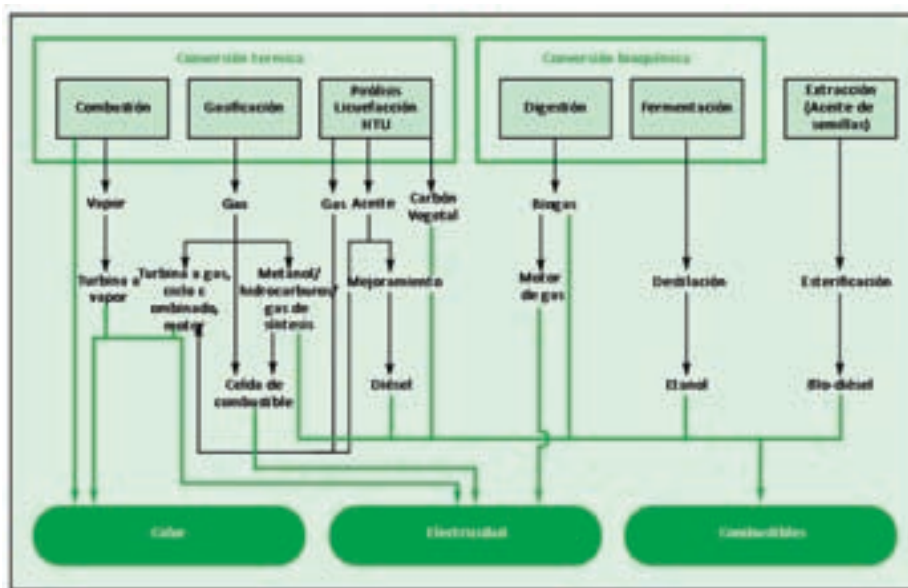


Figura 5.1 Rutas de conversión energética de la biomasa.

Fuente: [1]

forma de gas y por el otro también constituyen etapas preliminares de los procesos de gasificación y combustión de la biomasa.

La gasificación es la conversión de la biomasa en una mezcla de gases combustibles (CO, H₂, CH₄) en condiciones de suministro controlado de oxígeno. La combustión se realiza en una atmósfera reactiva con aire (u oxígeno) y arroja como producto principal calor. En la Tabla 5.1 se presenta la eficiencia de conversión de estos procesos para la producción de calor y/o energía eléctrica.

El parámetro que define el tipo de proceso de conversión termoquímica que ocurre en un reactor es la relación de equivalencia ER, la relación entre el volumen de aire real (oxidante) por kg de combustible (R_{A/F})_{actual} utilizado en el proceso de conversión termoquímica y el volumen de aire estequiométrico por kg de combustible (R_{A/F})_{sto} (Ecuación 5.1) es un parámetro importante que influye tanto en la composición como en la calidad del gas y en eficiencia del proceso.

$$ER = \frac{(R_{A/F})_{actual}}{(R_{A/F})_{sto}} \quad \text{Ec. 5.1}$$

Tabla 5.1 características principales de los procesos de conversión termoquímica de la biomasa

	Combustion	Gasificación	Pirólisis
Principales productos	Calor, productos de combustión	Gas combustible, calor	Aceite, gas y carbón
Balance de energía	exotérmico	autotermico	alotermico
Conversión de carbono	99 %	80-95 %	~ 75 % (rendimiento de bioaceite)
Componentes principales de los productos	CO ₂ , H ₂ O, N ₂	CO, H ₂ , CH ₄ , CO ₂ , H ₂ O, N ₂ , Alquitrán	Bioaceites, alquitrán, CO, H ₂ , CH ₄ , CO ₂ , H ₂ O, char
Estequiometría del oxígeno (ER)	>1, 1.3 para combustibles sólidos	0 < ER < 1	0
Reactividad física del producto principal	Inerte	Combustible, estable	Combustible, reactivo
Apariencia física	Gas	Gas	Sólido, líquido, gas
Poder calorífico , MJ/kg	0	Generalmente 5-20	16-19 (HHV)

Fuente: [2]

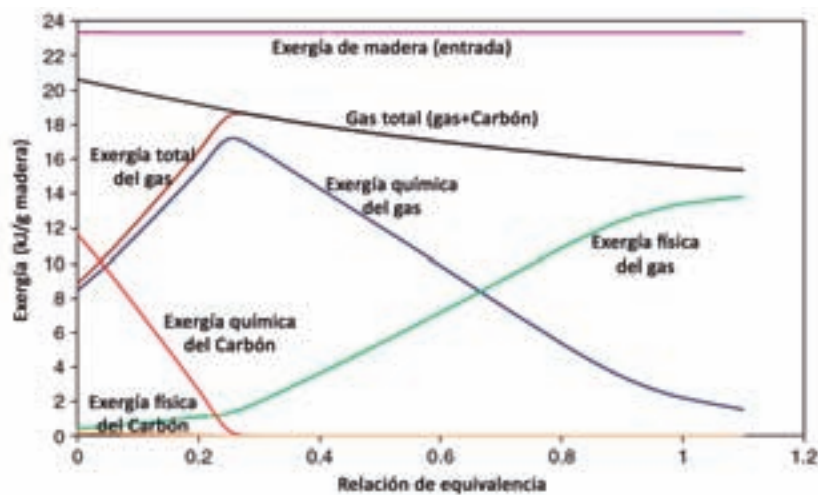


Figura 5.2 – Distribución de la exergía (disponibilidad) entre productos gaseosos y el coque durante la conversión termoquímica de biomasa en atmósfera de aire

Fuente: [3]

Para procesos industriales de combustión la máxima eficiencia requiere valores de ER algo mayores que 1, siendo este parámetro más conocido en estas aplicaciones como exceso de aire. La gasificación requiere apenas de una cantidad de aire sub-estequiométrica para mantener el nivel de temperatura que el proceso requiere. En este caso ER toma valores generalmente en el rango 0.3-0.4. Ya el proceso de pirólisis ocurre en ausencia de oxígeno y por tanto ER=0. La Tabla 5.1 y la figura 5.2 muestran las diferencias entre los principales procesos de conversión termoquímica.

En la Figura 5.2 puede ser observado que a una relación equivalente cercana a 0.3 es cuando se obtiene una mayor fracción de la exergía en forma de energía química almacenada en los gases.

GASIFICACIÓN DE LA BIOMASA

Conceptos y etapas del proceso.

La gasificación permite convertir la biomasa sólida en un gas combustible con eficiencias en el rango 60% a un 90% [4]. Además existe la posibilidad de utilizar una amplia variedad de materias primas: carbón, fuel pesado, biomasa, residuos industriales y agrícolas, entre otros y es

posible la eliminación de los contaminantes e impurezas en los gases resultantes del proceso.

La gasificación de la biomasa es la conversión térmica de la misma en un gas, a través de una serie de reacciones químicas que se producen a elevadas temperaturas con el uso de aire, oxígeno, vapor de agua o una mezcla de ellos como agente oxidantes (Figura 5.3).

En la primera etapa del esquema mostrado en la figura 5.3, el calentamiento de las partículas de biomasa provoca la liberación de la humedad contenida en ellas en forma de vapor, simultáneamente se inicia el proceso de pirólisis, en el cual el sólido comienza a desvolatilizarse produciendo un residuo sólido carbonoso, gases condensables (hidrocarburos pesados) y gases no condensables (CO, CO₂, CH₄, H₂, O₂, N₂), vapor de H₂O e hidrocarburos ligeros). El residuo sólido formado es entonces atacado por agente oxidante utilizado para producir gas de síntesis rico en CO e hidrogeno.

Reacciones químicas.

El proceso de gasificación de la biomasa resulta de reacciones complejas, todavía poco conocidas en su totalidad. Según la organización del proceso de gasificación (movimiento relativo de la biomasa

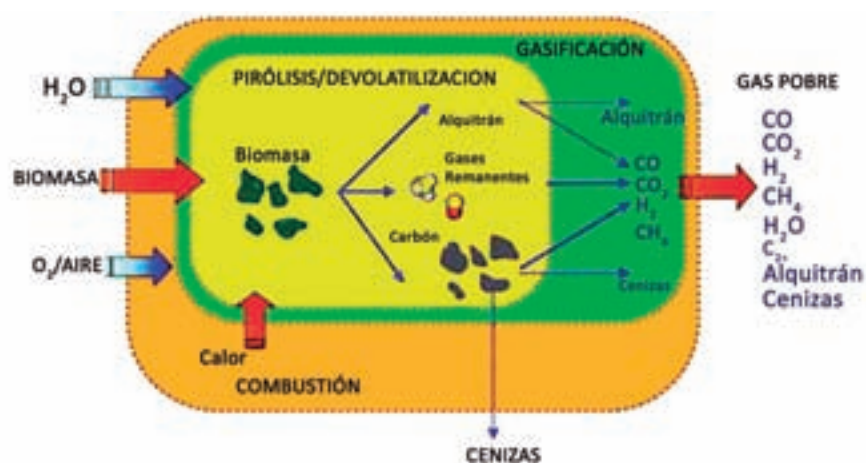


Figura 5.3 Esquema del proceso de gasificación.

Fuente: [5]

y del gas y tipo gasificador), estas reacciones ocurren en diferentes zonas del gasificador, o en todo su volumen de manera simultánea. En las figuras 5.4 y 5.5 se presentan las reacciones que ocurren durante el proceso de gasificación.

La prevalencia de cualquiera de las reacciones anteriores depende de factores tales como: el tiempo de residencia en el reactor, la concentración de especies dentro del mismo, la temperatura y la presión de trabajo y la presencia de catalizadores, entre otros.

Una revisión de las ecuaciones cinéticas usadas para describir las reacciones de gasificación de residuos carbonosos con dióxido de carbono, con vapor de agua y con oxígeno puede ser encontrada en la excelente revisión bibliográfica de [6]

Una vez conocida la cinética de las reacciones es necesario identificar si además de la velocidad de reacción existen otros factores que

que pudieran controlar la velocidad a la que la partícula se gasifica. Este parámetro es muy importante pues define el tiempo de residencia que la partícula debe estar dentro del reactor. Los procesos de oxidación son procesos heterogéneos de varias etapas. En el caso de la gasificación este es un proceso en el que intervienen los siguientes fenómenos: (1) difusión en el filme gaseoso de el agente oxidante (2) si el material tiene muchas cenizas entonces también es de esperar que la resistencia de la ceniza a la difusión del agente oxidante podría ser importante (3) adsorción del agente oxidante en la superficie del material carbonoso que se gasifica (4) reacción química de oxidación en la superficie con la formación de intermediarios oxidados adsorbidos (5) desorción de los productos de reacción a través de la capa de ceniza y (6) difusión de los productos de oxidación a través del filme en la fase gaseosa.

Pirólisis	$Biomasa + Calor \rightarrow Carbón + Alquitrán + gases$
Reacción de oxidación	$C + O_2 \leftrightarrow CO_2$ $\Delta H = +408 \text{ kJ/kmol}$
Reacción de oxidación parcial	$2C + O_2 \leftrightarrow 2CO$ $\Delta H = +246 \text{ kJ/kmol}$
Reacción de Boudouard	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$ $\Delta H = -172 \text{ kJ/kmol}$
Reacción de Shift	$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$ $\Delta H = -131 \text{ kJ/kmol}$
Reacción Shift agua/gas:	$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$ $\Delta H = -41 \text{ kJ/kmol}$
Reacción de metanización	$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$ $\Delta H = -75 \text{ kJ/kmol}$

Figura 5.4 Reacciones heterogéneas del proceso de gasificación.

Reformado de hidrocarburos con vapor	$C_n H_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + \frac{m}{2})H_2$
Reformado seco de los hidrocarburos	$C_n H_m + nCO_2 \rightarrow 2nCO + (\frac{m}{2})H_2$
Reacciones de craqueamiento térmico	$C_n H_m \rightarrow C_x H_y + C_{n-x} H_{m-y}$

Figura 5.5 Reacciones homogéneas del proceso de gasificación.

Para materiales con bajo contenido de ceniza en general existen tres regímenes de gasificación. El primer régimen también llamado “de control” cinético ocurre cuando la velocidad de reacción de mucho mas lenta que la velocidad de difusión del agente oxidante en el filme que rodea la partícula. En estas condiciones la concentración del agente oxidante se puede considerar que no varía en la partícula y por tanto la reacción ocurre en las paredes interiores de los poros del material sin que el diámetro externo se reduzca sustancialmente. Este régimen es utilizado para la producción de carbón activado. En el segundo régimen, la velocidad de reacción y del transporte del agente oxidante, son comparables y por lo tanto la descripción matemática del fenómeno de combustión de la partícula debe tener en cuenta ambos fenómenos. El tercer régimen de reacción ocurre cuando la velocidad de oxidación es muy rápida (generalmente procesos que ocurren a alta temperatura) y está controlado por el transporte del agente oxidante a través del filme gaseoso que rodea la partícula. En

este caso la reacción ocurre en la parte exterior de la partícula, por lo tanto se observa una reducción gradual del tamaño de la misma. Este proceso es generalmente descrito matemáticamente por el modelo del centro sin reaccionar.

Tecnologías de gasificación

El punto clave para un proyecto de un reactor de gasificación, es crear condiciones para que la biomasa se reduzca a carbón + volátiles y luego el carbón reaccionando con los productos de la pirólisis, el agente oxidante y estos entre sí, se conviertan en CO y H₂ con un contenido mínimo de impurezas. De acuerdo con eso se han propuesto varios tipos de gasificadores, los cuales se pueden clasificar en: reactores de lecho fijo, lecho fluidizado, flujo arrastrado y plasma, la diferencia entre ellos radica en la forma de contacto entre la biomasa y los gases producidos. Ver la figura 5.6 [7].

Desde el punto de vista de la fuente de calor utilizada para sustentar el proceso térmico, los gasificadores se pueden clasificar en reactores de

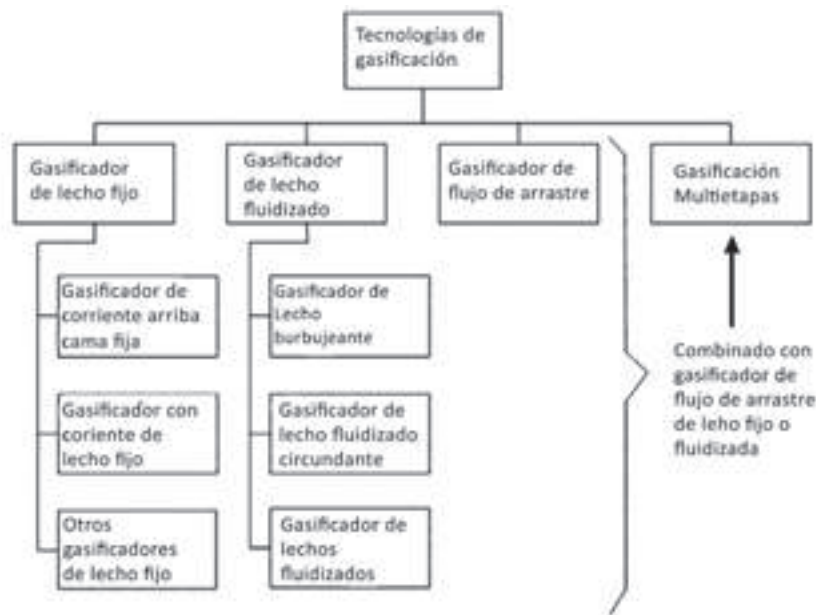


Figura 5.6 Clasificación de las tecnologías de gasificación

Fuente: [7]

calentamiento directo (autotérmicos) y reactores de calentamiento indirecto (alotérmicos). En el caso del calentamiento directo, parte de la biomasa se quema para proporcionar el calor que requieren, el secado, la pirólisis y la gasificación propiamente dicha. Otro aspecto que influye sobre el proceso de gasificación es la presión en el reactor, por lo cual existen gasificadores atmosféricos y presurizados.

Gasificadores de lecho fijo

Según el movimiento relativo de la corriente gaseosa y del combustible a través del reactor, los gasificadores de lecho fijo se clasifican en: de corriente ascendente o contracorriente (*Updraft*, figura 5.7a) y de corriente descendente o concurrente (*Downdraft*, figura 5.7b). También existen los gasificadores de flujo cruzado (figura 5.7c).

En el gasificador *updraft*, la corriente del gas generado fluye en la dirección opuesta a la alimentación de biomasa, que se realiza por la parte superior del reactor. Esta configuración se caracteriza por una elevada eficiencia térmica del proceso. Sin embargo los gases generados tienen un elevado contenido de alquitrán, ya que no ocurre el craqueamiento térmico de los mismos (los gases de pirólisis no pasan por la zona de oxidación/altas temperaturas).

En el gasificador *downdraft*, el combustible es suministrado por la parte superior y el agente de gasificación se mueve en sentido del movimiento de la biomasa (descendente). La gran ventaja de este tipo de generador de gas es su alta eficiencia en la conversión del carbono, además de producir un gas con bajo contenido de alquitrán y ceniza, sin embargo tiene limitaciones en cuanto a su escalado y humedad de la biomasa [9], [10].

En los gasificadores de flujo cruzado, el combustible es suministrado por la parte superior del reactor, mientras que el agente de gasificación es alimentado por una de las paredes laterales. El gas generado sale a través de un conducto situado en la pared opuesta. La construcción del reactor es sencilla, pero el gas generado presenta un considerable contenido de alquitrán.

Los reactores de lecho móvil (algunas veces también llamados de lecho fijo) (*updraft*, *downdraft*) presentan zonas de reacción diferenciadas en su interior: secado, pirólisis, oxidación y reducción o gasificación (Figuras 5.8 y 5.9).

En la zona de pirólisis se produce la liberación de la materia volátil presente en la biomasa. En esta zona la biomasa se calienta a temperaturas relativamente bajas (400-800 °C) en atmósfera no oxidante, dando lugar a la formación de un

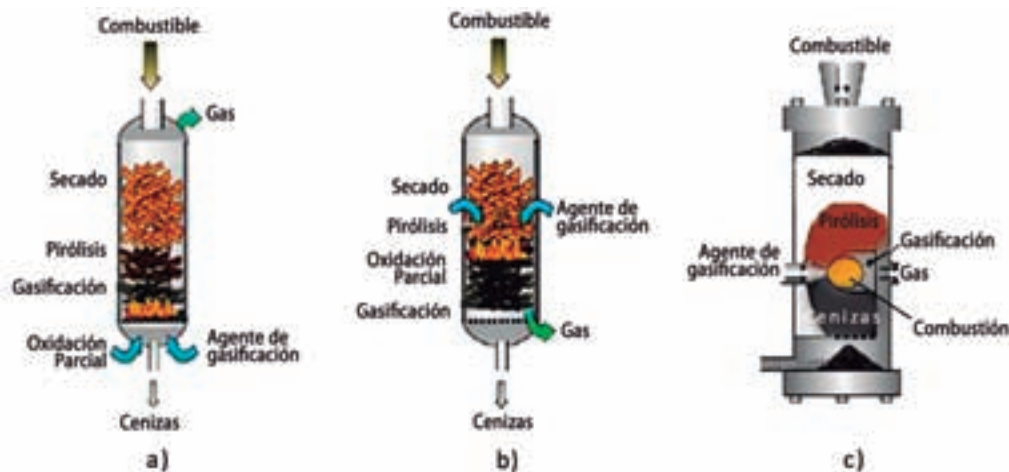


Figura 5.7 Gasificadores de lecho fijo

Fuente: [8]

residuo sólido rico en carbono (carbón) y una fracción volátil compuesta por gases y vapores orgánicos condensables (agua, alquitrán).

En la zona de oxidación ocurre la combustión parcial de la materia volátil y del carbón en contacto con el agente de gasificación, liberandose el calor necesario para garantizar los procesos de secado, pirólisis y las reacciones endotérmicas,

donde ocurre la transformación y la oxidación de los productos condensables generados en la zona de pirólisis. La temperatura en la zona de combustión puede alcanzar valores de hasta 1000 °C.

Por último, es en la etapa de gasificación (reducción), donde las reacciones secundarias dan lugar a la formación de la mezcla de gases combustibles.

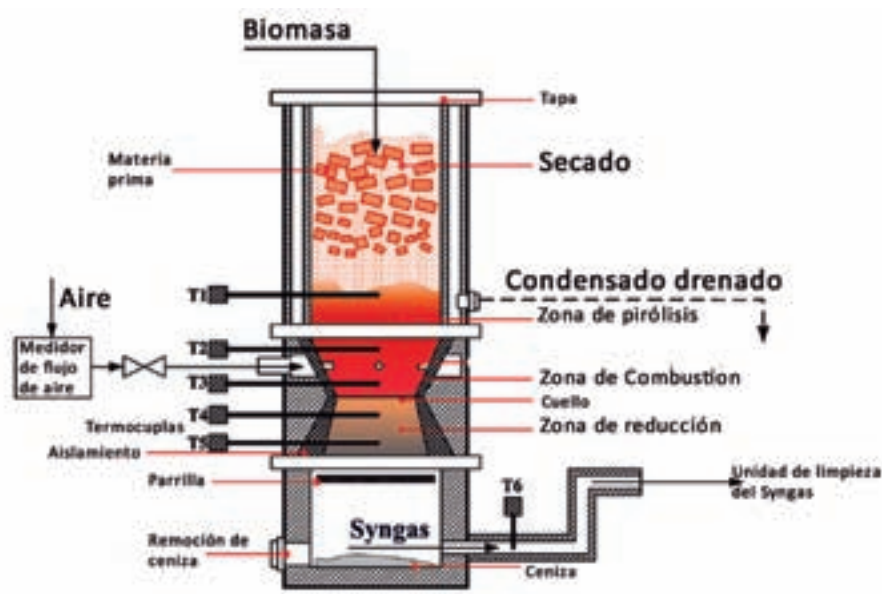


Figura 5.8 Gasificador tipo *downdraft*

Fuente: [11].

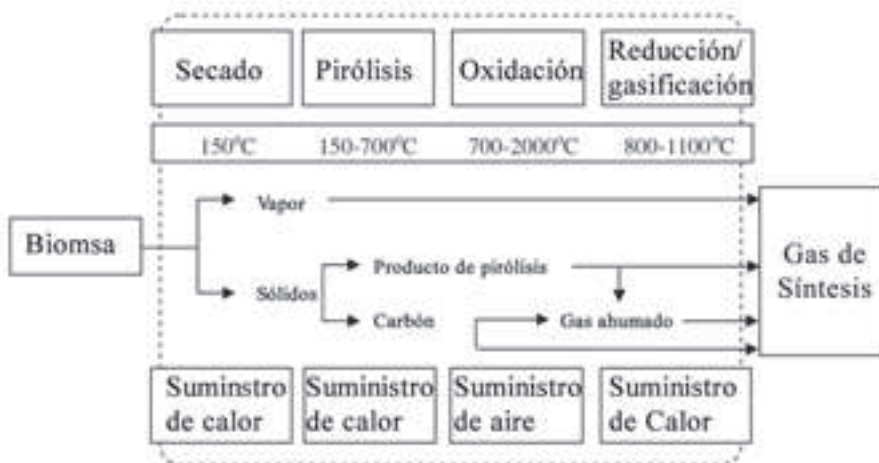


Figura 5.9 Etapas del proceso de gasificación en un reactor tipo *downdraft*

Fuente: [12]

Gasificadores de lecho fluidizado

Este tipo de gasificador no presenta zonas diferenciadas de reacción como los reactores de lecho fijo. Los reactores de lecho fluidizado tienen un lecho isotérmico que opera generalmente a temperaturas en el rango de 700-900 °C. Estos gasificadores, dependiendo de la velocidad superficial del gas (velocidad respecto a la sección libre del reactor, se clasifican en lecho burbujeante (BFBG, figura 5.10a) (velocidad superficial del gas en el rango de 1 a 2 m/s) y lecho circulante (CFBG, figura 5.10b) (velocidad superficial del gas es mayor de 5 m/s). [13], [14]; Alauddin *et al.*, 2010).

Los gasificadores BFBG son típicos de aplicaciones de mediana escala. Los gasificadores CFBG son de fácil escalado y recomendados para grandes capacidades. El tipo de biomasa utilizado en estos gasificadores debe ser de granulometría fina.

Las principales ventajas de los gasificadores de lecho fluidizado están dadas en la flexibilidad de las materias primas utilizadas y fácil control de la temperatura. Una desventaja es el alto contenido de alquitrán en el gas debido a las relativamente bajas temperaturas de operación y combustión

incompleta del carbón, así como problemas operacionales del gasificador con biomasa de alto contenido de cenizas y álcalis, tales como la aglomeración y colapso del lecho [15].

Gasificador de lecho arrastrado

El gasificador de lecho arrastrado, es un reactor de transporte neumático de dos fases, sólidos finamente triturados dispersos en un gas. El combustible es arrastrado por el flujo del agente de gasificación, a alta velocidad. La figura 5.11 muestra un esquema de un gasificador de lecho arrastrado en escala laboratorial para biomasa [16].

El reactor utiliza mezclas de oxígeno y vapor como agente de gasificación, por lo que funciona a altas temperaturas (1100-1600°C), superiores a la temperatura de fusión de las cenizas, lo que permite la remoción de las mismas en estado líquido y que el alquitrán sea totalmente craqueado, obteniendo un gas con alto poder calorífico de alrededor de 10 MJ/Nm³ y limpio [17].

El proceso de gasificación se produce durante el transporte neumático de los materiales que componen la mezcla, que puede ser tanto en sentido

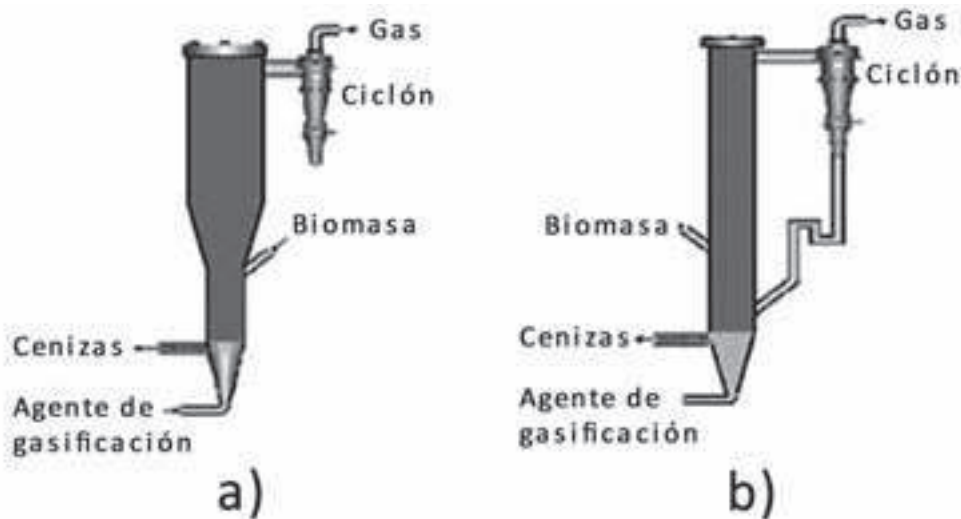


Figura 5.10 Gasificadores de lecho fluidizado. a- gasificador de lecho fluidizado burbujeante, b- gasificador de lecho fluidizado circulante

Fuente: [8]

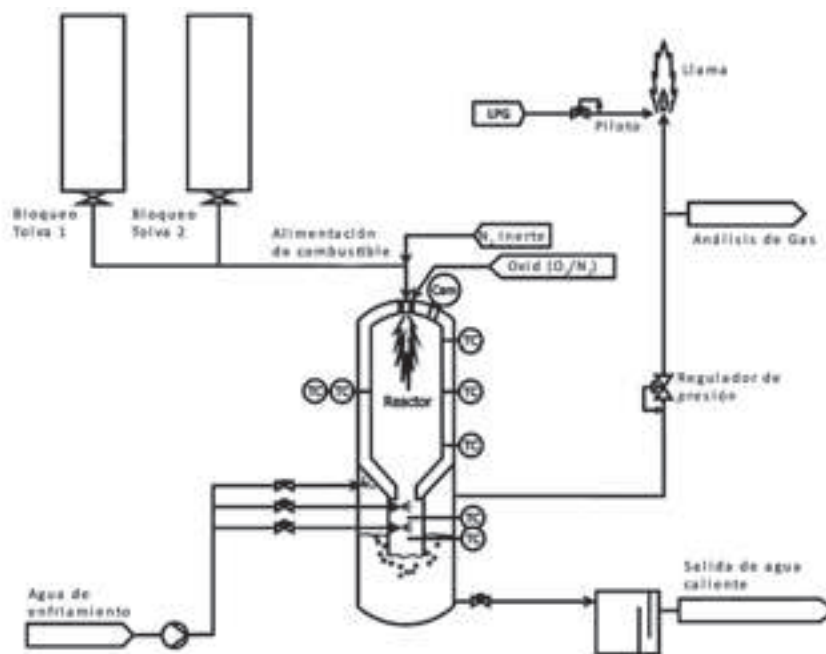


Figure 5.11 Gasificador de lecho arrastrado

Fuente: [16]

ascendente (cuando el combustible es suministrado por los extremos laterales del reactor), como en sentido descendente (cuando el combustible se suministra por la parte superior). La mayor dificultad para el uso de este tipo de tecnología con biomasa, es el alto costo de preparación debido a la necesidad de disponer de un material finamente pulverizado. La torrefacción y la pirólisis son frecuentemente propuestos como pretratamientos para este tipo de reactores, lo que facilita a reducción granulométrica que ellos requieren.

Gasificador de plasma

El centro del proceso es una antorcha de plasma, donde se crea un arco eléctrico entre dos electrodos a través del cual pasa un gas inerte (Figura 5.12). Aunque la temperatura del arco es extremadamente alta (13,000° C), la temperatura en la zona donde la biomasa entra en contacto con el arco está en el rango de los 6,000 °C [18]. Esta temperatura es lo suficiente alta para que los hidrocarburos complejos se conviertan en CO y

H₂. La relación de equivalencia ER = 0.08-0.12, la eficiencia del gasificador 60 % (considerando el consumo de energía eléctrica de la antorcha) y el PCI del gas 6-7 MJ/Nm³ [19] . Janajreh *et al.* [20] utilizando un modelo en ASPEN de un gasificador de plasma indican una eficiencia de 42%.

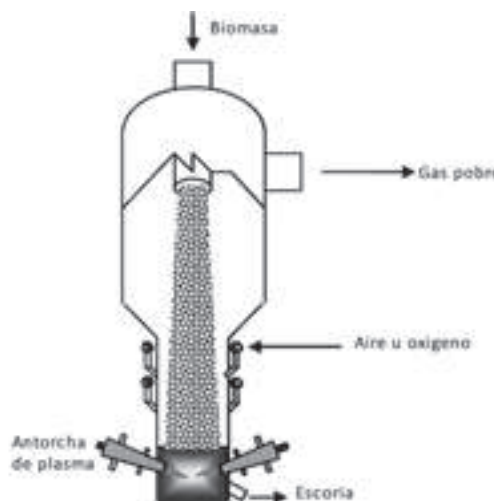


Figura 5.1 Gasificador de Plasma

Fuente: [21].

Como el gasificador de plasma trabaja a altas temperaturas y tiempos de residencia relativamente largos, el alquitrán es completamente craqueado.

La tecnología de gasificación es seleccionada con base en la cantidad y las características del combustible disponible (humedad y granulometría) y la calidad de gas que se requiere. La Tabla 5.2 muestra los rangos de capacidad y costos para los principales gasificadores de biomasa de lecho fijo comerciales. [22], [23].

Gasificación en dos etapas.

La formación de alquitrán es uno de los problemas que presenta la gasificación. También existe la

presencia de particulados, azufre y nitrógeno; todas estas impurezas, deben eliminarse, en mayor o menor grado, para diferentes aplicaciones del gas.

La gasificación en dos etapas es un método primario para reducir el contenido de alquitrán en el gas. El concepto básico de este sistema consiste en alimentar el fluido de gasificación en dos zonas del gasificador, la zona de pirólisis y combustión. Existen varias configuraciones, por ejemplo, la existencia de dos cámaras de reacción separadas físicamente, como se muestra en la Figura 5.13 [24].

En la primera cámara se promueve la liberación de los volátiles contenidos en biomasa mediante calentamiento externo, en la segunda

Tabla 5.2 Características técnicas de diferentes tipos de gasificadores.

Gasificadores	Capacidad Térmica (MW)	Capacidad (ton de madera/día, base seca)	Presión (bar)	Costos específicos (USD/kW _e)
Downdraft	0.001 – 1	<10	Atmosférica	400-600
Updraft	1.1 – 12	<15	Atmosférica	400-600
BFBG	1-50	-	1-35	360-540
CFBG	10-200	-	1-19	360-540

Fuente: [22], [23].

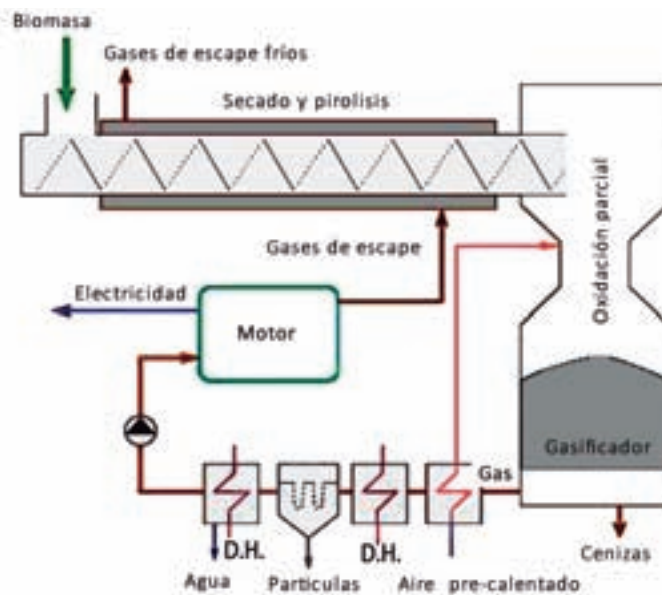


Figura 5.13 Gasificador de dos etapas

Fuente: [24].

etapa se desarrolla la gasificación del carbón y de los gases pirolíticos obtenidos en la primera etapa (alquitrán). Los volátiles producidos en la pirólisis pueden ser oxidados para proporcionar el calor necesario del proceso, o ser inyectados a la etapa de gasificación para ser parcialmente oxidados. Este reactor puede reducir el contenido de alquitrán hasta 35 mg/Nm³.

Otra configuración más simple utiliza la inyección del agente de gasificación en dos regiones del reactor, creando dos zonas de alta temperatura, a través de las cuales deben pasar los volátiles formados en la región de pirólisis, causando un mejor craqueamiento térmico del alquitrán, proporcionando la generación de un gas más limpio (Figura 5.14).

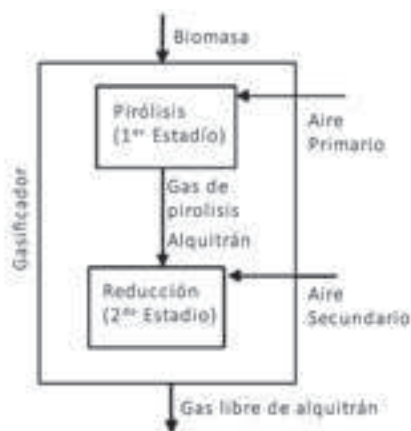


Figura 5.14 Gasificador de dos etapas de inyección del agente de gasificación

Fuente: [25].

El suministro de aire primario eleva la temperatura en la zona de pirólisis, obteniéndose un contenido de alquitrán en el gas aproximadamente 40 veces menor que el producido durante la gasificación en lecho fijo en un gasificador de una sola etapa operado bajo las mismas condiciones. [26], [25], [27]. Galindo *et al.* [28] presentan los resultados de un estudio experimental sobre la calidad del gas en este tipo de gasificadores y la distribución óptima entre los flujos de aire primario y secundario.

Reactores duplos

En la Figura 5.15 se presenta un esquema de un gasificador que utiliza reactores separados (duplos).

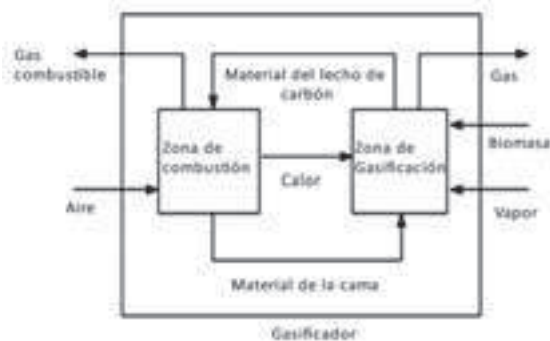


Figura 5.15 Gasificador duplo (alotérmico).

Los reactores de lecho fluidizado duplos (Figura 5.16) están compuestos por dos reactores: uno de combustión y otro de gasificación. En el de combustión se inyecta aire y se quema el coque proveniente del reactor de gasificación, que generalmente utiliza apenas vapor. Un sólido en circulación se utiliza como portador de calor, transfiriendo energía del reactor de combustión para el de gasificación. El centro Europeo de Investigaciones en Gasificación de Biomasa en Gussing (Austria) posee un reactor de este tipo [29].

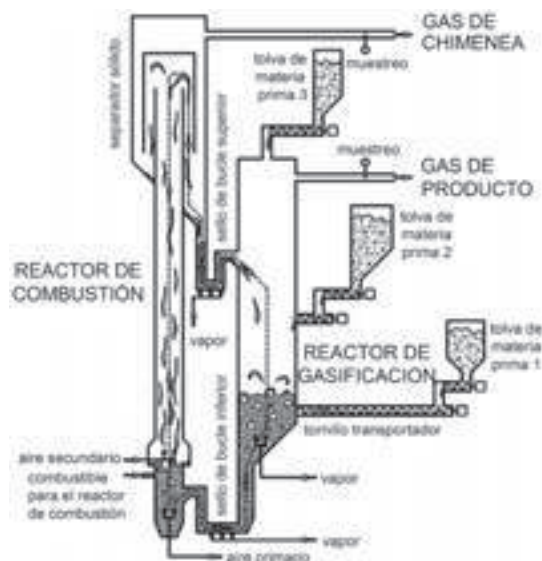


Figura 5.16 Gasificador de lecho fluidizado duplo
Fuente: [30].

Esta tecnología promueve la conversión de las materias primas sólidas en un gas de buena calidad debido a la excelente transferencia de calor y contacto entre partículas y gases [31].

El material y el carbón son transportados del reactor de gasificación al reactor de combustión donde el carbono se oxida con aire u oxígeno, generando el calor necesario para la gasificación.

En la Tabla 5.3 se muestran indicadores comparativos de los diferentes tipos de gasificadores relativos a los requerimientos de humedad y

granulometría de la biomasa a gasificar, a la calidad del gas, grado de desarrollo de la tecnología, escalado y costos [32].

La selección del tipo de gasificador a utilizar para una determinada aplicación depende de varios factores tales como: flujo másico de biomasa a tratar, humedad, granulometría, calidad requerida del gas de gasificación etc. Sin embargo, la capacidad del gasificador expresada en tonelada de biomasa seca por día, es el factor determinante (figura 5.17).

Tabla 5.3 Comparación de los diferentes tipos de gasificadores, *Indicador pobre, ****Indicador bueno.

Tipo de gasificador	Características de la materia prima	Calidad del gas de síntesis	Estado de desarrollo	Potencial de escalado	Costos
Lecho Arrastrado -LA	* Condicionamiento hasta < 1mm, 15 % de humedad, bajo contenido de cenizas, composición constante en el tiempo.	*** Muy bajo contenido de CH ₄ , C ₂₊ , y alquitranes. Alto contenido de H ₂ y CO	*** Plantas BTL en construcción, experiencia de integración y larga escala, grandes empresas industriales	**** Son posibles gasificadores y plantas de gran capacidad.	*** Alta eficiencia, pretratamiento de alto costo cuando se realiza de manera descentralizada.
Lecho Fluidizado Burbujante-LFB	*** < 50-150 mm, 10-55 % de humedad, cuidado con las cenizas.	** C ₂₊ y alquitranes presentes. Alto contenido de H ₂ y CO apenas cuando se usa O ₂ como fluido de gasificación.	** Aplicaciones anteriores en generación de calor y potencia, escalado modesto, algún interés en plantas BTL.	*** Varios proyectos grandes en perspectiva.	** Probablemente costos de inversión más altos y menor eficiencia.
Lecho Fluidizado Circulante -LFC	*** < 20 mm, 5-60 % de humedad, cuidado con las cenizas.	** C ₂₊ y alquitranes presentes. Alto contenido de H ₂ y CO apenas cuando se usa O ₂ como fluido de gasificación. Partículas.	** Extensa experiencia en aplicaciones de generación de calor y potencia, pesquisa y escalado, pocos desarrolladores, específicamente para plantas BTL.	*** Varios proyectos grandes en perspectiva	*** Probablemente costos de inversión más altos.
Duplo lecho	*** < 75 mm, 10-50 % de humedad, cuidado con las cenizas.	** C ₂₊ y alquitranes presentes. Alto contenido de H ₂ y también de CH ₄ . Partículas.	* Pocos y pequeños desarrolladores, estigios iniciales, interés reciente en BTL.	** Algunos proyectos en perspectiva, pero apenas un escalado modesto.	*** Potencial bajo costo del gas de síntesis
Plasma	**** No presenta requerimientos específicos	**** No contiene CH ₄ , C ₂₊ y alquitranes. Alto contenido de H ₂ y CO	** Muchas entidades de desarrollo, aplicaciones de potencia, escalado en estigios iniciales.	* Existen apenas sistemas pequeños, son modulares	* Costo de inversión muy alto, baja eficiencia.

Fuente: [32].

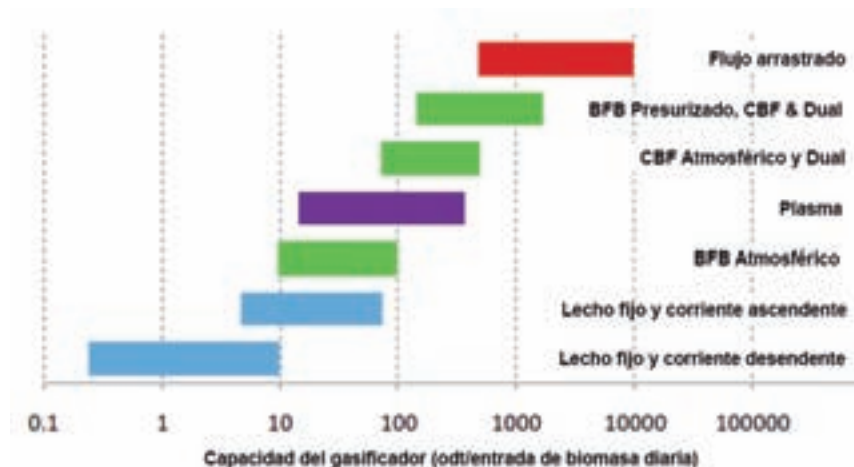


Figura 5.17 Rango de capacidades de los diferentes tipos de gasificadores.

Fuente: [32].

COMPOSICIÓN DEL GÁS.

El gas producido por la gasificación de la biomasa contiene componentes combustibles y no combustibles. Los gases combustibles incluyen el CO, CH₄ y H₂, los no combustibles el CO₂, H₂O y N₂, impurezas orgánicas e inorgánicas.

La composición y las propiedades de los gases producto de la gasificación dependen de factores como el tipo de gasificador, condiciones de operación (temperatura, presión y tiempo de residencia), agente de gasificación (aire, vapor,

oxígeno o combinación de ellas) y características del combustible suministrado al gasificador [33].

La mayoría de las publicaciones coinciden en que si la gasificación se efectúa con aire el gas obtenido (gas pobre diluido en nitrógeno), tiene un bajo valor calórico entre (4-7 MJ/Nm³). En la Tabla 5.4 se muestra la composición del gas producido en diferentes reactores durante la gasificación de madera con aire a presión atmosférica [28], [26], [34].

La gasificación de la biomasa utilizando vapor y mezclas de oxígeno/vapor como agentes de

Tabla 5.4 Composición del gas generado por diferentes gasificadores.

Parámetros	Co-corriente (Downdraft)	Contra corriente (Updraft)	Lecho Fluidizado
Humedad del combustible (%)	6 -25	No determinado	13 – 20
Particulados (mg/Nm ³)	100 – 8,000	100 – 3000	8,000 – 100,000
Alquitrán (mg/Nm ³)	4 – 6,000	10,000 – 150,000	2,000 – 30,000
LHV (MJ/Nm ³)	4,0 – 5,6	3,7 – 5,1	3,6 – 5,9
H ₂ (vol. %)	15 – 21	10 – 14	15 – 22
CO (vol. %)	10 – 22	15 – 20	13 – 15
CO ₂ (vol. %)	11 – 13	8 – 10	13 – 15
CH ₄ (vol. %)	1 – 5	2 – 3	2 – 4
C _n H _m (vol. %)	0,5 – 2	No determinado	0,1 – 1,2
N ₂ (vol. %)	Resto	Resto	Resto

gasificación produce un gas con alto contenido de CO y H₂. La Tabla 5.5 muestra algunos resultados para diferentes gasificadores.

Las impurezas que contiene el gas de gasificación pueden clasificarse en: partículas, compuestos de azufre (H₂S, COS, azufre orgánico), compuestos nitrogenados (HCN, NH₃), halógenos (HCl, HBr, HF), compuestos alcalinos, alquitrán (aromáticos o insaturados de hidrocarburos pesados con peso molecular mayor de el benzeno y con punto de ebullición relativamente elevado). En la Tabla 5.6 se presentan algunas impurezas presentes en el gas obtenido durante el proceso de gasificación y los problemas que se originan.

Parámetros que influyen en la composición del gas.

Son varios los parámetros que influyen en la composición y la calidad del gas generado durante el proceso de gasificación entre ellos podemos mencionar: características de la biomasa, agente de gasificación, condiciones de operación del gasificador.

Humedad y granulometría

La humedad en la biomasa lleva a la reducción del contenido de elementos combustibles en el gas. Por esta razón, tanto para los procesos de gasificación como de pirólisis se requiere del secado de la biomasa hasta valores de humedad de 15 – 20 %.

Tabla 5.5 Composición del gas de síntesis de la gasificación de la madera con vapor y mezclas.

Reactor	Agente de gasificación	Composición (%vol.)						Referencia
		CO	CO ₂	CH ₄	H ₂	H ₂ O	N ₂	
CFBG ¹	Ar/Vapor	10.99	14.00	2.14	5.24	12.59	54.38	
FICFB ²	Ar /Vapor	30.00	-	12.00	45.00	40.00	-	[35]
DFB ³	Ar /Vapor	16.50	12.30	12.92	50.60	-	-	[36]
Downdraft	Vapor/O ₂	39.21	25.75	0.28	30.51	-	-	[37]
Updraft	Ar/vapor	29.50	6.10	-	6.90	-	35.00	[38]
BFBG ⁴	Ar /Vapor	23.00	16.90	7.90	52.20	0.27	-	[39]
Arrastado	O ₂	39-45	-	-	-	-	-	[40]

¹Circulating Fluidized Bed Gasifier. ²Fast Internally Circulating Fluidized Bed. ³Dual Fluidized Bed. ⁴Bubbling Fluidized Bed Gasifier

Tabla 5.6 Impurezas en el gas producido por la gasificación.

Contaminante	Descripción	Problemas
Partículas	Cenizas, carbón y materiales del lecho en los sistemas fluidizados	Erosión y contaminación ambiental
Metales alcalinos	Metales alcalinos, especialmente sodio y potasio	Corrosión
Nitrógeno del combustible	Amonio y HCN	Emisiones de NO _x
Azufre y cloro	H ₂ S y HCl	Emisiones de contaminantes, envenenamiento y corrosión
Alquitrán	Mezcla compleja de hidrocarburos aromáticos y oxigenados	Ensuciamiento, corrosión, deposición y tupidación

Fuente: [41].

En general en los gasificadores de lecho móvil concurrentes, las dimensiones de las partículas deben tener una granulometría de alrededor de 5 cm. En el caso de gasificadores con garganta, las dimensiones máximas de la biomasa se limitan a 1/8 el diámetro de la misma. Ya los gasificadores de lecho fluidizado burbujeante, circulante y lecho arrastrado requieren granulometrías más finas (< 50 – 150, < 20 e < 1 mm respectivamente).

Otra característica importante de la biomasa que influye en el proceso de gasificación es el contenido de ceniza. La ceniza además de contener carbón residual, contiene materiales inorgánicos (óxidos metálicos) que tienen un carácter catalítico y determinan su fusibilidad.

Relación de equivalencia (ER).

El parámetro ER, ya fue definido en el punto 5.2. Cuando se proporciona una mayor cantidad de aire (alta ER) se reduce la concentración de CO y

H₂ y el contenido de CO₂ aumenta (figura 5.18). Esto es debido a la oxidación del H₂ y CO en vapor de H₂O y CO₂.

Para valores altos de ER se forman pequeñas cantidades C (s) y CH₄ en el gasificador, ambos se oxidan con el suministro de mayor cantidad de aire.

Fluido de gasificación.

Cuando utilizamos como fluido de gasificación aire se obtiene un gas de bajo poder calorífico y con elevado contenido de nitrógeno. La gasificación de biomasa usando mezclas de aire y vapor y/o vapor y oxígeno produce un gas con alto contenido de H₂, CO y en correspondencia con un alto poder calorífico. En éstos casos además de la relación ER, la relación vapor/biomasa (β) es un parámetro importante que tiene una gran influencia en la composición del gas resultante. En la figura 5.19 se muestra el efecto de la relación vapor/biomasa (β) en la composición del gas.

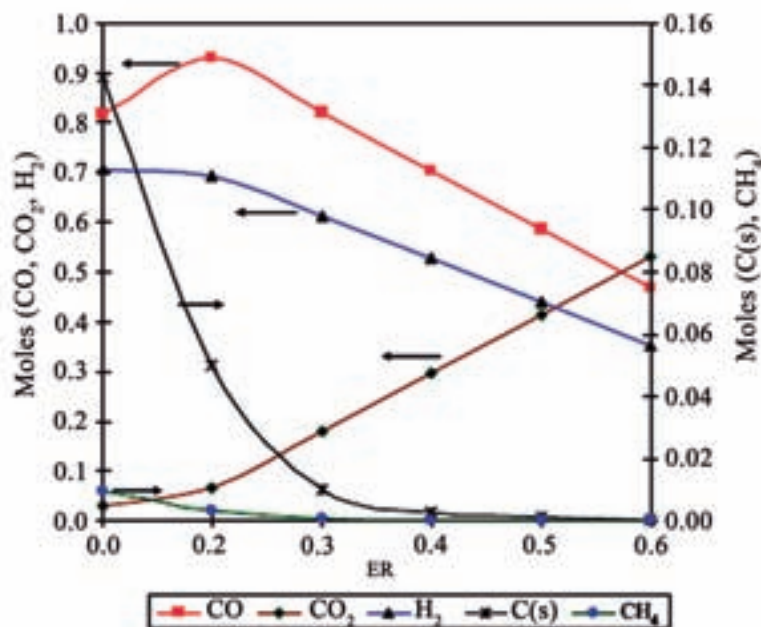


Figura 5.18 Efecto de ER sobre la composición del gas

Fuente: [42].

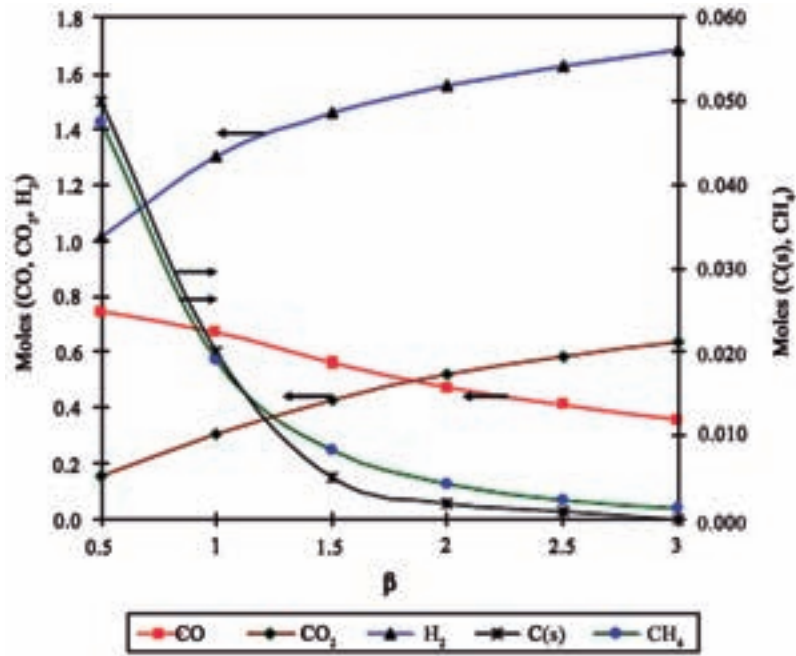


Figura 5.19 Efecto de β sobre la composición del gas

Fuente: [42]

Balance de masa y energía en un gasificador

Para la determinación de los parámetros térmicos y operacionales del gasificador como son la eficiencia, capacidad de producción de gas y

potencia térmica es preciso realizar un balance de masa y energía a partir de mediciones experimentales. La figura 5.20 presenta los flujos de materia que intervienen en el proceso.

Ecuaciones del balance de masa y energía

El balance de masa queda expresado por la siguiente ecuación:

$$m_b + m_a = m_g + m_r \quad \text{E.c. 5.2}$$

Donde :

m_b .Flujo másico de biomasa que entra al gasificador, kg / s

m_a .Flujo másico de aire que entra al gasificador, kg / s

m_g .Flujo másico de gas generado,kg / s

m_r .Flujo másico de residuos totales generados, kg / s

El balance de energía considerando que el régimen de operación es estacionario se expresa de la siguiente forma:

$$E_b + E_a = E_g + E_p \quad \text{E.c. 5.3}$$

Donde :

E_b .Energía que entra al gasificador con la biomasa, kW

E_a .Energía que entra al gasificador con el aire,kW

E_g .Energía del gas que sale del gasificador, kW

E_p .Pérdidas de energía en el gasificador,kW

La energía que entra con la biomasa está relacionada con su poder calorífico inferior y puede determinarse de la siguiente forma:

$$E_b = m_b PCI_b \quad \text{E.c. 5.4}$$

Donde :

PCI_b .Poder calorífico de la biomasa.kJ / kg

La energía referente al aire depende de la temperatura a la cuál es suministrado al gasificador y se determina por la siguiente expresión:

$$E_a = m_a C_{pa} (T_a - T_m) \quad \text{E.c. 5.5}$$

Donde :

C_{pa} .Calor específico del aire, kJ / kg.K

T_a .Temperatura del aire a la entrada del gasificador, K, °C

T_m .Temperatura del medio (25 °C), K, °C

Como pérdidas de energía en el gasificador se consideran, las pérdidas por las paredes del gasificador y las pérdidas de calor con las cenizas:

$$E_p = E_{pp} + E_c \quad \text{E.c. 5.6}$$

Donde :

E_{pp} .Pérdidas de energía por las paredes del gasificador, kW

E_c .Pérdidas de energía con las cenizas, kW

En la energía referente al gas generado se considera la energía sensible (E_s) y la energía química (E_q)

$$E_g = E_s + E_q \quad \text{E.c. 5.7}$$

La energía sensible se determina en función de las entalpías de los gases generados en el proceso a la temperatura que él tiene en la salida del gasificador:

$$E_s = m_g \cdot \sum_{i=1}^n (x_i \cdot h_i) \quad \text{E.c. 5.8}$$

Donde :

x_i . % vol del componente i en la mezcla gaseosa

h_i . Entalpía del componente i en la mezcla gaseosa (temperatura de referencia 25°C), kJ / kg

La energía química del gas está relacionada con el poder calorífico de sus componentes:

$$E_u = m_g \cdot \text{PCI}_g \quad \text{E.c. 5.9}$$

Donde :

PCI_g . Poder calorífico del gas, kJ / kg

El poder calorífico del gas es función del poder calorífico de los componentes de la mezcla PCI_{gi} :

$$\text{PCI}_g = \sum_{i=1}^n (x_i \cdot \text{PCI}_{gi}) \quad \text{E.c. 5.10}$$

La figura 5.21 muestra en un diagrama de Sankey el balance térmico de un gasificador de biomasa [12].

Eficiencia en caliente del gasificador

La eficiencia en caliente del gasificador es la relación entre la energía del gas generado (sensible y química) y la energía que entra al gasificador:

$$\eta_c = \frac{E_g}{E_b + E_a} = \frac{m_g \cdot \text{PCI}_g + m_g \sum_{i=1}^n (x_i \cdot h_i)}{m_b \text{PCI}_b + m_a C_{pa} (T_a - T_m)} \quad \text{E.c. 5.11}$$

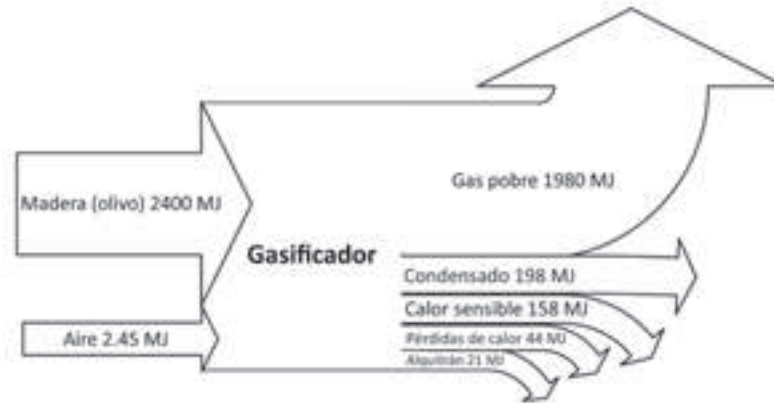


Figura 5.21 Ejemplo de balance térmico de un gasificador

Fuente: [12].

Esta eficiencia se corresponde al caso en que el gas se utiliza en la generación de calor en cuyo caso los gases son directamente combustionados en una cámara de combustión.

Eficiencia en frío del gasificador

La eficiencia en frío del gasificador es la relación entre la energía química del gas y la energía de la biomasa que entra al gasificador.

$$\eta_f = \frac{E_u}{E_b} = \frac{m_g \cdot PCI_g}{m_b \cdot PCI_b} \quad \text{E.c. 5.12}$$

Esta eficiencia se utiliza cuando el gas es utilizado en la generación de energía eléctrica en cuyo caso este es enfriado durante el proceso de limpieza.

La eficiencia en frío y la potencia térmica del gasificador dependen de la relación de equivalencia ER con que opera el gasificador (ER). La figura 5.12 muestra la variación de estos parámetros para diferentes flujos de aire suministrados.

La gasificación es un proceso que transcurre en un rango de valores donde la relación de equivalencia $0.2 \leq ER \leq 0.40$, entre ellos existe un valor al que corresponde la mayor eficiencia del gasificador

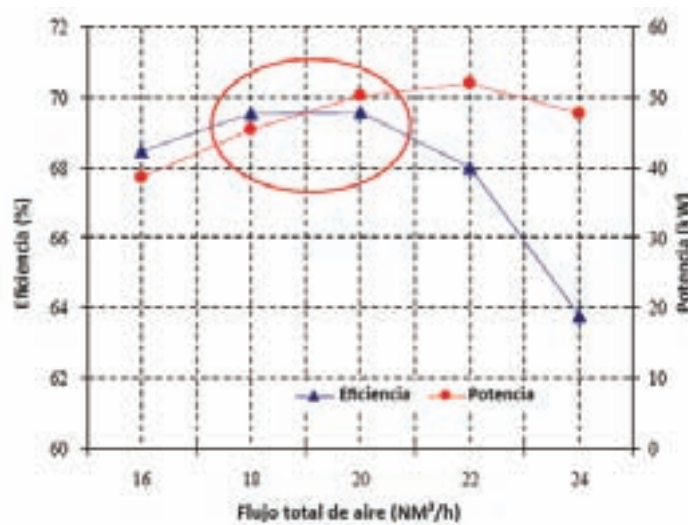


Figura 5.22 Eficiencia en frío y potencia térmica del gas para diferentes flujos de aire (ER)

Fuente: [26].

y su mayor potencia térmica, puntos que en ocasiones no coinciden como se muestra en la figura 5.22.

Modelación de la gasificación.

La modelación matemática es de gran importancia para la gasificación de biomasa debido a la complejidad de los procesos que tienen lugar en los reactores y el alto costo de la instrumentación necesaria para las pruebas experimentales y para el gerenciamiento de la operación. De acuerdo con Budhathotki [43] “Es muy importante en el diseño, evaluación y mejora de los gasificadores el tener una descripción realista y predicción del proceso de gasificación”.

En condiciones ideales la modelación matemática del gasificador debería permitir: (1) El dimensionamiento gasificador, (2) La optimización de la operación (ER, el número de etapas de inyección de aire), (3) La previsión del rendimiento con diferentes tipos de biomasa, diferentes fluidos de gasificación, etc., (4) La modelación de plantas de producción de biocombustibles y de las plantas de generación de energía eléctrica.

Sin embargo la modelación de gasificadores es compleja, existiendo pocos softwares comerciales que permitan realizar esta tarea. Esto se debe principalmente a: (1) El proceso de gasificación posee diferentes etapas que están interrelacionadas, (2) La formación de alquitrán y su craqueo. El alquitrán en realidad es una mezcla de decenas de hidrocarburos de diferente peso molecular, cuya composición depende de la temperatura en la zona de pirólisis, (3) Las diversas reacciones que conforman la pirólisis y la combustión parcial de los gases resultantes de la misma, (4) La necesidad de considerar la reactividad del residuo de coque, (5) La no consecución del equilibrio químico, (6) No todos los datos cinéticos de las decenas de reacciones químicas que ocurren en la gasificación están disponibles en la literatura, (7) Los efectos catalíticos de microcomponentes en las cenizas de biomasa y en el inerte del lecho, (8) La hidrodinámica del reactor debe ser considerada (burbujas, porosidad, etc.).

Existen varias formas de abordar el problema de la modelación de gasificadores, que acaban definiendo los tipos de modelos utilizados: (1) Modelos de equilibrio (modelos estequiométricos y de minimización de Bruggs; (2) Modelos pseudoequilibrio [44]; (3) Modelos Cinéticos, basados en la descripción de las reacciones químicas según la ley de Arrhenius utilizando los parámetros cinéticos K_0 y E [45,44] y (4) Redes Neuronales Artificiales - ANN [47]. Vale la pena destacar que los programas ASPEN PLUS, EEN, CFX e FLUENT son sólo herramientas para aplicar alguno de los modelos anteriores.

Una particularidad de la modelación de la gasificación es que dada las limitaciones específicas y asunciones de cada modelo, y las particularidades de los reactores de gasificación descritos en el punto 5.3, es posible considerar que algunos modelos se adecúan mejor para la modelación de un determinado tipo de reactor [48]. Así tenemos que: (1) Los modelos de equilibrio se consideran una buena aproximación: cuando se simulan gasificadores de flujo arrastrado y para gasificadores de lecho fijo tipo *downdraft*, dadas las altas temperaturas y tiempo de residencia del gas en la garganta del reactor y (3) los modelos cinéticos o los de pseudoequilibrio (equilibrio ajustado) son una buena aproximación durante la modelación de gasificadores de lecho fijo tipo *updraft*, de lecho dual y de lecho fluidizado.

Limpieza del gas.

La mayor limitación para las aplicaciones comerciales de la tecnología de gasificación está en la necesidad de implementar un sistema de limpieza del gas, que además de los elementos combustibles contiene impurezas que pueden ocasionar problemas en los equipos que se ubican a continuación del gasificador y problemas de contaminación ambiental.

Estos sistemas de limpieza están destinados fundamentalmente a la eliminación del alquitrán y los particulados cuando el gas se utiliza para la generación de energía eléctrica en motores, y algunos otros

compuestos tales como azufre, amoníaco, álcalis, ácidos, halógenos, etc. para otras aplicaciones como la síntesis catalítica de biocombustibles. Estos sistemas pueden ser clasificados según la temperatura del proceso, en sistemas de alta y baja temperatura o una combinación de los dos. Otra clasificación de los sistemas de limpieza del gas permite dividirlos en primarios y secundarios como mostrado en la figura 5.23. El tratamiento primario utiliza catalizadores y ajuste de las condiciones óptimas de operación

del gasificador, así como la utilización de la doble inyección del agente de gasificación. (Gasificadores de dos etapas). Los métodos secundarios consisten en la limpieza del gas después del gasificador en diferentes tipos de filtros.

El proyecto de un sistema de limpieza consiste en establecer una secuencia de métodos y operaciones primarias y secundarias que permitan llevar el contenido de impurezas en el gas, desde los valores que se presentan a la salida del gasificador, hasta los



Figura 5.23 Metodos primario y secundario de limpieza del gas

Fuente: [25].

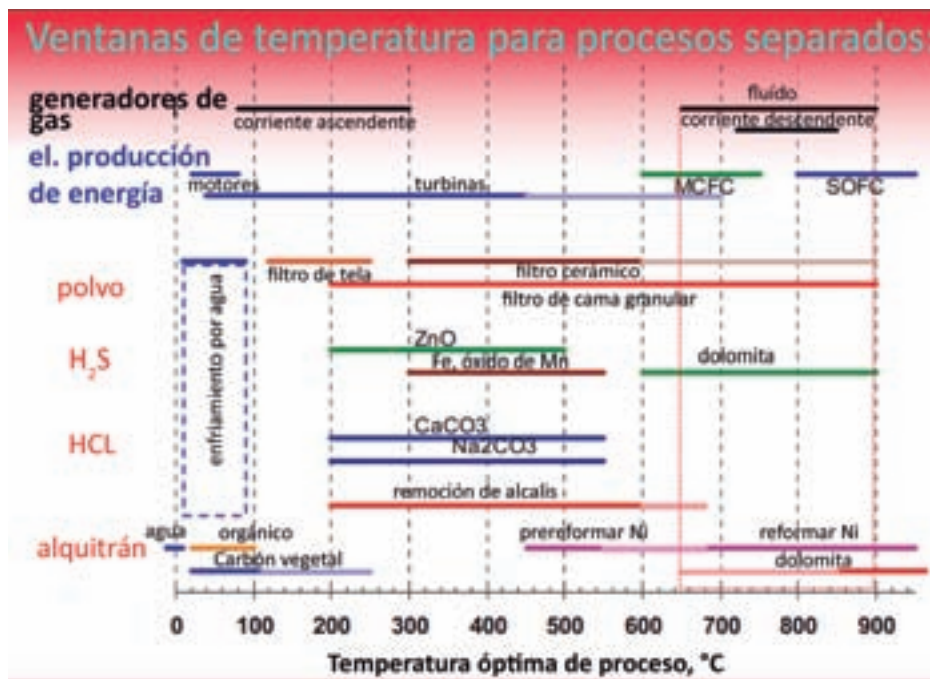


Figura 5.24 Tecnologías de remoción de las diferentes impurezas del gas en dependencia de su temperatura Fuente: [49].

valores máximos permisibles que los fabricantes establecen para diferentes aplicaciones. En diferentes casos el conjunto de impurezas a considerar puede variar. La figura 5.24 muestra un resumen de las principales tecnologías que pueden ser utilizadas para la remoción de las diferentes impurezas en dependencia de la temperatura del gas.

Stopiello [50] presenta una metodología para la selección de las operaciones unitarias, el establecimiento de su secuencia e dimensionamiento para diferentes sistemas de limpieza del gas de gasificación. La figura 5.25 muestra las posibles rutas (secuencias de operaciones unitarias) de un sistema de limpieza para un sistema de cogeneración con motores de combustión interna.

Métodos primarios para la eliminación del alquitrán

La selección apropiada de las condiciones de operación del gasificador es importante para la reducción de las impurezas en el gas. Altas temperaturas, superiores a 600 °C, favorecen las reacciones de craqueo térmico del alquitrán. [51]

El uso de catalizadores también ha demostrado tener un efecto significativo en la reducción del contenido de alquitrán del gas de biomasa. Los catalizadores más usados son las piedras calizas (CaCO_3), la dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), minerales que contienen aluminosilicatos (zeolitas) y catalizadores metálicos compuestos en base de hierro (Fe) y níquel (Ni) [25].

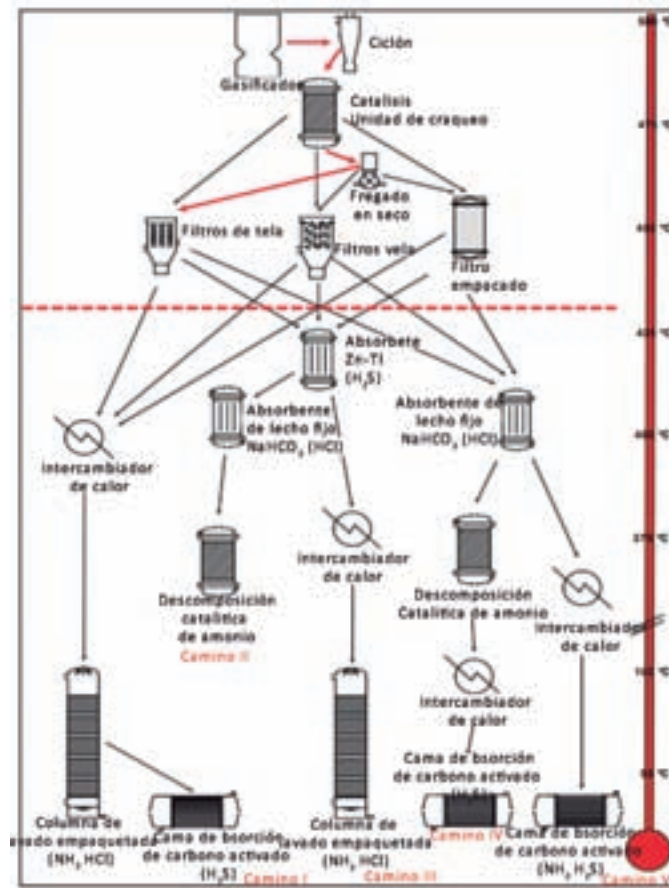


Figura 5.25 Posibles rutas de implementación de las operaciones unitarias en un sistema de limpieza de gases para un sistema de cogeneración con motores de combustión interna

Fuente: [50].

Métodos secundarios de limpieza.

Los tratamientos secundarios pueden dividirse en mecánicos y físico-químicos (térmicos o catalíticos). Los métodos mecánicos incluyen sistemas secos y húmedos.

El craqueamiento catalítico para la eliminación del alquitrán consiste en el uso de catalizadores, los más usados son los catalizadores base níquel, dolomita, zeolita etc, cuya eficiencia de remoción es superior al 90 %. Las temperaturas para el craqueamiento catalítico con el uso de catalizadores base níquel estan alrededor de 750 °C [52].

Los compuestos alcalinos (Na_2SO_4 , K_2SO_4 , NaOH , KOH , NaCl , KCl) pueden ser removidos por reacciones químicas o por adsorción física con adsorbentes sólidos o líquidos.

En los procesos de alta temperatura (500-1000 °C) se utilizan adsorbentes selectivos como el cuarzo (SiO_2), silicatos de aluminio (Al_2O_3 , SiO_2), arcilla (Al_2O_3) y sustancias naturales como la bauxita, caolín y diatomitas o tierra, esencialmente compuestos de óxido de aluminio y óxido de silicio [53]; [54].

Los procesos de remoción de los compuestos halógenos (HCL, HF, HBr), a alta temperatura (300-600 °C) incluyen el uso de absorbentes alcalinos, tales como hidróxidos y sales de Ca, K y

Na [55] A bajas temperaturas se utilizan ciclones [56] y lavadores, especialmente lavadores por nebulización y torres empacadas [57].

Las tecnologías de eliminación de compuestos de asufre (H_2S , SO_x , COS) se pueden clasificar en dos tipos: los que utilizan disolventes químicos o solventes físicos (sistemas de absorción) y sistemas que utilizan solventes catalíticos (sistemas de adsorción) [58].

Los sistemas de absorción física y química usan solventes tipo amina (metil dietanolamina, diglicolamina, dietanolamina, mono-etanolamina). [59].

Los sistemas de adsorción utilizan adsorbentes catalíticos sólidos en reactores de lecho fijo o fluidizado. Entre los adsorbentes que pueden utilizarse en la adsorción y oxidación de compuestos de azufre están el carbón activado, carbonatos, potasio, Zn, Fe, Cu, Mn, La [60].

Aplicaciones del gas.

El gas producto de la gasificación puede utilizarse, dependiendo de su calidad (poder calorífico, teor de H_2 y CO , además del contenido de impurezas), tanto para la generación de energía eléctrica como en la producción de productos químicos. En la figura 5.26 se presenta un esquema general de las aplicaciones de la gasificación [61].

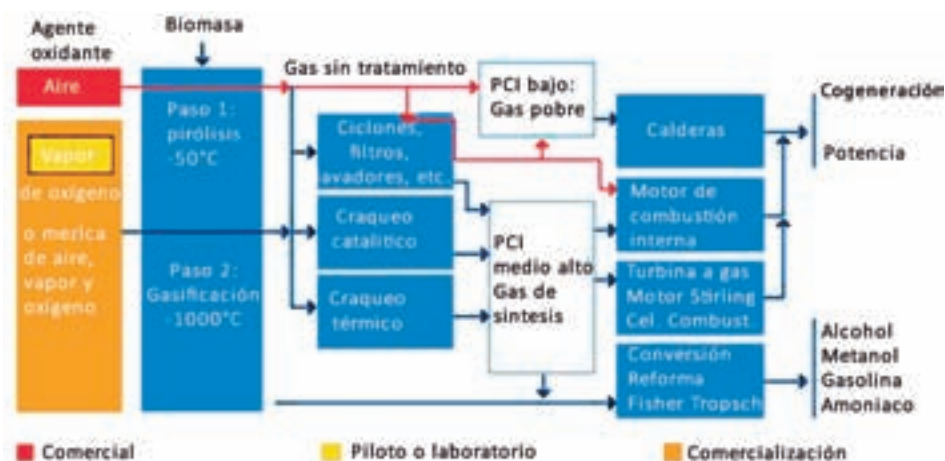


Figura 5.26 Aplicaciones del gas

Fuente: [61].

Producción de combustibles de segunda generación a partir del gas de biomasa.

La producción de combustibles líquidos a partir del gas de síntesis (procesos biomasa a líquido, BtL), es considerada como una tecnología prometedora en fase de desarrollo. Una de las tecnologías utilizadas es la síntesis Fischer-Tropsch, proceso catalítico para la producción de una amplia gama de hidrocarburos tales como: gasolina, queroseno, diesel y ceras. En realidad el producto obtenido consiste en una mezcla de hidrocarburos en la cual, en dependencia de la temperatura del proceso, de la relación molar CO/H₂ (estos dos parámetros incluidos en el factor de crecimiento de la cadena, utilizado para el control del proceso) y del tipo de catalizador utilizado pueden predominar hidrocarburos con diferente número de átomos de carbono desde los hidrocarburos gaseosos leves (C₁-C₂), pasando por las naftas (C₅-C₁₁), diesel (C₉-C₂₀) y concluyendo en las ceras (> C₂₀). Las principales rutas

para la obtención de biocombustibles a partir del gas de síntesis y los productos correspondientes se muestran en la figura 5.27 [62].

El gas de síntesis puede utilizarse también para la producción de metanol, gas natural sintético (SNG), dimetil éter (DME), alcoholes y plásticos (polietileno, polipropileno, PVC, poliestireno, tereftalato de polietileno-PET) ([63], [63], [64] Boerrigter, 2006; Raphael, 2013; Wang *et al.*, 2008). En el caso de la producción de gas natural sintético SNG a partir de biomasa, el metano se obtiene a través del proceso de metanización donde el CO y CO₂ son convertidos a CH₄ y H₂O. El metanol obtenido a partir del gas de síntesis puede a su vez ser una materia prima intermedia para la producción de DME y biogasolina. En los próximos años en Europa y en los Estados Unidos deben entrar en operación varias plantas comerciales para la producción de biocombustibles por la ruta termo química, en particular líquidos FT, SNG, DME y biogasolina.

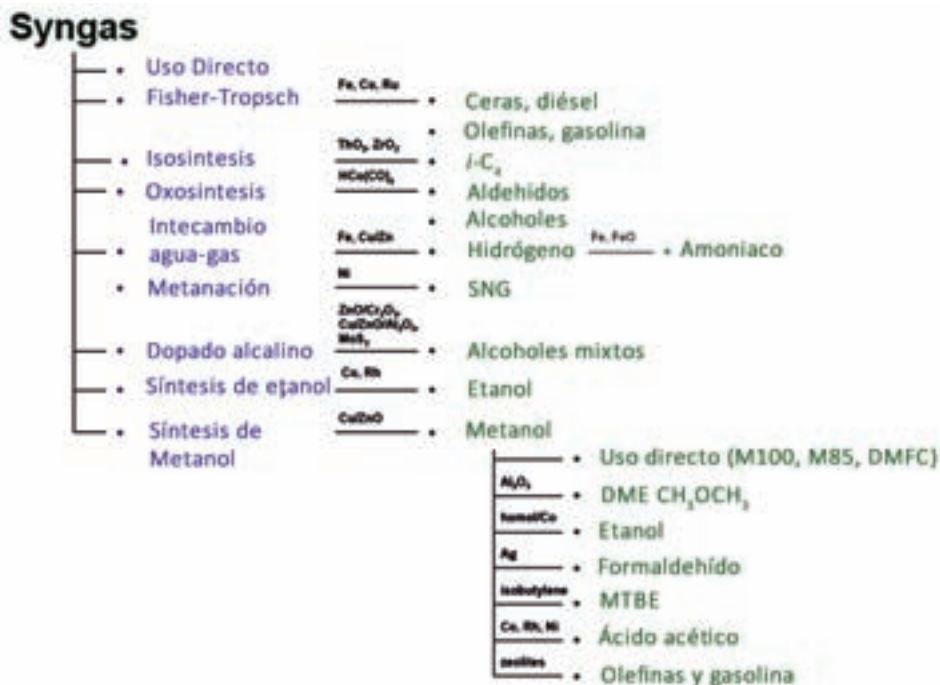


Figura 5.27 Rutas para la obtención de combustibles sintéticos a partir del gas de síntesis
Fuente: [62].

PIRÓLISIS DE LA BIOMASA

La pirólisis, como ya fue mencionado, es la degradación térmica de la biomasa en ausencia de un agente oxidante. Los principales productos provienen de los tres principales componentes de la biomasa (celulosa, hemicelulosa y lignina), siendo la lignina la fracción que más contribuye a la formación del carbón vegetal. Este proceso exige un aporte térmico, que puede provenir de la combustión de la misma biomasa (de los volátiles liberados durante la pirolisis) o de una fuente de calor externa.

Para la descripción matemática del tiempo de conversión completa de una partícula es necesario conocer primero la cinética de la reacción de pirolisis. Esta puede ser obtenida en sistemas experimentales de diferente tipo (termo balanzas, reactores de cuchara, reactores mesh, *entrained reactors*, reactores de lecho fluidizado). En una

revisión de la literatura muy buena Di Blasi [6] presenta una lista de alguno los modelos cinéticos que se han reportado en la literatura. En el caso que se trabaje con partículas grandes y se quiera determinar el tiempo de reacción completa es necesario tener en cuenta los mecanismos que controlan este proceso. En adición a la reacción de pirólisis la velocidad de transferencia de calor dentro de la partícula también es muy importante. El mecanismo simplificado de este proceso se presenta en la figura 5.28 [65] En este mecanismo puede ser observado que la pirólisis de partículas grandes donde se desarrollan gradientes de temperatura que pueden estar controlado por tres fenómenos: (1) La transferencia de calor desde el ambiente a la partícula, (2) La transferencia de calor dentro de la partícula y (3) la velocidad a la que ocurre la reacción de pirólisis.

Pyle y Zaror [66] desarrollaron criterios para identificar el mecanismo controlante durante la

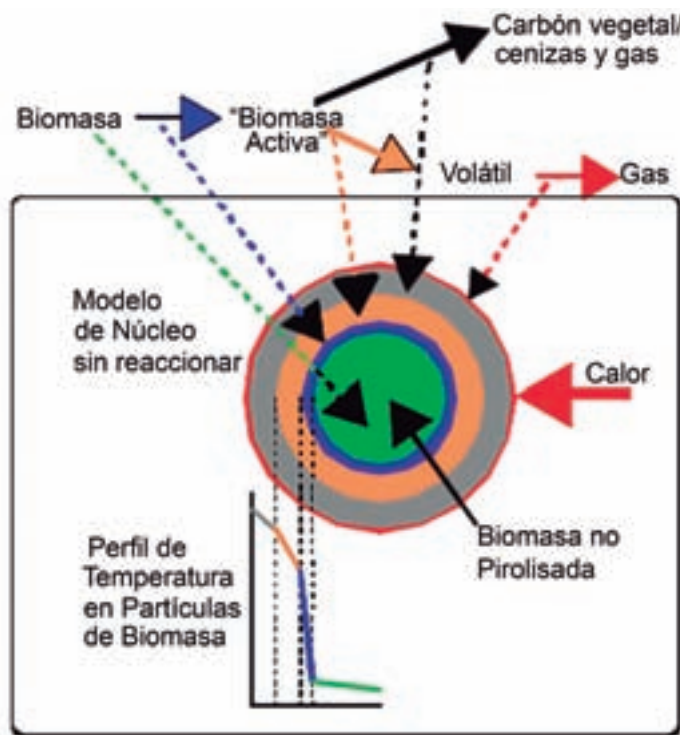


Figura 5.28 Mecanismo de pirólisis.

Fuente: [65]

pirólisis de la biomasa y propusieron que existían tres regímenes de pirólisis dependiendo de cual era el mecanismo controlante. La identificación de los regímenes de pirólisis se basaron en los valores que tomaban tres números adimensionales, el Biot, el número de pyrolysis 1 y el número de pirólisis 2. Estos números adimensionales fueron utilizados para cuantificar la velocidad relativa de los procesos controlantes durante la pirólisis de partículas de biomasa. La identificación del mecanismo controlante de la reacción es crítico para definir la metodología de cálculo que se seguirá para cuantificar la relación entre la conversión de la partícula y el tiempo de residencia en el reactor.

La pirólisis de biomasa tiene las siguientes ventajas: (1) Genera una fracción líquida fácil de manejar, transportar y almacenar, (2) admite como materia prima material residual de otros procesos y, (3) el proceso es autosuficiente con respecto a la energía.

La fracción sólida resultante del proceso (carbón vegetal) puede ser utilizada como biocarbón para la mejoría de suelos agrícolas, representando además una efectiva forma de sequestro de carbono.

Es posible gerenciar las fracciones de los productos que se obtienen mediante la variación de la temperatura y el tiempo de residencia en el reactor de pirólisis. Sin embargo tiene los siguientes inconvenientes (1) Requiere una alta inversión para la instalación, (2) La biomasa requiere pretratamiento para adecuación de la granulometría y de la humedad, (3) Los hidrocarburos líquidos deben ser sometidos a un proceso de refinado a fin de que sus propiedades permitan considerarlos un combustible comercial.

Tipos de procesos de pirólisis

Los sistemas pirolíticos se agrupan en dos categorías: pirólisis convencional o lenta, también conocida como carbonización (lenta) y pirólisis a altas temperaturas o rápida (Figura 5.29), en las que la distribución por fracciones de los productos es diferente. En la pirólisis rápida la fracción predominante en los productos es el bioaceite y en la pirólisis lenta el carbón vegetal. Otra clasificación utiliza como criterios el tiempo de residencia de la biomasa, la velocidad de calentamiento, la temperatura y presión de operación del reactor y el producto principal obtenido. (Tabla 5.7).

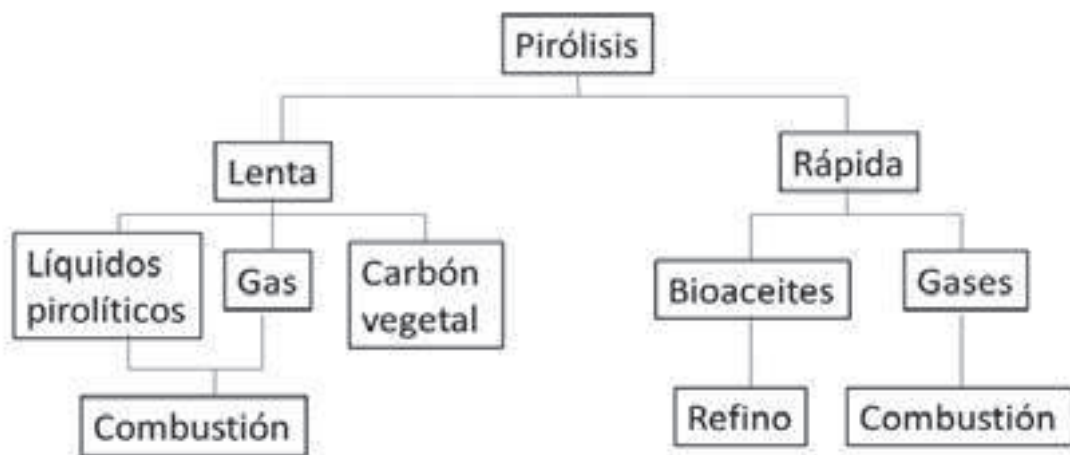


Figura 5.29 Tipos de procesos de pirólisis

Tabla 5.7 Tipos de pirólisis según la tecnología utilizada.

PROCESO	TIEMPO DE RESIDENCIA	VELOCIDAD DE CALENTAMIENTO	TEMPERATURA (°C)	PRODUCTOS
CARBONIZACIÓN	Días	Muy lenta	400	Bio-char
CONVENCIONAL	5-30 min	Lenta	600	Gas, líquido y biochar
RÁPIDA	0,5-5 SEG	Muy rápida	650	Bioaceites
FLASH (LÍQUIDOS)	< 1 seg	Rápida	< 650	Bioaceites
FLASH (GAS)	< 1 seg	Rápida	< 650	Químicos y gas
ULTRARÁPIDA	< 0,5 seg	Muy rápida	1000	Químicos y gas
VACIO	2-30 seg	Media	400	Bioaceites
HIDROPIRÓLISIS	< 10 seg	Rápida	< 500	Bioaceites
METANOPIRÓLISIS	< 10 seg	Rápida	> 700	Químicos

Fuente: [33]

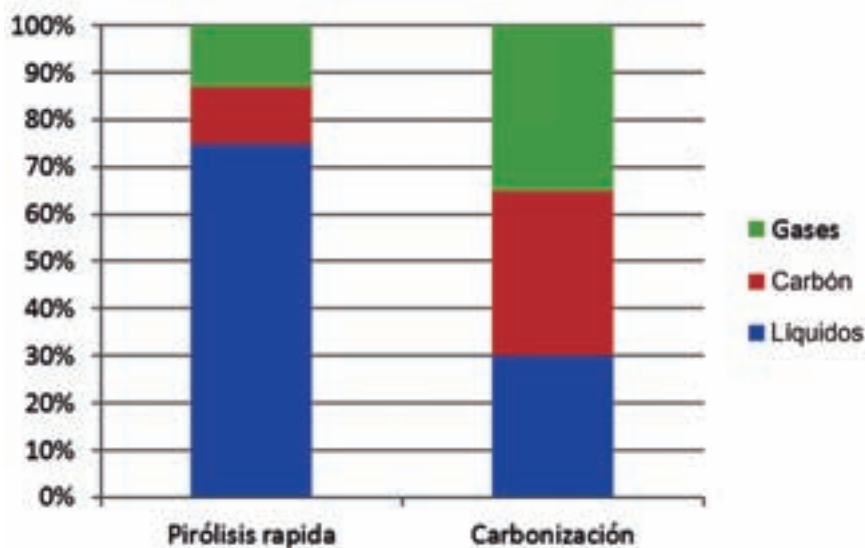


Figura 5.30 Distribución por fracciones de los productos en la pirólisis rápida y carbonización

Fuente: Adaptado de [67].

Pirólisis convencional o lenta

La pirólisis convencional puede efectuarse a temperaturas de hasta 500 °C, con velocidades de calentamiento de aproximadamente 0.1–1 °C s⁻¹. En estas condiciones, se obtienen tres productos: sólidos, líquidos y gases en menores proporciones.

El tiempo de residencia del vapor formado durante la pirólisis varía desde 5 hasta 30 min. Dado éste tiempo tan largo los productos gaseosos tienen

amplias oportunidades para continuar reaccionando con otros productos para formar el carbón [68].

Pirólisis rápida

La pirólisis rápida se efectúa a temperaturas superiores a los 800 °C. Se utiliza sobre todo para la producción de bioaceites ya que los rendimientos en peso de esta fracción son muy superiores a los que se obtienen en la pirólisis convencional.

El proceso transcurre con una velocidad de calentamiento elevada ($10\text{--}200\text{ }^\circ\text{C s}^{-1}$), seguido de un enfriamiento rápido de los gases. lo que provoca la condensación de la fracción líquida, sin que se lleven a cabo las reacciones de craqueo de los compuestos de elevado peso molecular, que pasan a formar parte de los gases no condensados. La transferencia de calor y masa, y la cinética de la reacción química juegan papeles importantes en la distribución de los productos [67].

Pirólisis flash o pirólisis ultrarrápida

La pirólisis flash es una versión mejorada de la pirólisis rápida, en la cuál las tasas de calentamiento son muy altas ($>1000\text{ }^\circ\text{C s}^{-1}$), con tiempos de reacción de pocos a varios segundos y altas temperaturas ($800\text{--}1000\text{ }^\circ\text{C}$), permitiendo obtener una pequeña fracción de material sólido (10%) y un 60% de un gas rico en hidrógeno y monóxido de carbono.

Debido a las altas tasas de calentamiento y corto tiempo de reacción, para mejores rendimientos de este proceso se requiere una menor granulometría de la biomasa en comparación con otros procesos [69].

Pirólisis al vacío

El proceso de pirólisis al vacío produce altos rendimientos de aceites primarios [70]. Contrario a los procesos de pirólisis rápida en la pirólisis al vacío el calentamiento es lento ($2\text{--}4\text{ }^\circ\text{C/min}$. hasta $520\text{--}540\text{ }^\circ\text{C}$), las presiones totales utilizadas se encuentran entre 5 y 15 kPa.

Hidropirólisis

También llamada carbonización hidrotérmica, consiste en aplicar calentamiento a temperaturas inferiores a $500\text{ }^\circ\text{C}$, sin llegar a la ebullición y tiempos muy cortos a materiales con gran contenido de agua, como lodos residuales, pulpas de café, algas, estiércoles, etc. [71].

Hornos y reactores para la pirólisis.

Pirólisis lenta. Carbonización

Diferentes variantes de hornos de carbonización se han desarrollado en diferentes países. En la figura 5.31, aparece un horno brasileño de ladrillos en forma rectangular y en la figura 5.32 la variación de la temperatura interna del horno en



Figura 5.31 Horno de ladrillo rectangular, versión moderna del horno tipo Missouri desarrollada por la empresa Brasileña Acesita. En la parte superior el horno y en la inferior la materia prima (Eucaliptus) y el carbón producido.

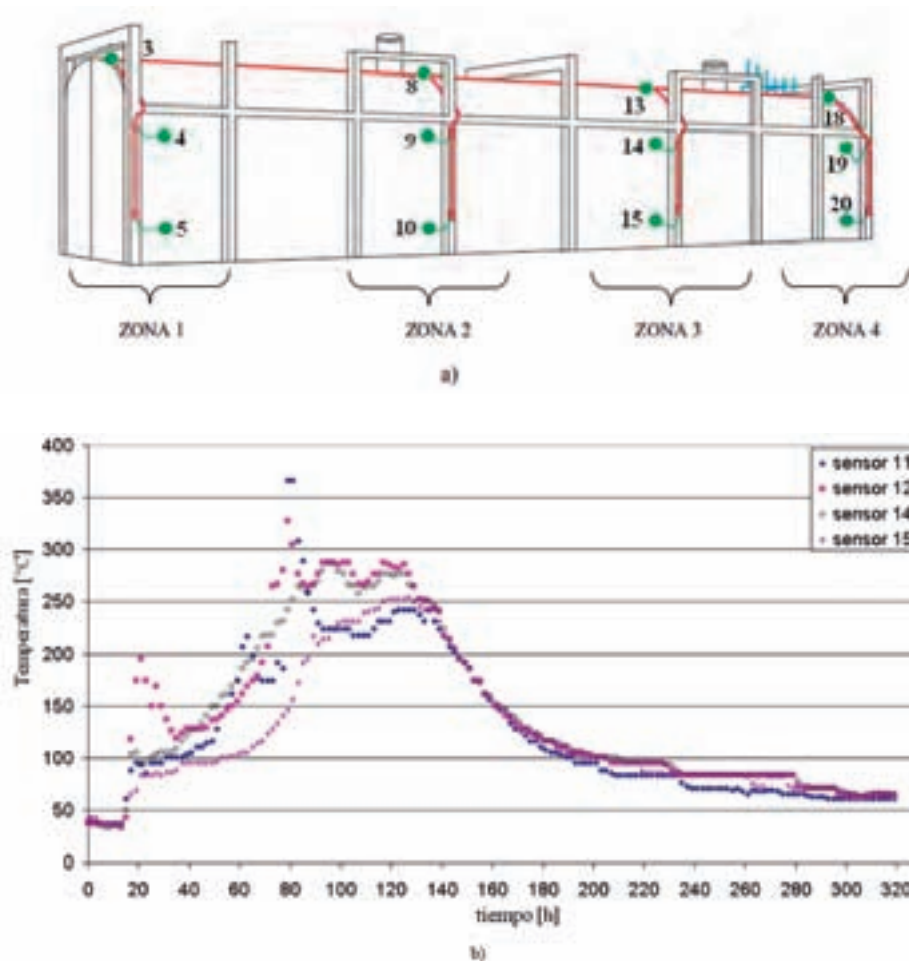


Figura 5.32 Variación temporal de la temperatura en el interior de un horno rectangular de ladrillos. a) Localización de los termopares, b) Temperaturas en la zona 3, región central del horno.

Fuente: [72].

el tiempo [72]. El aprovechamiento de los gases de pirólisis en este tipo de hornos se dificulta por el hecho del proceso ser batch (discontinuo) y por tanto la composición de los gases varía en el tiempo. Apenas en el período de la fase de carbonización (de hidrocarburos) es que se tiene un gas combustible.

Hornos metálicos de carbón

Son hornos semejantes a los de ladrillos en forma de bóvedas, pero fabricados de acero con chimeneas y cavidades en la parte superior, que permiten la recirculación de los gases. Un ejemplo de este

tipo de hornos es el RCK – *Rima Container Kiln*, cuyas etapas de carga, carbonización y descarga son mostradas en la figura 5.33. El balance de energía es mostrado en la figura 5.34. Este tipo de horno se caracteriza por su alta eficiencia de conversión en carbón vegetal (35 % en masa y 60% en energía) además de producir un gas de composición constante que facilita la implementación de sistemas de cogeneración. Estos aspectos están detallados en [73]. Como dato interesante de la figura 5.34 puede observarse que el consumo de energía del horno corresponde a 10, 8 % de la energía que contiene la biomasa a ser pirolisada.



Figura 5.33 Hornos de acero semicontinuos tipo RCK

Fuente: [73].

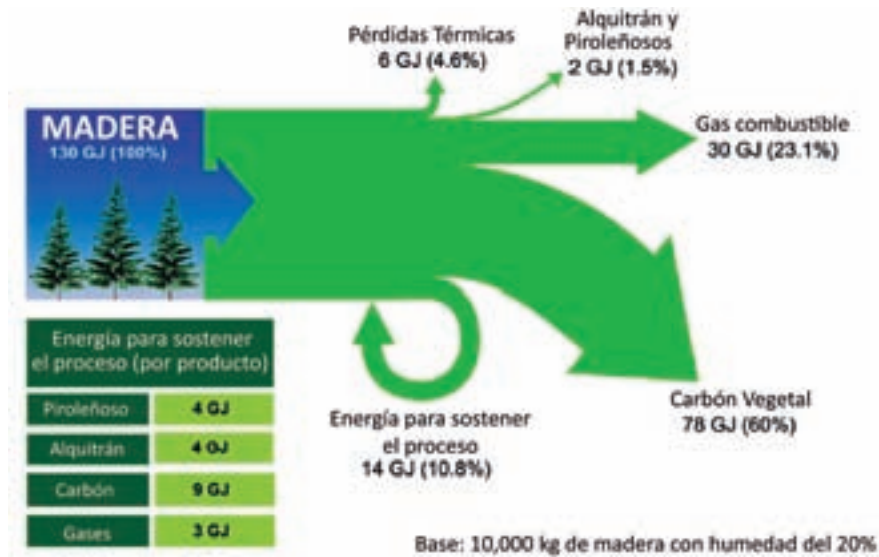


Figura 5.34 Balance de energía en el horno RCK

Fuente: [73]

Reactores de pirólisis rápida.

Reactor de lecho fluidizado burbujeante

En este reactor las partículas de biomasa (típicamente con diámetro menor de 2 mm) se calientan rápidamente al mezclarse con las partículas de arena en movimiento en un lecho fluidizado a alta temperatura. El calor requerido para el proceso se genera en un combustor independiente del pirolizador, mediante la combustión de los gases y/o sólido carbonoso de la pirólisis, y generalmente se transfiere al lecho por medio de serpentines de calentamiento (Figura 5.3) [74].

La granulometría de las partículas, adecuada para conseguir altas velocidades de transferencia

de calor, debe ser de 2-3 milímetros, el tiempo de residencia de los volátiles y sólidos se controla por la velocidad del gas de fluidización (gas no condensable) y es más alto para el sólido que para los volátiles.

Reactor de lecho fluidizado circulante

La biomasa se alimenta a un reactor de fluidización rápida generalmente por un sistema de tornillo sinfín, donde ocurre un contacto intenso entre las partículas de biomasa y las partículas inertes (arena). El sólido carbonoso y la arena que salen del reactor se envían a una cámara de combustión donde el sólido carbonoso se quema (Figura 5.3) [74].

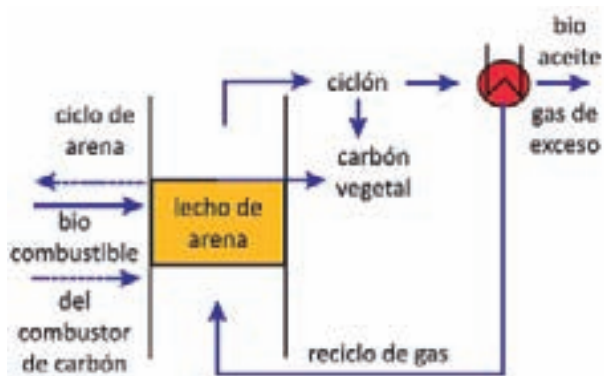
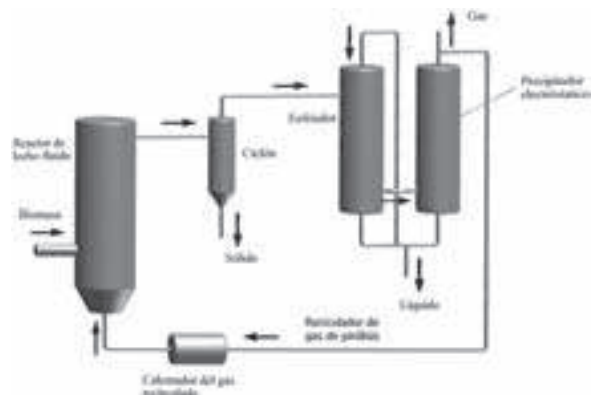


Figura 5.35 Esquema de un reactor de lecho fluidizado burbujeante

Fuente: [75], [74].

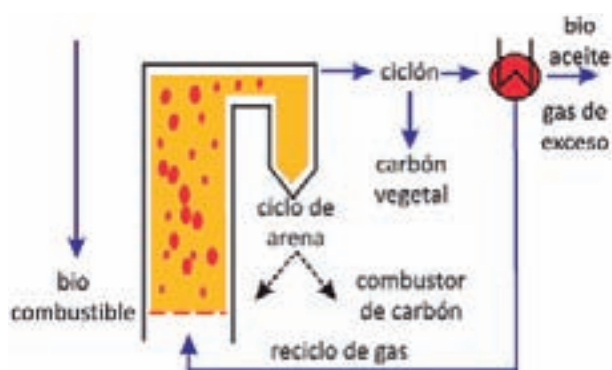
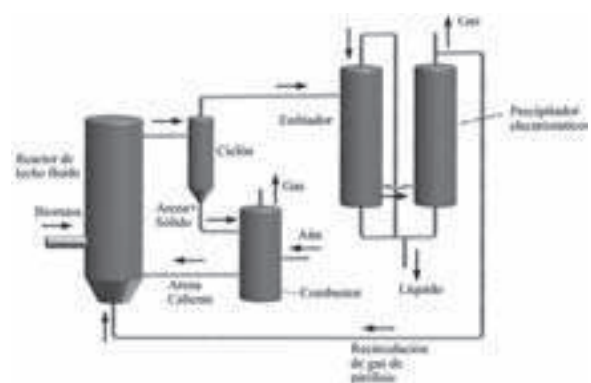


Figura 5.36 Reactor de lecho fluidizado circulante

Fuente: [75], [74]

En este reactor el tiempo de residencia del sólido es casi el mismo que el de los volátiles (~1s), requiriéndose granulometrías de 1-2 mm.

Las ventajas principales de éste reactor son: la elevada transferencia de calor y masa entre la biomasa y la arena dada por la recirculación de arena recalentada con la combustión del sólido de pirólisis, lo que disminuye las pérdidas de energía, permite el escalado a elevadas capacidades y es posible el control del tiempo de residencia.

Reactores de caída libre

La operación se inicia con la descarga de la biomasa en el alimentador, luego del reactor ser calentado a la temperatura de operación, se inicia la alimentación de biomasa que se piroliza al caer a

través del reactor y se recogen al final del mismo los productos en el fondo. (Figura 5.3 [76].

En el reactor de caída libre se obtienen velocidades de calentamiento altas (500 -1000 °C/s), temperaturas de operación en el rango de 400 °C a 1000 °C y tiempos de residencia de gas y sólido cortos (<2 s) [77].

Reactores para pirólisis ablativa.

En la pirólisis ablativa el calor se transfiere desde la pared caliente de un disco giratorio a las partículas de biomasa que están en contacto con él bajo presión. El calentamiento de la superficie se realiza utilizando los productos de la combustión de gases y/o del carbón de pirólisis o por calentadores eléctricos. (Figura 5.3 [74], [75], [78].

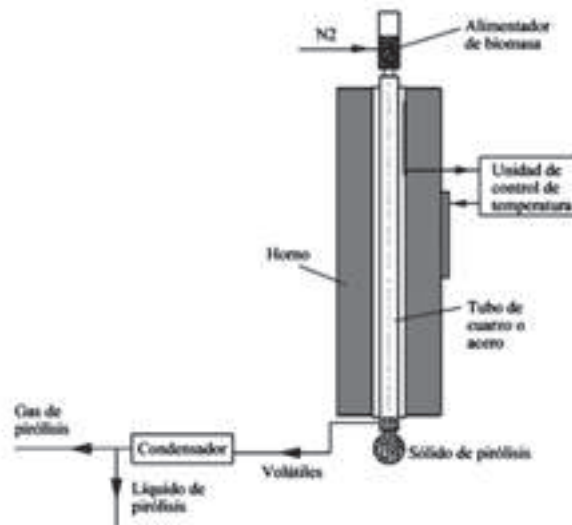


Figura 5.37 Reactor de caída libre.

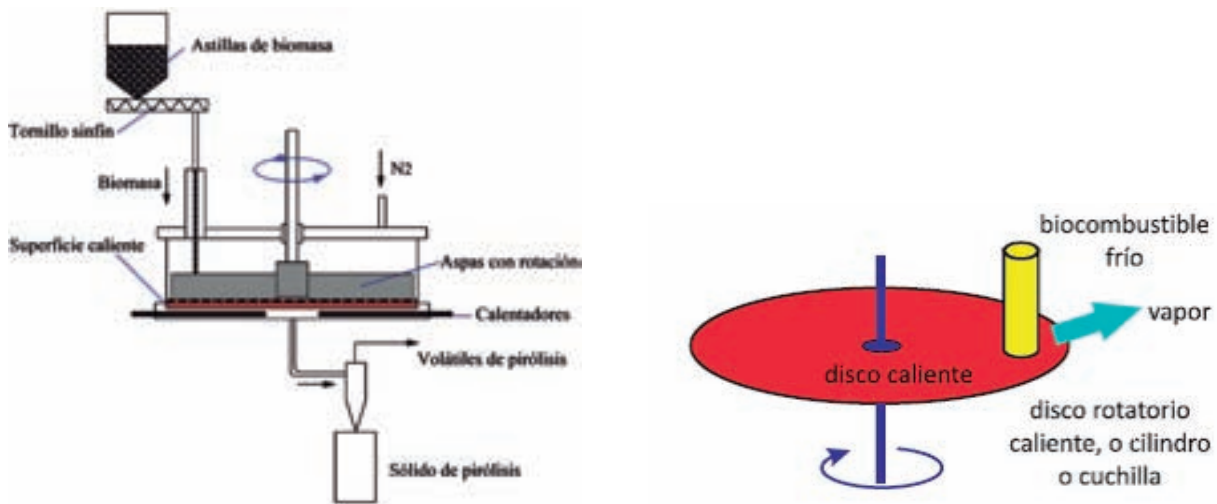


Figura 5.38 Reactor ablativo

Fuente: [75], [74].

Reactores auger

En este reactor la biomasa se mezcla con un portador de calor (arena caliente o esferas de acero o cerámicas a alta temperatura) en el interior de un doble tornillo sinfín donde ocurre la pirólisis. (Figura 5.3 [67], [79], [80].

Algunos diseños evitan el uso de arena y en vez de ésta usan una fuente de calor externa y transfieren el calor a través de la pared del reactor (Figura 5.40)

En estos reactores el tiempo de residencia de los volátiles puede variar entre 5 y 30s, operan a temperaturas ~600°C con flujos de gas de arrastre de alrededor de 3.5 l/min. [80], [81].

Reactor de cono rotatorio

En este tipo de reactor las partículas de biomasa se alimentan cerca del fondo del cono rotatorio junto con un material transportador de calor que generalmente es arena, después el material por la acción de la

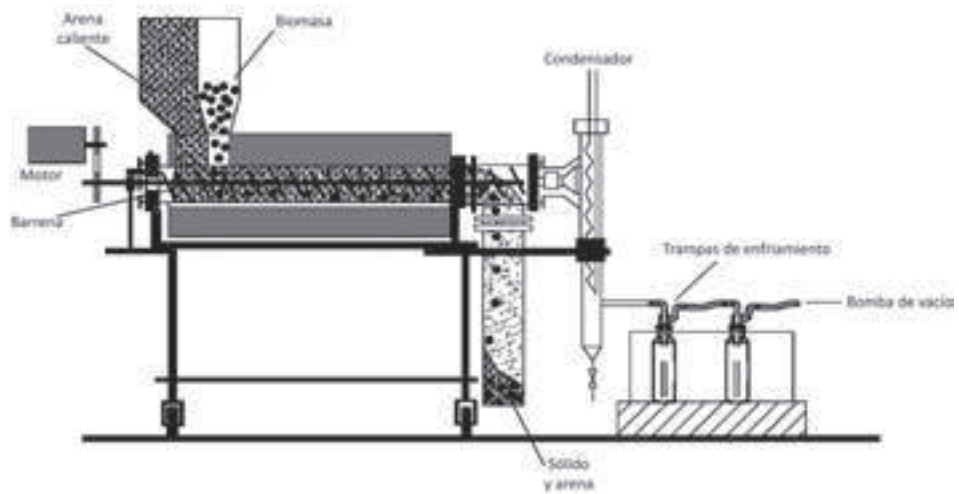


Figura 5.39 Reactor auger con arena

Fuente: [67].

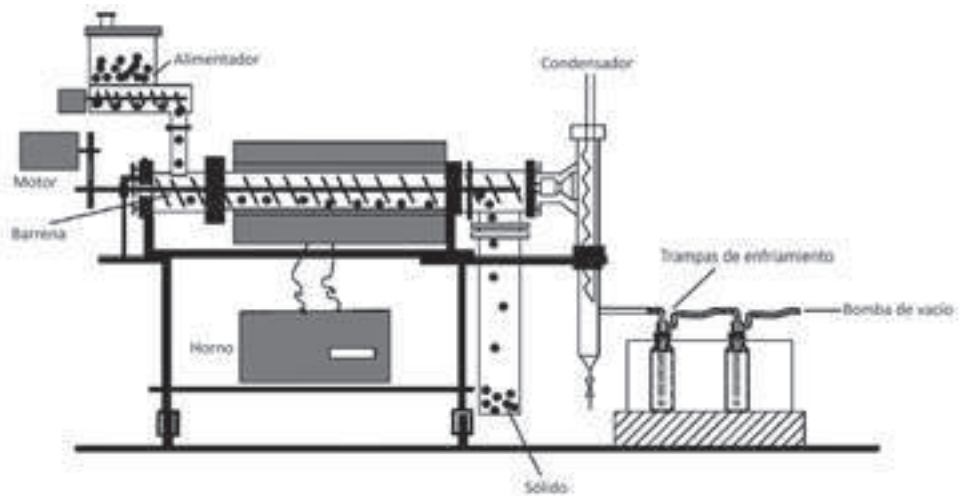


Figura 5.40 Reactor auger sin arena

Fuente: [75], [67].

fuerza centrífuga se transportan hacia arriba a lo largo de la pared del cono en una trayectoria en espiral a revoluciones de 600 rpm. (Figura 5.4 [78], [79]).

Después que el sólido carbonoso y la arena salen del reactor se envían a un combustor de lecho fluidizado donde el sólido se quema para calentar la arena, la cual es de nuevo recirculada al reactor. Los volátiles producidos pasan a través de un ciclón antes de entrar al condensador. [68], [80].

El reactor de cono rotatorio puede tener rendimientos de líquido entre 60%-70% (en base seca), pero su escalado para grandes capacidades es dificultoso con elevados costos capitales y la biomasa a gasificar debe ser de pequeñas dimensiones.

Reactor de pirólisis al vacío

La figura 5.42 ilustra la tecnología de pirólisis al vacío. El proceso se realiza a una presión total

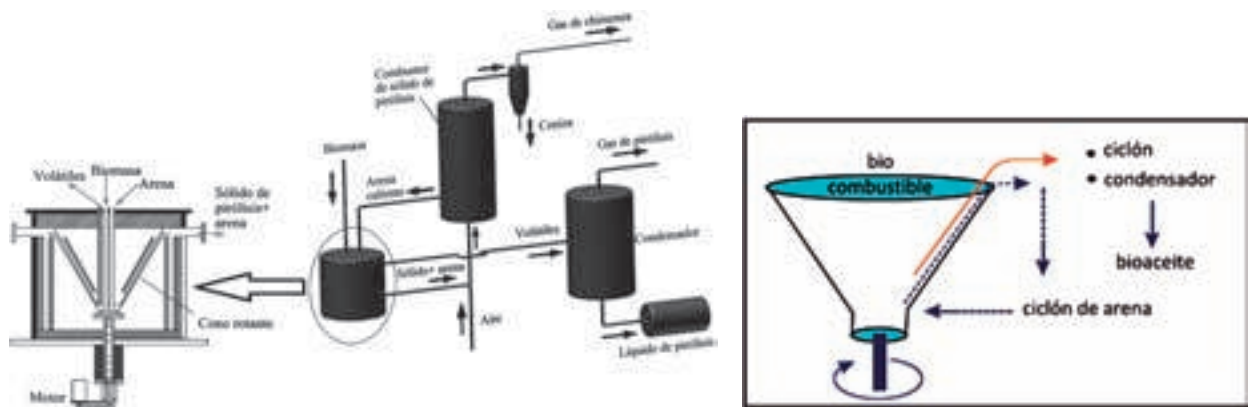


Figura 5.41 Reactor de cono rotatorio

Fuente: [75], [78].

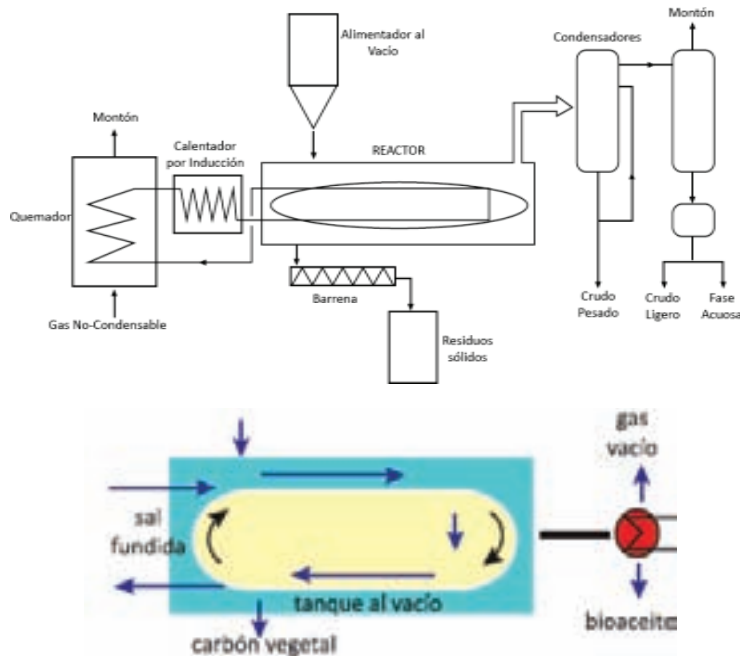


Figura 5.42 Reactor de pirólisis al vacío

Fuente: [75], [82].

de 15 kPa, y temperatura de 450° C, durante un tiempo de residencia largo; mientras que el tiempo de residencia de los vapores orgánicos es muy corto debido al sistema estar al vacío [82].

Este reactor tiene cierta flexibilidad en cuanto a las dimensiones de las partículas alimentadas, produce un bioaceite libre de partículas de carbono y no existe disolución del gas con otros productos. Sin embargo la producción de bioaceite es baja, existe un incremento de la generación de agua pirolítica y requiere de altos costos capitales y de mantenimiento.

La figura 5.43 muestra un análisis comparativo del estado del arte y algunos indicadores de los reactores de pirólisis descritos anteriormente [83].

Bioaceites: características y utilización

Los líquidos de la pirólisis tienen una coloración marrón oscura, casi negra, olor a humo, fluyen libremente a temperatura ambiente, no se mezclan con los hidrocarburos fósiles, y no son estables como los combustibles fósiles (Figura 5.44). En su composición se tienen más de 300 compuestos diferentes.

Propiedad	Estado	Rendimiento del Bio-oil en biomasa seca	Complejidad	Especificación de tamaño de alimentación	Requerimiento de gas inerte	Tamaño específico de reactor	Escalabilidad	Calidad del gas
Cama de Flujo	Comercial	75 wt.%	Media	Alta	Alto	Medio	Fácil	Baja
Cama Transportada y CFB	Comercial	75 wt.%	Alta	Alta	Alto	Medio	Fácil	Baja
Cono Rotatorio	Demonstración	70 wt.%	Alta	Alta	Bajo	Bajo	Medio	Alta
Flujo de arrastre	Laboratorio	90 wt.%	Media	Alta	Alto	Medio	Fácil	Baja
Ablativo	Laboratorio	75 wt.%	Alta	Baja	Bajo	Bajo	Difícil	Alta
Tomillo o Barrera	Piloto	90 wt.%	Media	Media	Bajo	Bajo	Medio	Alta
Vacío	Ninguno	90 wt.%	Alta	Baja	Bajo	Alto	Difícil	Media

Característica Favorable	
Característica Moderada	
Característica Desfavorable	

Comercial	2 t/h - 20 t/h
Demonstración	200-2000 kg/h
Piloto	20-200 kg/h
Laboratorio	1-20 kg/h

Figura 5.43 Estado del arte y características comparativas de diferentes reactores de pirólisis rápida
 Fuente: [83].



Figura 5.44 Bioaceites

Fuente: [84].

En la Tabla 5.8 se relacionan los principales compuestos en los bioaceites obtenidos durante la pirólisis al vacío del bagazo de caña de azúcar.

Propiedades de los líquidos de la pirólisis

Los bioaceites tienen una composición elemental que depende de la biomasa que les dio origen y de los parámetros en el reactor de pirólisis. Entre sus componentes también se encuentran compuestos oxigenados, agua, pequeñas cantidades de partículas de carbón y metales alcalinos oriundos de las cenizas (Tabla 5.9).

Tabla 5.8 Composición de bioaceites de la pirólisis al vacío del bagazo de la caña de azúcar

Compuestos	% en peso
Levoglusocato	14,37
Ciclopropilcarbinol	5,07
4 metil-2(5H)-furanona	4,51
2(5H)-Furanona-3-metil	3,31
Ácido acético	3,45
4-etil-fenol	4,77
4-metil-fenol	3,78
4-metoxi-fenol	2,28
Fenol	2,49
Fenoles totales	13,31
Sólidos	<1

Fuente: [85].

Tabla 5.9 Composición elemental de los bioaceites de la pirólisis [81].

Elementos	% de Vol.
pH	2,5
C	55,3-63,5
H	5,2-7,0
N	0,07-0,39
S	0,00-0,05
O (Por diferencia)	28,98-39,43
Cenizas	0,04-0,25

Fuente: [81].

Otras propiedades de los líquidos de la pirólisis aparecen reportadas en la Tabla 5.10 [86]. Los bioaceites poseen una serie de propiedades negativas que no permiten considerarlos como combustibles comerciales. Entre ellas tenemos: bajo poder calorífico, alto contenido de sólidos y agua, alta viscosidad, corrosividad, baja volatilidad, inmiscibilidad con los combustibles convencionales e inestabilidad química y térmica (polimerización). Algunas propiedades como la viscosidad aumentan con el tiempo, además de esto en los bioaceites ocurre la separación de fases y la formación de depósitos y gomas. La solución para estos problemas, como se puede concluir de la figura 5.45, que compara la composición típica de bioaceites y del petróleo crudo,

Tabla 5.10 Propiedades físicas de los bioaceites obtenidos por pirólisis rápida de la madera

Propiedad	Unidades	Valores
Densidad	kg/litros	1.1-1.3
Poder calorífico inferior	MJ/kg	13-18
Viscosidad dinámica	cSt	13-80 (a 50 °C)
Conductividad Térmica	W/mK	0.35-0.43
Capacidad calorífica	kJ/kg.K	2.6-3.8 (a 25-60 °C)
Agua	(% en peso)	15-30
Punto de ignición	°C	110-120
PH	-	2.0-3.7
Gravedad específica	-	1.20

Fuente: [86].

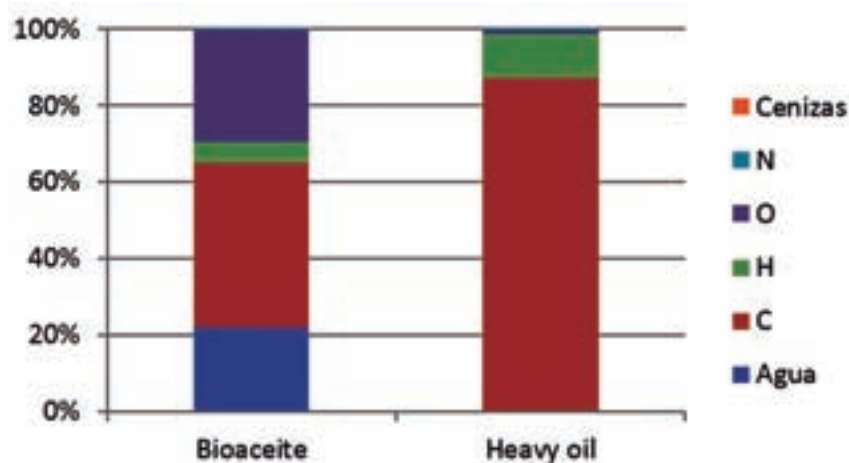


Figura 5.45 Comparación entre la composición química elemental del bioaceite y del petróleo pesado
Fuente: [81].

está en la reducción del contenido de oxígeno, agua y sólidos en el bioaceite en un proceso de refinado o “*upgrade*”.

Upgrading del bioaceite

A fin de mejorar las propiedades del bioaceite como combustible para motores y turbina se propone someterlo a una serie de tratamientos de refinado (*upgrade*) los que incluyen: (1) Filtración, (2) Adición de solventes, (3) Emulsificación, (4) Desoxigenación catalítica: hidrot ratamiento (HDO) y craqueo catalítico de los vapores utilizando zeolitas y (5) Reformado con vapor.

Filtración: La filtración del bioaceite en estado de vapor a alta temperatura puede reducir su contenido de cenizas a menos de 0,01% y el contenido de álcalis a menos de 10 ppm. Este proceso reduce la viscosidad y disminuye el peso molecular promedio del producto líquido [87].

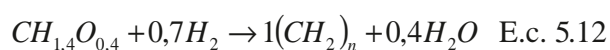
Adición de solventes: Los solventes se han utilizado durante muchos años para homogeneizar y reducir la viscosidad de los bioaceites. La adición de metanol, muestra un efecto significativo en el aumento de la estabilidad del aceite. Diebold y Czernik [88] encontraron que la tasa de aumento de la viscosidad del bioaceite en el tiempo, cuando adicionado con 10 % en peso

de metanol es casi veinte veces menor que para el aceite sin aditivos.

Emulsificación: Los bioaceites son miscibles apenas con solventes polares como el metanol y la acetona, pero totalmente inmiscibles con los combustibles derivados de petróleo [89]. Es posible sin embargo producir emulsiones utilizando surfactantes.

El objetivo final del hidrot ratamiento, o tratamiento con hidrógeno, es mejorar la estabilidad y la calidad del combustible al disminuir el contenido de ácidos orgánicos y aldehídos, así como otros compuestos reactivos, ya que ellos conducen a alta corrosividad y acidez. El HDO reduce el contenido de oxígeno de los grupos químicos oxigenados que forman el bio oil, tales como ácidos, aldehídos, ésteres, cetonas y fenoles, etc [90].

Los parámetros del proceso HDO son: presión: 7 – 30 MPa (Martensen et al., 2011), 200 – 400 oC y con CoMo, NiMo y otros compuestos como catalizadores (Ecuación 5.12, [91]).



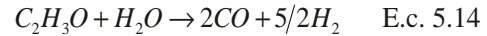
Craqueo catalítico con zeolitas: El craqueo catalítico utiliza zeolitas, ocurre a presión atmosférica, temperaturas de 300–600°C y tiene un

rendimiento en aceite refinado de 42 %, 15 % menor que con el tratamiento HDO. La ecuación química que describe este tratamiento es [91]:



El hidrotreatmento en simultáneo con el proceso de craqueo catalítico con zeolitas ha demostrado mejorar la producción de líquido y la calidad del combustible obtenido en comparación con los procesos separados [92].

Reformado con vapor: El reformado con vapor también es un método de refinado del bio-aceite de pirólisis y al mismo tiempo permite producir hidrógeno renovable. Este proceso transcurre a elevadas temperaturas (800 – 900 °C) en presencia de catalizadores (Ecuación 5.13).



Sin embargo la formación de coque causada por la desactivación del catalizador es un gran problema en la reforma de vapor del bioaceite [93].

Carbón vegetal: características y utilización

Definición y características

El carbón se define como un material sólido carbonoso que queda después de la pirólisis, Es un material poroso, largamente resistente a la descomposición (mineralización), usualmente alcalino, compuesto principalmente de carbono, materiales orgánicos, cenizas y alguna fracción de material volátil, los valores promedios de estos compuestos se reportan en la (Tabla 5.12).

Tabla 5.11 Comparación de las características del bioaceite crudo, refinado catalíticamente y del petróleo crudo

	Bioaceite	Hidrogenación -HDO	Craqueamiento por zeolitas	Petróleo crudo
Balance de masa del bioaceite refinado				
Rendimiento en aceite. %	100	21-65	12-28	-
Agua (fase líquida), %	-	13-49	24-28	-
Gases, %	-	3-15	6-13	-
Carbono, %	-	4-26	26-39	-
Características del bioaceite				
Agua, %	15-30	1,5	-	0,1
pH	2,8-3,8	5,8	-	-
Densidad, kg/l	1,05-1,25	1,2	-	0,86
Viscosidad (μ_{50-C}), CP	40-100	1-5	-	180
Poder calorífico superior PCS, J/kg	16-19	42-45	21-36	44
C, %	55-65	85-89	61-79	83-86
O, %	28-40	< 5	13-24	< 1
H, %	5-7	10-14	2-8	11-14
S, %	< 0,05	< 0,005	-	< 4
N, %	< 0,4	-	-	< 1
Cenizas A, %	< 0,2	-	-	0,1
H/C	0,9-1,5	1,3-2,0	0,3-1,8	1,5-2,0
O/C	0,3-0,5	< 0,1	0,1-0,3	IP0

Fuente: [94].

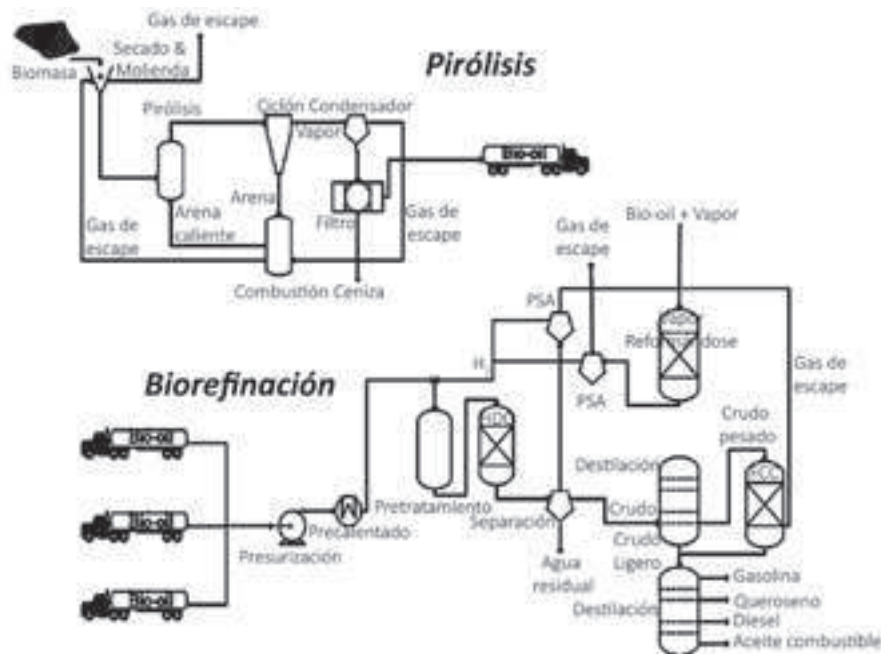


Figura 5.46 Producción de biocombustibles mediante el refinado catalítico de bioaceites

Fuente: [94].

Tabla 5.12 Fracciones de los principales componentes del carbón vegetal.

Componentes	% en peso
Carbono fijo	50-90
Materia volátil	0-40
Humedad	1-15
Materia mineral (Ceniza)	0,5-5,0

El carbón vegetal representa hasta el 35 % en masa de la biomasa original, sus propiedades pueden variar con la temperatura del proceso, el tipo de pirólisis, el tiempo de reacción utilizado en su formación y las características de la materia prima.

El biocarbón: Concepto

El biocarbón también se define como un material sólido carbonoso que queda después de la pirólisis, prácticamente es el mismo carbón vegetal, con la particularidad de que su destino es la aplicación como enmienda orgánica en los suelos

y para el secuestro de carbono en el mismo. Puede ser considerado un carbón ecológico, sólido, estable y excelente para corregir y potencializar suelos ácidos y de poca fertilidad.

Utilización del biocarbón en la agricultura

Los beneficios ambientales que diferentes autores le atribuyen al biocarbón, resultantes de su aplicación en el suelo, son: (1) Secuestro de carbono, (2) Reducción del estrés hídrico, (3) Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero – GEI, (4) Reducción de la cantidad necesaria de fertilizantes inorgánicos, (5) Todavía hay dudas en relación con la magnitud de estos beneficios y su dependencia del tipo de suelo, cultivo, materia prima y tecnología de obtención del biocarbón entre otros aspectos. En los párrafos que siguen se discutirá cada uno de estos aspectos.

Secuestro de carbono: El biocarbón obtenido por pirólisis de la biomasa tiene un gran potencial de mitigación del cambio climático. Este material térmicamente tratado se degrada muy

lentamente, eliminando cantidades netas de CO_2 de la atmósfera y almacenándolas en el suelo en forma de carbono. El biocarbono tiene una estructura interna inerte, similar al grafito, que conserva (secuestra) el carbono en el suelo por cientos y hasta miles de años, y una estructura periférica (externa) reactiva para interactuar con la materia orgánica natural y el medio ambiente. La relación molar H/C en la composición del biocarbono es propuesta por Budai *et al.*, [95] como criterio de su estabilidad en el suelo.

Existen trabajos que estiman que la aplicación del biocarbono al suelo podría llegar a reducir en un 12% las emisiones anuales de CO_2 equivalentes [96], [97].

Reducción del estrés hídrico: El efecto del biocarbono está relacionado con su gran superficie interna y gran cantidad de microporos, que retienen el agua por fenómenos de capilaridad [98]. Al aumentar la porosidad total del suelo, también aumenta la cantidad de agua disponible para las plantas, lo que tiene un efecto beneficioso sobre el rendimiento de los cultivos.

Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero – GEI: Datos experimentales confirman que el biocarbono disminuye las emisiones de N_2O del suelo para la atmósfera, resultantes de la aplicación de fertilizantes nitrogenados. De acuerdo con Zhang *et al.* [99] fueron observadas reducciones de las emisiones de N_2O de 18 y 53 % para aplicaciones de biocarbono de 20 y 40 t/ha respectivamente, en comparación con el caso en que no se adicionó biocarbono. Estos resultados corresponden a un suelo pobre en carbono orgánico. Cayuela *et al.* [100] como resultado de estudios realizados en 14 tipos de suelos se observaron reducciones en el rango entre 10-90%. Woolf [96] asume un valor de reducción de las emisiones de N_2O de 25 %. El mecanismo de este fenómeno no está aun claro. Cayuela *et al.* [100], consideran que la transferencia de electrones del biocarbono para los microorganismos del suelo, es la causa de la reducción del N_2O para N_2 .

Reducción de la cantidad necesaria de fertilizantes inorgánicos: La adición de biocarbono al suelo influye en su estructura, textura, porosidad y consistencia. Estos efectos físicos en el suelo tienen un impacto directo sobre el crecimiento de las plantas, porque la profundidad de penetración de las raíces y la disponibilidad de aire y el agua en la zona radicular serán mucho mayores en comparación con los suelos que no contienen biocarbono [101]. Este efecto puede explicarse también por la estimulación de los microorganismos del suelo que conduce a un aumento en el reciclaje de los nutrientes atrapados en la biomasa residual. Además puede deberse a la creciente capacidad de almacenamiento de agua y la reducción de la acidez. Case [102] refiriéndose a 16 estudios resumidos en Jeffery *et al.* [103] define en 10% el aumento de la productividad agrícola por el uso de biocarbono. La reducción en la emisión de GEI expresado en forma de CO_2 equivalente e indicada por Case [102] como siendo de 37 %.

TORREFACCIÓN DE BIOMASA

Un importante inconveniente para el uso de la biomasa como fuente de energía es el hecho que su densidad energética es mucho menor que la de los recursos energéticos tradicionales. Otro aspecto importante es el alto consumo de energía en la trituración de biomasa, dado su carácter fibroso. Este pretratamiento se hace necesario para algunos sistemas que requieren una granulometría fina, como es el caso de los gasificadores de lecho arrastrado.

La torrefacción, calentamiento de la biomasa hasta temperaturas de alrededor de $300\text{ }^\circ\text{C}$, transforma la biomasa en un producto con mejores características que la biomasa original, con mayor densidad energética y mejor triturabilidad. En la figura 5.4 se presentan fotografías de una muestra de biomasa (astillas de madera) en forma natural, torrefactada y luego densificada.

Desarrollo del proceso de torrefacción.

El proceso termoquímico de torrefacción es en realidad una pirólisis incompleta y se caracteriza por un calentamiento de la biomasa en ausencia de oxígeno a temperaturas entre 200 – 300° C, razones de calentamiento < 50° C /min y operación a presión atmosférica.

El tiempo de residencia requerido para la torrefacción oscila entre 0.5 y 2 horas. Las principales procesos que ocurren durante la torrefacción son: secado, transición vítrea y ablandamiento de la lignina, despolimerización desvolatilización limitada y carbonización. Como consecuencia de este proceso se reduce el contenido de volátiles de la biomasa, aumenta el contenido en carbono fijo, disminuye el contenido de hidrógeno y oxígeno, aumentando su poder calorífico. En la Tabla 5.13 se presentan los cambios en la composición y propiedades de la biomasa (astillas

de madera) como consecuencia del proceso de torrefacción.

En el proceso también se reducen la relación hidrógeno-carbono (H/C) y oxígeno-carbono, lo cual es favorable ya que resulta en menor formación de gases, vapor de agua y menores pérdidas de energía durante los procesos combustión y de gasificación [105].

Balance de masa y energía durante la torrefacción de biomasa.

Durante la torrefacción se producen compuestos gaseosos (H₂O, CO, CO₂ e hidrocarburos ligeros) y productos sólidos que retienen aproximadamente el 70 % del peso inicial y hasta el 90 % del contenido de energía. El 30 % de masa restante la forma la materia volátil que contiene el 10% de energía inicial [106]. En la figura 5.48 se representa el balance de materia y energía en la torrefacción.



Figura 5.47 Biomasa “in natura”, torrefactada y densificada

Fuente: [104].

Tabla 5.13 Análisis aproximado de residuos agrícolas in natura e torreficados, sobre diferentes temperaturas

Muestra	Humedad, %	Volátiles, %	Carbono fijo, %	Cenizas, %	PCS, MJ/kg
Tallos de algodón (in natura)	1,19	76,92	19,19	2,70	19,32
Tallos de algodón (torrefactados – 200 °C)	5,24	44,34	41,89	8,44	23,94
Tallos de algodón (torrefactados – 250 °C)	6,70	36,13	44,48	12,69	24,54
Tallos de algodón (torrefactados – 300 °C)	6,10	31,16	48,00	14,74	25,03
Paja de trigo (in natura)	3,30	71,59	18,73	6,30	17,81
Paja de trigo (torrefactada – 200 °C)	6,51	39,01	38,98	15,50	19,84
Paja de trigo (torrefactada – 250 °C)	4,83	28,21	43,66	23,30	20,85
Paja de trigo (torrefactada – 300 °C)	4,78	14,84	55,43	24,95	21,67

Fuente: adaptado de [64]

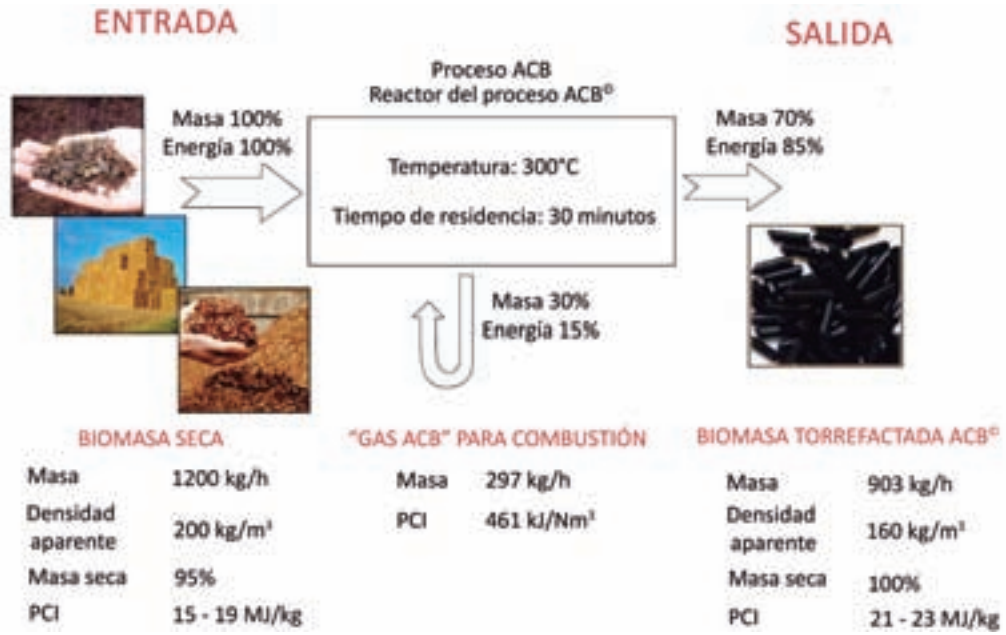


Figura 5.48 Balance de materia y energía de la torrefacción por el proceso ACB da Andritz.

Fuente: [107].

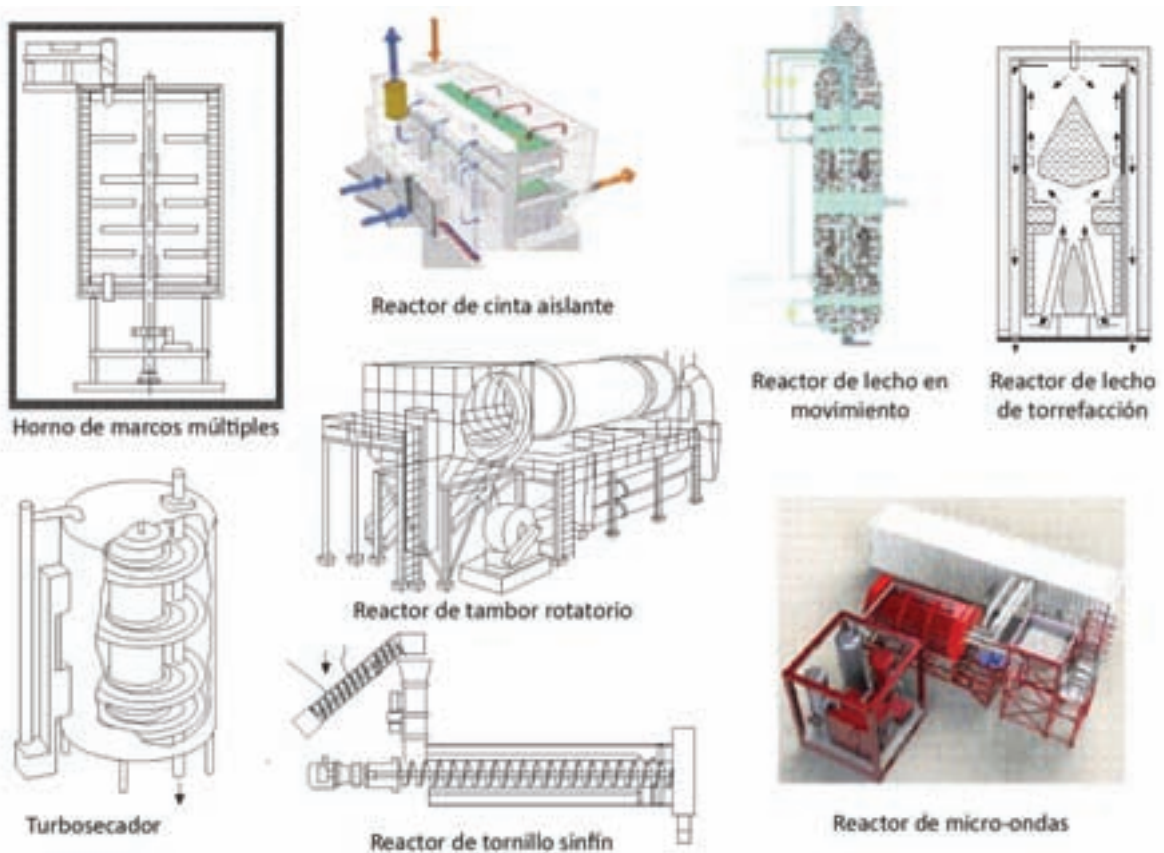


Figura 5.49 Tecnologías de torrefacción

Fuente: [109].

Existe una influencia de la temperatura y tiempo de torrefacción sobre los valores de volátiles, carbono fijo y las cenizas de los materiales torrefactos en comparación con la biomasa original [108].

El rendimiento del producto sólido disminuye con el aumento de temperatura de torrefacción, debido a la extensa devolatilización de hemicelulosa, celulosa y lignina en menor medida, a temperaturas cercanas a 300 °C.

Un incremento del tiempo de duración de la torrefacción provoca una disminución en la cantidad de biomasa torrada, debido al aumento de la cantidad de sustancias volátiles producidas.

CONCLUSIONES

Las tecnologías de conversión termoquímica que permiten la generación de energía eléctrica y/o la producción de biocombustibles a partir de la biomasa lignocelulósica han tenido importantes avances en los últimos años y están procurando establecerse como tecnologías comerciales. El biocarbono es cada día más estudiado debido a su potencial de mejorar los suelos y recuperar su contenido de carbono. Por estas razones se hace necesario invertir en proyectos de I&D en los temas de torrefacción, gasificación y pirolisis.

REFERENCIAS

- [1] J. Goldemberg, "World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability," UNDP, New York, NY, USA, 2000.
- [2] M. Sidlecki, W. de Jong and A. Verkooijen, "Fluidized bed gasification as a mature and reliable technology for the production of bio-syngas and applied in the production of liquid transportation fuel – A review," *Energies*, vol. 4, pp. 389-434, 2011.
- [3] K. Ptasiński, "Thermodynamic efficiency of biomass gasification and biofuels conversion," *Biofuels, Bioproduct and Biorefining*, vol. 2, pp. 239-253, 2008.
- [4] K. Difs, E. Wetterlund, L. Trygg and M. Söderström, "Biomass gasification opportunities in a district heating system.," *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, p. 637-651, 2010.
- [5] A. Gómez-Barea and B. Leckner, "Modeling of biomass gasification in fluidized bed," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 36, p. 444-509, 2010.
- [6] C. Di Blasi, "Combustion and Gasification rates of lignocellulosic chars.," *Progresses in Energy and Combustion Science*, vol. 35, pp. 121-140, 2009.
- [7] A. Salam, S. Kumar and M. Siriwardhana, "The status of biomass gasification in Thailand and Cambodia," Asian Institute of Technology, Energy Environment Partnership (EEP)-Mekong Region, 2010.
- [8] J. Ruiz, M. Juarez, M. Morales and M. Munoz, "Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers.," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 174-183, 2013.
- [9] A. Beenackers, "Biomass gasification in moving beds a Review of European Technologies," *Renewable Energy*, pp. 1180-1186, 1999.
- [10] A. Midilli, M. Dogru, G. Akay and C. Howarth, "Hydrogen production from sewage sludge via a fixed bed gasifier product gas," *Journal of Hydrogen Energy*, vol. 27, pp. 1035-1041, 2002.
- [11] E. ULee, L. Balu and J. Chung, "An experimental evaluation of an integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications 2013," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 699-708, 2013.

- [12] I. Antonopoulos, A. Karagiannidis, A. Gkouletsos and G. Perkoulidis, “Modelling of a downdraft gasifier fed by agricultural residues,” *Waste Management*, vol. 32, pp. 210-218, 2012.
- [13] J. Corella, J. Toledo and G. Molina, “A review on dual fluidized-bed biomass gasifiers,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 46, p. 6831–6839, 2007.
- [14] Z. Alauddinmaddin, P. Lahijani, M. Mohammadi and A. Mohamed, “Gasification of lignocellulosic biomass in fluidized beds for renewable energy development: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2852-2862, 2012.
- [15] M. C. Fernandez, *Investigação experimental de gaseificação de biomassa em leito fluidizado*, Campinas: Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas., 2004.
- [16] F. Weiland, H. Hedman, M. Magnusrklund, H. Wiinikka, O. Ohrman and R. Gebart, “Pressurized oxygen blown entrained-flow gasification of Wood powder,” *Energy Fuels*, vol. 27, no. 2, p. 932–941, 2013.
- [17] K. Qin, P. Jensen, W. Weigang Lin and A. Anker Degn Jensen, “Biomass Gasification Behavior in an Entrained Flow Reactor: Gas Product Distribution and Soot Formation,” *Energy & Fuels*, Vols. 5992-6002, p. 26, 2012.
- [18] Q. Zhang, L. Doi, D. Fenigshtein, W. Ysang and W. Blasiak, “Gasification of municipal solid waste in the plasma gasification melting process,” *Applied Energy*, vol. 25, pp. 4129-4137, 2011.
- [19] Q. Zhang, Y. Wu, L. Dor, W. Yang and W. Blasiak, “A thermodynamic analysis of solid waste gasification in the Plasma Gasification Melting process,” *Applied Energy*, vol. 112, pp. 405-413, 2013.
- [20] I. Janajreh, S. Raza and A. Valdmunson, “Plasma gasification process: modeling, simulation and comparison with conventional air gasification,” *Energy Conversion and Management*, vol. 65, pp. 801-809, 2013.
- [21] P. Basu, *Handbook Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory*, Burlington: Elsevier, 2010, p. 364.
- [22] A. Klein, *Gasification: An Alternative Process for Energy Recovery and Disposal of Municipal Solid Wastes.*, Columbia: Department of Earth and Environmental Engineering. School of Engineering and Applied Science. M.Sc, thesis., 2002.
- [23] H. Beohara, B. Gupta, V. Sethib and M. Pandey, “Parametric study of fixed bed biomass gasifier: A review,” *International Journal of Thermal Technologies*, vol. 2, no. 1, pp. 134-140, 2012.
- [24] U. Henriksen, J. Ahrenfeldt, T. Jensen, B. Gøbel, J. Bentzen, C. Hindsgaul and L. Sørensen, “The design, construction and operation of a 75 kW two-stage gasifier,” *Energy*, vol. 31, p. 1542–1553, 2006.
- [25] L. Devi, K. Ptasinski and F. Janssen, “A Review of the Primary Measures for Tar Elimination in Biomass Gasification Processes,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 24, pp. 125-140, 2003.
- [26] J. Martínez, A. R.V., E. S. Lora and R. Jaén, “Experimental study on biomass gasification in a double air stage downdraft reactor,” *Biomass and Bioenergy*, pp. 1-17, 2011.
- [27] S. Bhattacharya, A. Siddique and H. Pham, “A study on wood gasification for low-tar gas production,” *Energy*, vol. 24, pp. 285-296, 1999.
- [28] A. Galindo, E. Lora, R. Andrade, S. Giraldo, R. Rene Lesme Jaen and V. Cobas, “Biomass gasification in a downdraft gasifier with a two-stage air supply: Effect of operating conditions on gas quality,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 61, pp. 236-244, 2014.
- [29] H. Hofbauer, R. Rauch and K. Bosch, *Biomass CHP-Plant Güssing. A Succes Story*, Vienna: Vienna University of Technology, 2005.
- [30] V. Wilk and H. Hofbauer, “Conversion of mixed plastic wastes in a dual fluidized bed steam gasifier,” *Fuel*, vol. 107, pp. 787-799, 2013.

- [31] J. Judex, M. Wellinger, C. Ludwig, S. M.A. and S. Biollaz, “Gasification of hay in a bench scale fluidised bed reactor with emphasis on the suitability for gas turbines,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 46, pp. 739-749, 2012.
- [32] E4tech, *Review of technologies for gasification of biomass and wastes*, 2009.
- [33] M. Balat, E. Kırtay and H. Balat, “Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 2: Gasification systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 3158-3168, 2009.
- [34] D. Pedroso, E. Machín, J. Silveira and Y. Yasuyuki Nemoto, “Experimental study of bottom feed updraft gasifier,” *Renewable energy*, vol. 57, pp. 311-316, 2013.
- [35] J. Hustad, O. Skreiberg, T. Slungaard, D. Stanghelle, A. Norheim, O. Sønju, H. Hofbauer, R. Rauch, A. Grausam, A. Vik, I. Wærnhus and J. Byrknes, “Biomass Gasification and High Temperature Gas Cleaning- Achievements,” in *14th European Biomass Conference*, Paris, 2005.
- [36] S. Koppatz, C. Pfeifer, R. Rauch, H. Hofbauer, T. Marquard-Moellenstedt and M. Specht, “H₂ rich product gas by steam gasification of biomass with in situ CO₂ absorption in a dual fluidized bed system of 8 MW fuel input,” *Fuel Processing Technology*, vol. 90, pp. 914-921, 2009.
- [37] P. Lv, Y. Zhenhong, M. Longlong, W. Chuangzhi, C. Yong and Z. Jingxu, “Hydrogen-rich gas production from biomass air and oxygen/steam gasification in a downdraft gasifier,” *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2173-2185, 2007.
- [38] J. Rezaiyan and N. Cheremisinoff, *Gasification Technologies*, CRC Press. Taylor & Francis, 2005.
- [39] S. Rapagnà, K. Gallucci, M. Marcello, M. Muriel and M. Nacken, “Gas cleaning, gas conditioning and tar abatement by means of a catalytic filter candle in a biomass fluidized-bed gasifier,” *Bioresource Technology*, vol. 101, pp. 7123-7130, 2010.
- [40] P. Hasler and T. Nussbaumer, “Gas cleaning for IC engine applications from fixed bed biomass gasification,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 16, pp. 385-395, 1999.
- [41] V. Belgiorno, G. De Feo, C. Della Rocca and R. Napoli, “Energy from gasification of solid wastes,” *Waste Management*, vol. 23, pp. 1-15, 2003.
- [42] M. Mahishi and D. Goswami, “Thermodynamic optimization of biomass gasifier for hydrogen production,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, pp. 3831-3840, 2007.
- [43] R. Budhathotki, *Three zone modeling of downdraft biomass gasification: equilibrium and finite kinetic approach*, Jyväskylä: Master Thesis. University of Jyväskylä, 2013.
- [44] Z. Zainal, R. Ali, C. Lean and K. Seetharamu, “Prediction of performance of a downdraft gasifier using equilibrium modeling for different biomass materials,” *Energy Conversion and Management*, vol. 42, pp. 1499-1515, 2001.
- [45] Y. Wang and C. Kinoshita, “Kinetic model of biomass gasification,” *Solar Energy*, vol. 51, pp. 19-25, 1993.
- [46] B. Babu and P. Sheth, “Modeling and simulation of reduction zone of downdraft biomass gasifier: effect of char reactivity factor,” *Energy Conversion and Management*, vol. 47, pp. 2602-2611, 2006.
- [47] M. Puig –Arnavat, J. Hernandez, J. Bruno and A. Coronas, “Artificial neural network models for biomass gasification in fluidized beds gasifiers,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 49, pp. 279-289, 2013.
- [48] M. Puig-Arnavat, J. Bruno and A. Coronas, “Review and analysis of biomass gasification models,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2841-2851, 2010.
- [49] S. Skoblia, J. Malecha, B. Koutsky and P. Buryan, “Hot gas cleaning for biomass gasification for clean gas production,” in *International Freiberg Conference on IGCC & XtL technologies*, 2005.
- [50] G. Stopiello, *Biomass gasification – process analysis and dimensioning aspects for downdraft*, Bologna: Ph. D Thesis. University of Bologna., 2010.

- [51] L. Fagbemi, L. Khezami and R. Capart, "Pyrolysis products from different biomasses: application to the thermal cracking of tar," *Applied Energy*, vol. 69, pp. 293-306, 2001.
- [52] C. Xu, J. Donald, E. Byambajav and Y. Ohtsuka, "Recent advances in catalysts for hot-gas removal of tar and NH₃ from biomass gasification," *Fuel*, vol. 89, pp. 1784-1796, 2010.
- [53] B. Dou, W. Shen, J. Gao and X. Sha, "Adsorption of Alkali Metal Vapor from High Temperature Coal Derived Gas by Solid Sorbents," *Fuel Processing Technology*, vol. 82, pp. 51-60, 2003.
- [54] S. Turn, C. Kinoshita, D. Ishimura, J. Hiraki, J. Zhou and M. S.M., "An experimental investigation of alkali removal from biomass producer gas using a fixed bed of solid sorbent," *Industrial and Engineering Chemistry Research*, vol. 4, pp. 1960-1967, 2001.
- [55] S. Sharma, M. Dolan, A. Ilyushechkin, K. McLennan, T. Nguyen and D. Chase, "Recent developments in dry hot syngas cleaning processes," *Fuel*, vol. 89, pp. 817-826, 2010.
- [56] V. Chibanta, A. Fonseca and R. Salcedo, "Modeling dry-scrubbing of gaseous HCl with hydrated lime in cyclones with and without recirculation," *Journal of Hazardous Materials*, pp. 1-14., 2010.
- [57] M. Lehner, F. Mayinger and W. Geipel, "Separation of dust, halogen and PCDD/F in a compact wet scrubber," *Trans IChemE*, vol. 79, pp. 109-116, 2001.
- [58] K. Ibsen, *Equipment design and cost estimation for small modular biomass systems, synthesis gas cleanup and oxygen separation equipment*, NREL/SR-510-39947, 2006.
- [59] E. Sciubba, *Modeling, simulation and optimization of a syngas desulphurization device*, ENEA, Report RSE/2009/195, 2009.
- [60] Y. Xiao, S. Wang, D. Wu and Q. Yuan, "Catalytic oxidation of hydrogen sulfide over unmodified and impregnated activated carbon," *Separation and Purification Technology*, vol. 59, p. 326-332, 2008.
- [61] D. Stevens, "Hot Gas Conditioning: Recent Progress with Larger-Scale Biomass Gasification Systems NREL/SR-510-29952," National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2001.
- [62] B. Jenkins, *Bioenergy, biofuels and potentials for sustainable development*, Energy Lectures Series, University of California., 2007.
- [63] I. Raphael and A. Yang, "Plastics production from biomass: assessing feedstock requirement," *Biomass Conv. Bioref*, vol. 3, p. 319-326, 2013.
- [64] G. Wang, Y. Luo, J. Deng, J. Kuang and Y. Zhang, "Pretreatment of biomass by torrefaction," *Chinese Science Bulletin*, vol. 56, no. 14, pp. 1442-1448, 2011.
- [65] C. Di Blasi, "Analysis of convection and secondary reaction effects within porous solid fuels undergoing pyrolysis," *Combustion Science and Technology*, vol. 90, pp. 315-339, 1992.
- [66] D. Pyle and C. Zaror, "Heat transfer and kinetics in the low temperature pyrolysis of solids," *Chem. Eng. Sci.*, vol. 39, no. 1, pp. 147-158, 1984.
- [67] A. Bridgwater, "Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading," *Biomass and Bioenergy*, vol. 38, pp. 68-94, 2012.
- [68] H. Mohan, "Pyrolysis of Wood/Biomass for Bio-oil: A Critical Review," *Energy & Fuels*, vol. 20, pp. 848-889, 2006.
- [69] H. Goyal, D. Seal and R. Saxena, "Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review," *Renewable Sustainable Energy*, vol. 12, pp. 505-517, 2008.
- [70] C. Roy, D. Blanchette, B. Caumia and B. Labrecque, "Conceptual design and evaluation of biomass vacuum pyrolysis plant," in *Advances in Thermochemical Biomass Conversion*, Aston, A.V. Bridgwater, 1992, pp. 1165-1186.
- [71] S. Brick, "Biochar: Assessing the promise and risks to guide," 2010. [Online]. Available: https://www.nrdc.org/energy/files/biochar_paper.pdf. [Accessed 2014].

- [72] R. De Oliveira, *Instrumentação e análise térmica do processo de produção de carvão vegetal*, Uberlândia: Tese de doutorado. Universidade de Uberlândia, 2009.
- [73] A. Vilela, E. Lora, Q. V. R. Quintero and T. Souza, “A new technology for the combined production of charcoal and electricity through cogeneration,” *Biomass and Bioenergy*, pp. 222-240, 2014.
- [74] E. Butler, G. Devlin, D. Meier and K. McDonell, “A review of recent laboratory research and commercial developments in fast pyrolysis and upgrading,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 4171-4186, 2011.
- [75] R. Venrderbosch and W. Prins, “Fast pyrolysis development,” *Biofuel, Bioproducts, Biorefineries*, vol. 4, pp. 178-208, 2010.
- [76] L. Wei, S. Xu, L. Zhang, H. Zhang and S. Liu, “Characteristics of fast pyrolysis of biomass in a free fall reactor,” *Fuel Processing Technology*, vol. 87, pp. 863-871, 2006.
- [77] S. Rincon, A. Gomez and W. Klose, *Gasificación de biomassa residual de processamento agroindustrial*, Kassel: Kassel University Press, 2011.
- [78] A. Bridgwater, “Biomass Pyrolysis—an overview,” 2007. [Online]. Available: www.ieabioenergy.com. [Accessed 2014].
- [79] J. Brown and R. Brown, “Process optimization of an auger pyrolyzer with heat carrier using response surface methodology,” *Bioresource Technology*, vol. 103, no. 1, pp. 405-414, 2008.
- [80] A. Demirbas, “Biofuels sources, biofuel policy, biofuel economy and global biofuel projections,” *Energy Conversion and Management*, vol. 49, pp. 2106-2116, 2008.
- [81] S. Czernik and A. Bridgwater, “Overview of applications of biomass fast pyrolysis,” *Energy and Fuels*, vol. 18, pp. 590-598, 2004.
- [82] D. Meier, B. Van de Beld, A. V. Bridgwater, D. C. Elliott, A. Oasmaa and F. Preto, “State-of-the-art of fast pyrolysis in IEA bioenergy member countries,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, p. 619-641, 2013.
- [83] IEA, “IEA Bioenergy Task 34—Pyrolysis,” Enero 2014. [Online]. Available: <http://www.pyne.co.uk/Resources/user/PyNe%20Newsletter%20Issue%2034%20January%202014%20PUBLISHED.pdf>. [Accessed 2014].
- [84] R. Bilbao, *Curso Fronteras de la Energía. Aprovechamiento Termoquímico de la biomasa*, Zaragoza: Grupo de Proceso Termoquímicos. Instituto de investigación en Ingeniería en Aragón (I3A). Universidad de Zaragoza, 2009.
- [85] P. M. García, A. Chaala and C. Roy, “Vacuum pyrolysis of sugarcane bagasse,” *Journal of Analytical Applied Pyrolysis*, vol. 65, p. 111, 2002.
- [86] S. Sadaka, *Fast pyrolysis and its applications*, Iowa: Center for sustainable environmental technologies. Iowa State University, 2006.
- [87] A. Shihadeh, *Rural electrification from local resources: biomass pyrolysis oil combustion in a direct injection diesel engine*, Massachusetts: PhD Thesis. Massachusetts Institute of Technology (MIT), 1998.
- [88] J. Diebold and S. Czernik, “Additives to lower and stabilize the viscosity of pyrolysis oils during storage,” *Energy and Fuels*, vol. 1, pp. 1081-1091, 1997.
- [89] J. Augustinová, Z. Cvangrosová, J. Mikulec, B. Vasilkovová and J. Cvangros, “Upgrading of biooil from fast pyrolysis,” in *46th international Conference on Petroleum processing*, Bratislava, 2013.
- [90] P. Pan, C. Hu, W. Yang, Y. Li, L. Dong, L. Zhu, D. Tong, R. Qing and Y. Fan, “The direct pyrolysis and catalytic pyrolysis of Nannochloropsis residue for renewable bio-oils,” *Bioresource Technology*, vol. 101, p. 4593-4599, 2010.
- [91] P. Moartensen, J. Grundwalt, P. Jensen, K. Knudsen and A. Jensen, “A review of catalytic upgrading of bio-oil to engine fuels,” *Applied Catalysis A: General*, vol. 107, pp. 1-19, 2011.

- [92] C. Tianju, W. Ceng and L. Ronghou, “Steam reforming of bio-oil from rice husks fast pyrolysis for hydrogen production,” *Bioresource Technology*, vol. 102, p. 9236–9240, 2011.
- [93] C. Wu and R. Liu, “Carbon deposition behavior in steam reforming of bio- oil model compound for hydrogen production,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 14, p. 7386–7398, 2010.
- [94] J. Jones, J. Holladay, C. Valkenburg, D. Stevens, C. Walton, C. Kinchin, D. Elliott and S. Czernik, *Production of Gasoline and Diesel from Biomass via Fast Pyrolysis, Hydrotreating and Hydrocracking: A Design Case–18284*, Pacific Northwest National Laboratory PNNL, 2009.
- [95] A. Budai, H. Zimmerman, A. Cowie, J. Webber, B. Sigh, B. Glaser, C. Masiello, R. Andersson, F. Shields, J. Lehman, M. Arbertain, M. Williams, S. Sohi and S. Joseph, *Biochar carbón stability test method: an assesment of methods to determine biochar carbón stability*, 2013: International Biochar Iniciative.
- [96] D. Woolf, J. E., F. Amonette, A. Alayne Street-Perrott, J. Lehmann and S. Joseph, *Sustainable biochar to mitigate global climate change.*, vol. 56, 2010.
- [97] N. Ramankutty, A. Evan, C. Monfreda and J. Foley, *Farming the planet: 1. Geographic distribution of global agricultural lands in the year 2000*, Global Biogeochemical Cycles 22. GB1003, 2008.
- [98] K. Karhu, T. Mattila, I. Bergström and K. Regina, “Biochar addition to agricultural soil increased CH₄ uptake and water holding capacity – Results from a short-term pilot field study,” *Agriculture, Ecosystems and Environment*, Vols. 309-313, p. 140, 2011.
- [99] A. Zhang, Y. Liu, G. Pan, Q. Hussain, L. Li, J. Zheng and X. Zhang, “Effect of biochar amendment on maize yield and greenhouse gas emissions from a soil organic carbón por calcareous loamy soil from central China plan,” *Plant soil*, vol. 351, pp. 263-275, 2012.
- [100] M. L. Cayuela, M. Sandez-Monedero, A. Roig, K. Hauley, A. Endrs and J. Lehman, “Biochar and denitrification in soils: when, how much and why does biochar reduce N₂O emissions?,” *Scientific Reports*, vol. 3, no. 1732, pp. 1-7, 2013.
- [101] V. L. Zwieten, L. Kimber, S. Morris, Y. Chan, A. Downie, S. Joseph and A. Cowie, “Effects of biochar from slow pyrolysis of papermill waste on agronomic performance and soil fertility,” *Plant Soil*, vol. 327, pp. 235-246, 2010.
- [102] S. Case, *Biochar amendment and greenhouse gas emissions from agricultural soils*, Edinburg: Ph.D Thesis. University of Edinburg, 2013.
- [103] S. Jeffery, F. Verheijen, J. Van der Velde and A. Bastos, “A quantitative review of the effects of biochar application to soil on crop producttivity using meta-analysis,” *Agriculture, eco-systems and environment*, vol. 144, pp. 175-187, 2011.
- [104] A. Eyer, “Torrefaction Demonstration Plants–ANDRITZ Pulp & Paper,” in *WPAC Conference/AGM Quebec City 2012*, Quebec, 2012.
- [105] T. Bridgeman, J. Jones, I. Shield and P. Williams, “Torrefaction of red canary grass, wheat Straw and willow to enhance solid fuel qualities and combustión properties,” *Fuel*, vol. 17, pp. 844-856, 2008.
- [106] J. R. Arcate, “New process for torrefied wood manufacturing,” *Bioenergy update*, vol. 2, no. 4, 2000.
- [107] M. Wild, “The upgrading of solid biomasses by means of torrefaction,” in *World Biofuels Markets*, Rotterdam, 2011.
- [108] S. Mani, “Integrating biomass torrefaction with thermo-chemical conversion processes,” in *AIChE Annual Meeting*, 2009.
- [109] R. Meyer, “Overview of European torrefaction landscape,” in *EPRI Biomass Torrefaction Workshop*, Pensacola, 2011.

- [110] Project Management Institute (PMI), “A Guide to the Project Management Body of Knowledge,” Project Management Institute, Inc., Pensilvania, USA, 2013.
- [111] A. Roberts and W. Wallace, *Gestión de Proyectos*, Edinburgh: Edinburgh Business School, Heriot-Watt University, 2004.
- [112] P. Aravind, *Studies on High Efficiency Energy Systems based on Biomass Gasifiers and Solid Oxide Fuel Cells with Ni/GDC Anodes*, Delft: Ph.D Thesis. Department of Mechanical En. Technologic University of Delft., 2007.
- [113] H. Boerrigter and R. Rauch, “Review of applications of gases from biomass gasification ECN-RX-06-066,” Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Netherlands, 2006.
- [114] J. Diebold, S. Czernik, J. Scahill, S. Philips and F. C.J., “Hotgas filtration to remove char from pyrolysis vapours produced in the vortex reactor at NREL,” in *Biomass pyrolysis oil properties and combustion meeting*, 1994.
- [115] J. Goldemberg, *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*, New York, NY: UNDP, 2000, p. 219–272.
- [116] P. D. L. and Z. C. A., “Heat transfer and kinetics in the low temperature pyrolysis of solids,” *Chemical Engineering Science*, vol. 36, no. 1, pp. 147-158, 1984.
- [117] E. ULee, L. Balu and J. Chung, “An experimental evaluation of an integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications,” *Applied Energy*, vol. 101, p. 699–708, 2013.
- [118] L. Wang, C. Weller, D. Jones and M. Hanna, “Contemporary Issues in Thermal Gasification of Biomass and its Application to Electricity and Fuel Production,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, pp. 573-581, 2008.

Capítulo 6

Tecnologías para Biodiesel

EDGAR FERNANDO CASTILLO MONROY
ALDEMAR MARTÍNEZ GONZÁLEZ

PANORAMA MUNDIAL ENERGÉTICO

Desde la revolución industrial a finales del siglo XVIII y comienzos del siglo XIX hasta la fecha, la energía se ha convertido en un factor importante para la humanidad, pieza fundamental para el continuo crecimiento económico y sostenimiento de altos estándares de calidad de vida. De acuerdo con la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), la proyección del consumo de energía para los países que integran la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE, por sus siglas en inglés) será de aproximadamente 300 Cuatrillones de BTU, (Unidades Térmicas Británicas equivalentes), (1 BTU \equiv 1055 Julios) para el año 2040, mientras que para los países que no pertenecen a la OCDE, su consumo de energía se estima en casi el doble del consumo de los países de la OCDE, alrededor de 550 Cuatrillones de BTU, tal y como se aprecia en la figura 1 (Izquierda).

En términos generales, el planeta necesitará un poco más del 50% de la energía consumida hoy para satisfacer la demanda de energía en el año 2040. El 45% de este requerimiento adicional de energía para el futuro, sería atendido por países como China e India. Por otra parte, y de acuerdo con las proyecciones energéticas, el mundo seguirá dependiendo de los combustibles fósiles, como se muestra en la Figura 6.1 (Derecha), en donde

los combustibles líquidos derivados del petróleo, carbón y gas natural representan los de mayor demanda (alrededor 200 Cuatrillones de BTU cada uno), mientras que los combustibles renovables seguirán creciendo en su demanda pero en menor proporción comparados con los combustibles de origen fósil, alcanzando un demanda energética entre 70 y 120 Cuatrillones de BTU para los años 2020 y 2040 respectivamente [1].

Uno de los sectores de mayor demanda de energía corresponde al sector industrial tal y como se muestra en la Figura 6.2 (Izquierda), en donde la proyección al año 2040 podría alcanzar los 307 Cuatrillones de BTU, de los cuales el 26% corresponde a la energía requerida por los países de la organización OCDE. Entre las actividades de mayor consumo de energía en el sector industrial, se destaca los procesos de manufactura, agricultura, minería y construcción principalmente. De acuerdo a las cifras energéticas del Departamento de Energía de los Estados Unidos, el sector industrial consumió el 52% de la demanda mundial de energía y su consumo crecerá a una tasa promedio anual de 1.4%, No obstante el consumo de energía para países fuera de la OCDE tendrá una tasa de consumo del orden de 1.8% anual comparada con 0.6% anual para los países de la OCDE. Estas diferencias se deben principalmente a que en muchos países que no pertenecen a la comunidad OCDE se avizora un crecimiento positivo en sus economías, con menor eficiencia energética en sus procesos industriales y por tanto con mayores

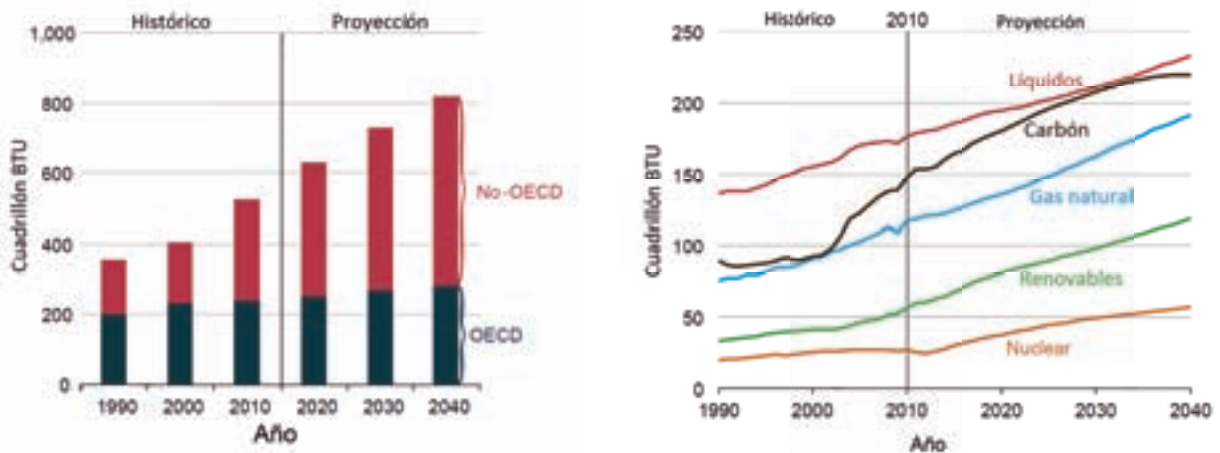


Figura 6.1 Histórico y proyección del consumo mundial de energía (Izquierda). Histórico y proyección del consumo mundial de energía por fuentes de energía primaria (Derecha)–(Cuadrillón BTU).

Fuente: International Energy Outlook 2013. U.S. Energy Information Administration (EIA). Office of Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585. (En cuatrillones de BTU, 10^{15} BTU)

requerimientos energéticos en comparación con los países de la OCDE. De esta manera, se estima que la intensidad energética (consumo de energía por unidad de energía del producto) en los países fuera de la OCDE es casi tres veces mayor que la intensidad energética de la organización OCDE.

Otro de los sectores de mayor demanda de energía después del sector industrial, corresponde al sector del transporte, en donde el consumo de energía proyectado de este gremio para el año 2040 sería de 135 Cuatrillones de BTU aproximadamente (ver Figura 6.2 derecha), siendo los países no integrantes de la OCDE los de mayor consumo, casi 35% por encima de la demanda energía de la comunidad de países que conforman la OCDE. De igual modo, se puede evidenciar en la Figura 6.2 que la demanda de energía para el sector de transporte de los países de la OCDE se mantendría estable, con requerimientos energéticos entre 55 y 60 Cuatrillones de BTU aproximadamente.

El sector del transporte además de ser una de las actividades que requiere una demanda energética considerable, también corresponde al

principal cliente o consumidor de biocombustibles líquidos (bioetanol a partir de azúcares y biodiesel a partir de aceites vegetales y grasas animales), en donde su uso en automotores se realiza a partir de mezclas con combustibles fósiles. La Figura 6.3 muestra el posible panorama de distribución de fuentes energéticas para atender el sector del transporte mundial en el año 2050, cuya demanda ascenderá a 116 EJ aproximadamente y cerca del 55% de la energía requerida para este sector sería suministrada por los combustibles petroquímicos, entre ellos: Gasolina, Diésel, Jet Fuel, GLP y aceite combustible pesado (Fuel Oil y/o combustóleo), con lo cual se vislumbra por unos cuantos años más la dependencia energética del sector transporte con respecto a los recursos naturales no renovables. Asimismo y de acuerdo a las proyecciones estimadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), únicamente el 27% de la energía proyectada para el transporte mundial en el escenario 2050, sería suplida por los biocombustibles (aproximadamente 32 EJ a partir de biocombustibles de primera y segunda generación). Esta fracción de

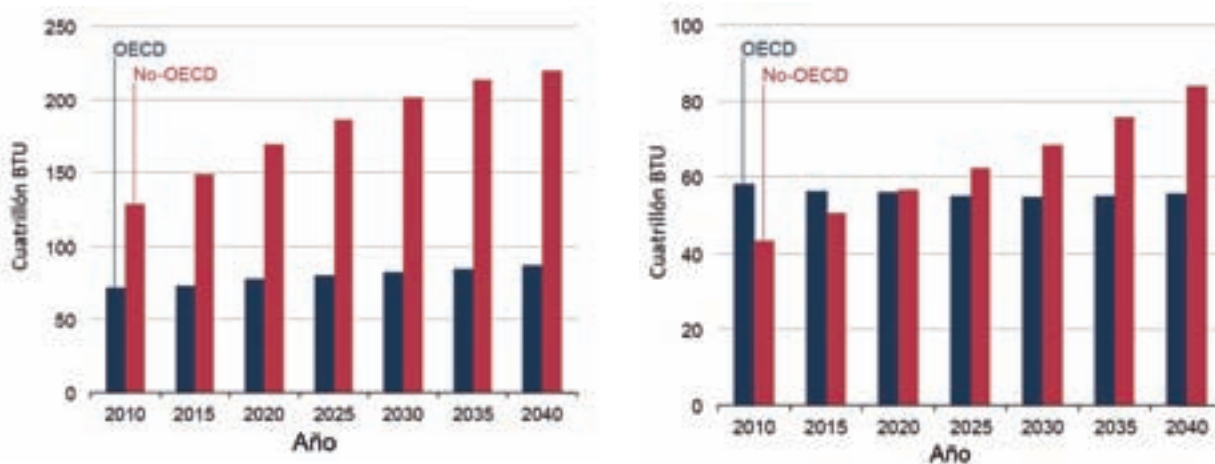


Figura 6.2 Histórico y proyección del consumo mundial de energía para el sector Industrial (Izquierda) y sector del transporte (Derecha)–(Cuatrillón BTU).

Fuente: International Energy Outlook 2013. U.S. Energy Information Administration (EIA). Office of Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.

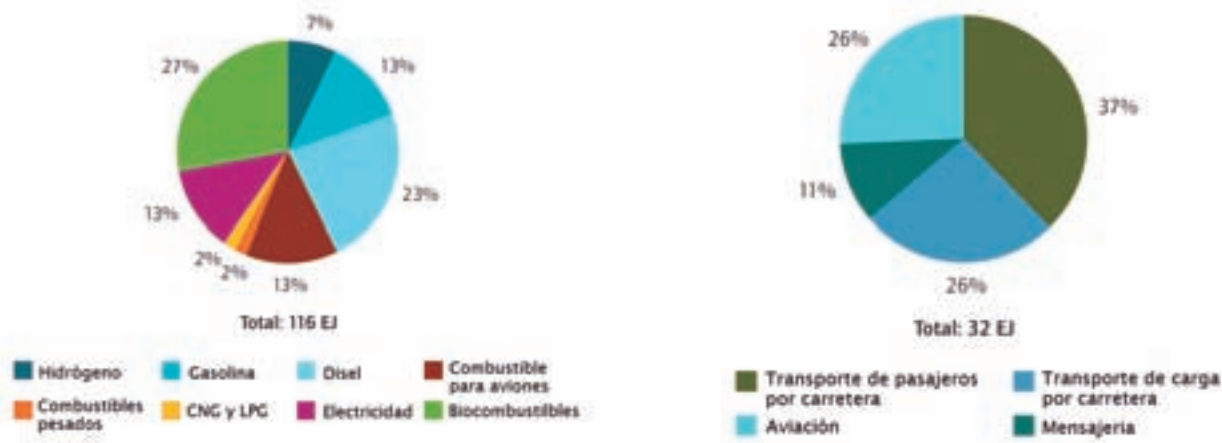


Figura 6.3 Proyección de las principales fuentes energéticas para el sector de transporte mundial (izquierda) y uso de biocombustibles en diferentes medios de transporte (Derecha) en 2050.

Fuente: Technology Roadmap Biofuels for Transport. OECD/IEA, 2011 International Energy Agency. www.iea.org

energía requerida por el transporte y atendida por biocombustibles, se distribuye de manera variable dependiendo del medio de transporte. Así, para el caso de la aviación y transporte de carga pesada, la demanda de biocombustibles sería cerca del 52% de la oferta de biocombustibles, mientras

que para el transporte de pasajeros y sistemas de navegación se requeriría el 37% y 11% de los biocombustibles disponibles, respectivamente [2].

La IEA, también ha elaborado una proyección de la posible demanda de biocombustibles por

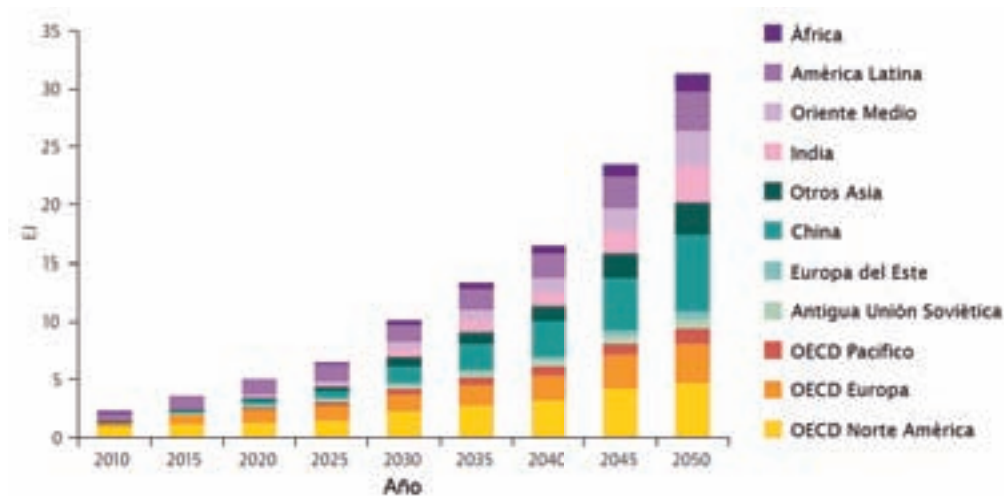


Figura 6.4 Demanda de biocombustibles para el sector transporte y por región en el escenario 2050.

Fuente: Technology Roadmap Biofuels for Transport. OECD/IEA, 2011 International Energy Agency. www.iea.org

regiones para satisfacer el requerimiento energético en el sector del transporte mundial (esta demanda ascendería a 32 EJ en año 2050), de tal manera que naciones como China, India y en general los países que integran la organización OCDE, requerirían más del 60% de la demanda total de biocombustibles para el transporte (ver Figura 6.4), mientras que regiones como Latinoamérica, Sur Asiático y África precisarían demandas por debajo del 10% del requerimiento total de biocombustibles para satisfacción total del sector transporte.

BIODIESEL – UNA FUENTE PROMISORIA DE ENERGÍA RENOVABLE

El agotamiento progresivo de recursos energéticos no renovables y los problemas ambientales asociados con la quema directa de combustibles fósiles, han motivado la investigación y uso de otras fuentes alternativas de energía, en vez de petróleo y sus derivados. Entre estas fuentes, se encuentra el biodiesel (biocombustible obtenido

a partir de aceites vegetales, grasas animales y/o aceites residuales domésticos, biodiesel de primera generación), el cual puede ser una alternativa promisorio para suplir un porcentaje considerable de la demanda energética mundial por varias razones, entre ellas: es un biocombustible altamente biodegradable con mínima toxicidad; eventualmente podría sustituir parte del diésel fósil utilizado en calderas y motores de combustión interna sin mayores modificaciones en los equipos de conversión, pero con una ligera reducción en el desempeño del mismo. En cuanto a su desempeño ambiental, se considera casi cero emisiones de sulfatos, cero compuestos aromáticos y otras sustancias químicas nocivas para el medio ambiente. No obstante, se evidencia una pequeña contribución de emisiones netas de dióxido de carbono, cuando se considera el ciclo de vida de la cadena productiva de biodiesel, en donde se incluyen los procesos de cultivo de materia prima, transporte, extracción del aceite vegetal y producción de biodiesel [3,4], para el caso de los metil-ésteres se debe considerar el aporte del metanol proveniente del gas natural o por síntesis del gas de síntesis.

El uso de aceites vegetales como combustible, proviene del año 1900 cuando Rudolf Diesel diseñó el primer motor de combustión interna alimentado con aceite vegetal directamente, sin embargo no fue sino hasta el año de 1980 que se inició una amplia exploración del biodiesel como consecuencia del interés particular de muchos países, en la búsqueda de fuentes de energía renovable para la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y sobre todo mitigar el agotamiento de los recursos fósiles. Una de estas alternativas de energía renovable es el biodiesel, entendido como una mezcla de cadenas de ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga, obtenidos a partir del proceso de transesterificación de lípidos tales como aceites vegetales o grasas de animales, en presencia de un alcohol y un catalizador de carácter ácido o básico principalmente [5,6]. Sus beneficios ambientales son evidentes, particularmente cuando se le compara con el diésel fósil, en donde el biodiesel no produce emisiones de azufre durante su combustión, presenta bajas emisiones de monóxido de carbono, bajo material particulado y menor emisión de compuestos orgánicos volátiles. Por otro lado,

el mercado de biodiesel se ha ido expandiendo cada día más ante el agotamiento e incremento en el precio de los combustibles derivados del petróleo, de esta manera el biodiesel ha sido parte de muchas economías entre ellas las de: Estados Unidos, Malaysia, Indonesia, Brasil, Colombia, Alemania, Francia, Italia y algunos países Europeos. La Figura 6.5 muestra una proyección de la producción mundial de biocombustibles de primera generación hasta el año 2022, específicamente etanol a partir de caña de azúcar y biodiesel a partir de aceites vegetales, tales como soya, colza, canola y aceite de palma.

De acuerdo con información de las Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO, por sus siglas en inglés), la producción de etanol es casi cuatro veces mayor que la producción de biodiesel, y según proyecciones en el año 2022, la producción de etanol alcanzará los 2.8 millones de barriles por día, mientras que en el caso de la producción de biodiesel, se estima un incremento de 200 mil barriles por día para el año 2022, con una tasa anual de crecimiento de 20 mil barriles por día.

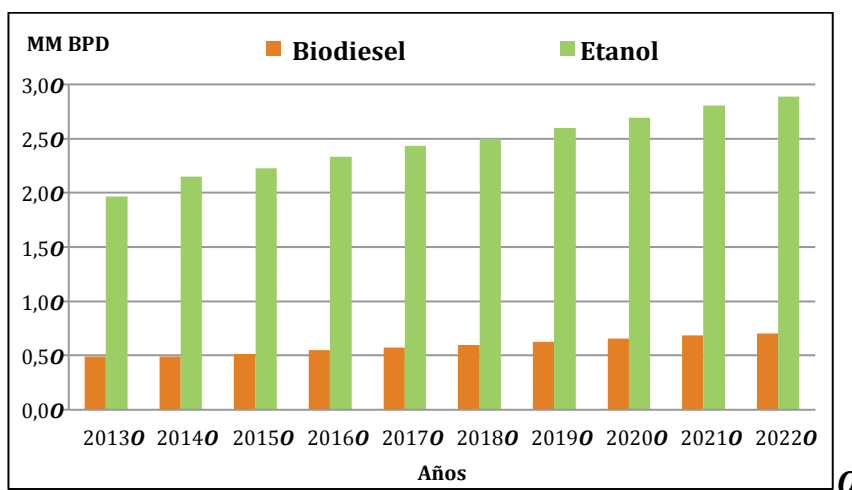


Figura 6.5 Proyección de la producción mundial de biocombustibles (Biodiesel y Etanol).

Fuente: Adaptado de OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022. BIOFUEL—OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022

La Agencia Internacional de Energía también ha realizado una proyección, pero en un horizonte de tiempo mayor (hasta el año 2035), para el consumo de etanol y biodiesel a nivel mundial distribuido por regiones o continentes, tal y como se aprecia en la Figura 6.6. Así, en el caso de etanol el mayor consumo estará en Norte América con alrededor de 1.5 millones de barriles equivalentes por día (mboe/día), lo que representa el 45% del consumo mundial de etanol proyectado. Otras dos regiones que demandarán altos consumos de etanol corresponden a Latinoamérica y Asia con consumos de 0.9 y 0.7 mboe/día de etanol respectivamente.

En términos de producción de biodiesel y del grado de desarrollo de la industria a gran escala, la Unión Europea es la región líder en el mundo (ver Figura 6.6), en donde la producción de biodiesel se hace principalmente a partir de colza y aceite de girasol, y cuyo mayor productor de biodiesel es Alemania, seguido por Francia, España e Italia. En este orden de ideas, la capacidad de producción de biodiesel de Alemania cercana a los 5.700 millones de litros de biodiesel anuales, siendo el sector productivo de biodiesel de Alemania es el más grande no sólo de la zona Euro sino en el mundo¹. En el transcurso del periodo comprendido entre 2005 y 2011, la producción total de biodiesel de Alemania registró un crecimiento del orden del 65%, al pasar de 1.600 millones de litros a 3.200 millones, con lo cual la Unión Europea se vislumbra como la principal región que demandará un mayor consumo de biodiesel para el año 2035, alrededor de 0.5 mboe/día, casi el 50% de la cantidad de biodiesel requerido a nivel mundial para el escenario año 2035 proyectado por la Agencia Internacional de Energía (Figura 6.6).

PERSPECTIVAS A FUTURO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

Se espera que la producción mundial de biocombustibles siga creciendo pero a un ritmo menos acelerado que en los últimos años. También se espera que los mercados de etanol sigan siendo dominados por Brasil y Estados Unidos y los mercados de biodiesel por la Unión Europea, seguido por Estados Unidos, Argentina y Brasil. En los países en desarrollo que producen biocombustibles se proyecta que no alcanzarán sus metas, dado que en la mayoría de casos los cultivos para la producción de biocombustibles se hacen a pequeña escala y los precios altos de las materias primas no incentivan su uso para la producción de biocombustibles. Como se mencionó anteriormente, se espera que el comercio de biocombustibles aumente de manera considerable (OECD-FAO, 2012). Por un lado, con la aprobación de la Ley de Seguridad e Independencia Energética (EISA por sus siglas en inglés) y la implementación del Estándar de Combustibles Renovables en los Estados Unidos, se prevé que se consuman 90,000 millones de litros de etanol y 5,000 millones de litros de biodiesel para el 2021. En el caso de la Unión Europea, con la puesta en marcha de la nueva Directriz de Energía Renovable, la cual impone para el 2020 una participación del 10% de energía renovable en la mezcla del combustible utilizado en el sector de transporte, se espera que la producción de etanol incremente de manera significativa, alcanzando incluso una participación promedio del 8.3% y una participación de biodiesel promedio del 8.5% en el uso de combustibles hacia el año 2021.

La Unión Europea seguirá siendo indiscutiblemente el mercado de biodiesel más grande, representando más de la mitad de la producción global y la creciente demanda será suplida a través de un incremento en la producción doméstica, complementada a su vez con un incremento

¹ Evaluación de la política de Biocombustibles en Colombia. Helena García Romero; Laura Calderón Etter. Octubre 2012. <http://www.fedesarrollo.org.co/Biocombustibles-en-Colombia.pdf>

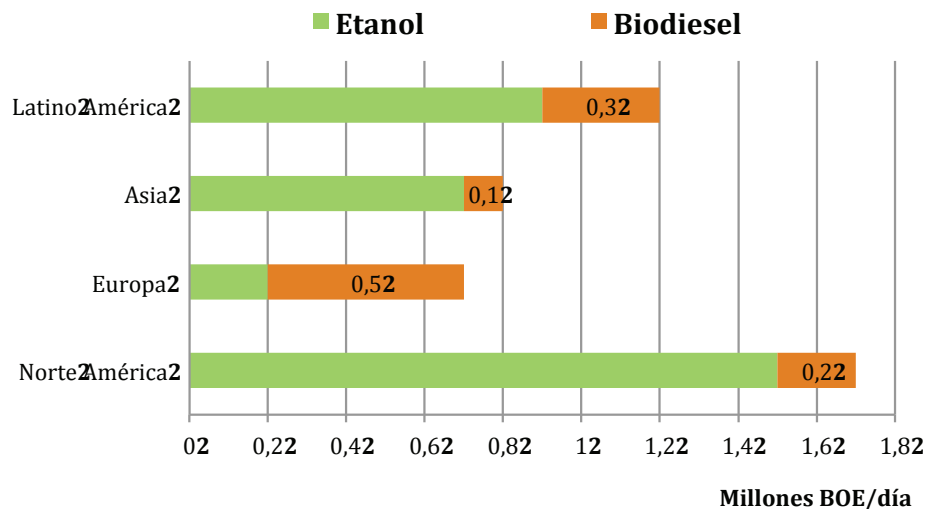


Figura 6.6 Proyección del consumo de biodiesel y etanol por regiones para el año: 2035 (Millón de Barril Equivalente de Crudo BOE/día).

Fuente: Adaptado de World Energy Outlook 2012. Global Energy Trends. Chapter 7. Renewable energy. Ethanol and biodiesel consumption by region in the New Policies Scenario (mboe/d.). International Energy Agency. www.iea.org

en la importación de biodiesel. Por su parte, en Brasil la producción de etanol continuará siendo principalmente un sector exportador de rápido crecimiento, alcanzando una producción de 51,000 millones de litros para el año 2021, lo cual representa el 28% del mercado global (OECD-FAO, 2012). Asimismo, Brasil continuará siendo uno de los proveedores más competitivos en el mercado internacional, en el cual se espera que el intercambio llegue a niveles de 13,000 millones de barriles hacia el 2018 (OECD-FAO, 2011).

En cuanto a otros países en desarrollo que han venido implementando metas ambiciosas e incluso programas de mezclas de combustibles (fuentes de origen fósil y renovable), se considera que muchos no lograrán cumplir sus metas, dado que no cuenta con los desarrollos agrícolas necesarios y el incremento de los precios de materias primas genera incentivos para la exportación de estos productos lo que limita el desarrollo de industrias de biocombustibles. En los países que ya cuentan con cierto desarrollo y un potencial fuerte para

la producción de caña de azúcar y melazas como India, Tailandia, Colombia y Filipinas, o de aceite vegetal como Malasia, Indonesia y Tailandia se espera que aumenten su consumo de etanol y biodiesel. Argentina se proyecta como un fuerte exportador de biodiesel y para el 2021 será el mayor productor de biocombustibles de los países en desarrollo, gracias a los incentivos fiscales para la exportación y a los programas de nacionales de mezcla de combustibles reglamentados.

A pesar de los esfuerzos que muchos países en desarrollo han realizado por desarrollar industrias de biocombustibles, con excepción de Argentina y Brasil, éstos permanecen por debajo de sus metas y en ninguno de ellos se ha logrado consolidar una industria orientada a las exportaciones ni se espera que lo logre en los próximos años. (OECD-FAO, 2012). Finalmente y de acuerdo con las proyecciones de la FAO (2011) la demanda derivada del aceite vegetal para la producción de biodiesel puede llegar a representar 20% del consumo global de aceite vegetal hacia finales del año 2018.

BIODIESEL – CASO COLOMBIA

En Colombia la principal materia prima utilizada para producir biodiesel es el aceite de palma debido a que presenta un mayor rendimiento en el proceso de producción frente a otros aceites y también por su mayor eficiencia energética, entre otras razones. Desde los años 60, el aceite de palma ha sido utilizado en las industrias de alimentos, jabonería, cosméticos y concentrados para animales. Sin embargo, la producción de biodiesel surge en el año 2008 como respuesta a la Política Nacional de Biocombustibles (PNBC) por parte de algunos productores de palma que desarrollaron plantas industriales para tal fin.

En el país existen cuatro grandes regiones de producción de palma de aceite: Zona Norte, Centro, Oriente y Sur-occidente. Las cuatro zonas tienen características agroecológicas diferentes que inciden en el rendimiento del cultivo de palma y en los costos del mismo. Las condiciones agroecológicas ideales para el cultivo de palma de aceite son suelos planos y fértiles, y una alta precipitación

y luminosidad. La Tabla 6.1 presenta un resumen de las condiciones edafoclimáticas necesarias para el cultivo de palma de aceite en Colombia.

Actualmente, la zona con mayor área sembrada es la zona oriental que cuenta con 170,662 ha de palma sembradas, de las cuales 113,820 ha se encuentran en producción y las restantes están en nivel de desarrollo (aproximadamente 56,842 ha). Le sigue la zona norte con 132,530 ha y 100,273 ha en producción. Entretanto, el área central cuenta con 129,112 ha sembradas, de las cuales 81,310 ha se encuentran en producción. Por último, el área sur-occidental cuenta con 21,130 hectáreas y corresponde a la menor área sembrada en tres municipios. Las tres zonas que concentran la mayor área plantada (oriental, norte y centro) han crecido rápidamente y de manera constante desde el año 2003 hasta el 2012. Por el contrario el área sur-occidental que presentó un crecimiento moderado entre el año 2001 y 2006, decreció en los años siguientes, en gran parte debido a la enfermedad de la pudrición del cogollo de la palma, la cual ha venido aumentando

Tabla 6.1 Condiciones edafo-climáticas requeridas para el cultivo de palma de aceite.

REQUERIMIENTOS		VALORES		
Criterio-Climático	Unidad	Óptimo	Limitación Moderada	Limitación Severa
Precipitación anual	mm	2000-4000	1000-2000 y 4000-8000	500-1000
Precipitación promedio mes	mm	> 100	-	-
Temp. Mín.	°C	> 21	-	-
Temp. Max.	°C	≤ 31	-	-
Horas Sol	Horas/año	> 2000	1000-2000	< 1000
Velocidad Viento	km/h	≤ 30	-	-
Criterio-Edáfico	Unidad	Óptimo	Limitación Moderada	Limitación Severa
Pendiente	%	< 7	7 — 12	12 — 25
Profundidad Efectiva	cm	> 75	75-50	< 50
Fertilidad	-	Alta	Moderada	Baja
Drenaje Natural	-	Buen Drenaje	Moderado Drenaje	Excesivo o mal drenado
Altura Sobre Nivel del Mar	m	≤ 500	-	-
Agua para riego	L/s-ha	2—2.5	-	-

Fuente: “Principios agronómicos para el establecimiento de una plantación de palma de aceite”. CENIPALMA. (Nolver Arias, Oscar Obando, Dumar Motta). Bogotá (Colombia). Enero de 2009.

su porcentaje de incidencia en la zona central y norte. Después de la recuperación de la zona sur-occidente del país, el área de cultivo actualmente establecida en esta zona corresponde a 20,100 ha, de las cuales 4,200 ha están en producción y 15,900 ha en desarrollo.

Uno de los principales indicadores para el cultivador de palma de aceite corresponde a la productividad del cultivo, entendida como la cantidad anual de Racimos de Fruta Fresca (RFF) producida por hectárea. Sin embargo, desde la óptica del productor de aceite es de interés más allá de la productividad, la cantidad de aceite de palma anual producida por hectárea. En este orden de ideas, la Tabla 6.2 presenta las

productividades en términos de RFF y de Aceite de Palma para el cultivo Colombiano de palma durante los últimos 5 años, en donde la productividad ha oscilado entre 15 y 17 toneladas de Racimos de Fruta Fresca (RFF) por hectárea-año.

A nivel país, la Figura 6.7 muestra el histórico nacional del cultivo de palma de aceite establecidos en Colombia durante la última década, teniendo en cuenta los cultivos en desarrollo (cultivos no productivos, menores a 3 años de siembra) y cultivos en producción. Así, para el año 2012 el estimado nacional de palma de aceite en Colombia de acuerdo a cifras reportadas por la Federación Nacional de Palmicultores de Colombia (Fedepalma), alcanzó las 452,435 ha,

Tabla 6.2 Histórico del cultivo de palma de aceite en Colombia y sus rendimientos.

INDICADOR-PALMA	2008	2009	2010	2011	2012
Rendimiento de Aceite (Ton Aceite/ha-Año)	3.51	3.41	3.00	3.52	3.24
Rendimiento de Fruto de Palma (Ton RFF/Ha-Año)	17.20	16.40	15.10	17.10	-

Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles). Cifras informativas del sector biocombustibles. Biodiesel de palma de aceite, enero 2014.

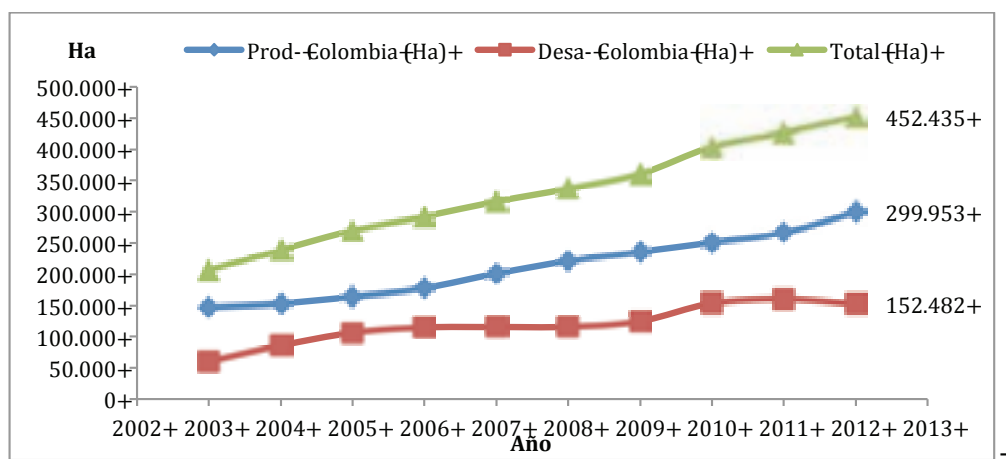


Figura 6.7 Histórico del cultivo de palma de aceite de Colombia en desarrollo y producción.

Fuente: Extraído del Anuario Estadístico de Palma de Aceite 2013 – Fedepalma (Colombia)

en donde cerca de 300 mil ha corresponden a cultivos en producción y el restante a cultivos en desarrollo (152,482 ha aproximadamente).

De acuerdo a la tendencia del cultivo de palma en Colombia mostrada en la Figura 6.7 se puede concluir que el área del país destinada para la siembra de palma de aceite ha crecido a una tasa promedio anual de 8.33 % entre 2003 y 2012, pasando de 206 mil ha a 452 mil ha respectivamente, con lo cual el incremento en producción de aceite de palma también se hace evidente. Así la Figura 6.8 presenta el histórico de producción de aceite de palma en la última década y para cada zona palmera en Colombia, siendo la zona oriental la de mayor producción de aceite de palma con 354,234 tonACP/año, seguida por la zona norte con 343,314 Ton/año.

Actualmente y de acuerdo al reporte de cifras de la Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles), el país cuenta con nueve plantas de producción de biodiesel en operación con una capacidad de 581 mil toneladas anuales de biodiesel, tal y como se aprecia en

la Tabla 6.3 En cuanto a la ubicación geográfica de las plantas productoras de biodiesel, estas se localizan en diferentes zonas del país, algunas bastante cercanas a los cultivos de palma y plantas extractoras de aceite. Los principales departamentos de Colombia que cuentan con plantas industriales de biodiesel corresponden a: Cesaár, Magdalena, Atlántico, Cundinamarca, Meta y Santander, en donde sobresale por su capacidad de producción superior a 100 mil toneladas anuales de biodiesel, las plantas de Ecodiesel, Manuelita, BioD y Biocombustibles Sostenibles del Caribe.

La producción de biodiesel en Colombia se empezó en el año 2008 y desde entonces ha tenido un rápido crecimiento que se ve reflejado tanto en las ventas de aceite de palma al sector como en el consumo de biodiesel a nivel nacional. Las hectáreas sembradas de palma de aceite y el porcentaje de la producción que se destina a la producción de biodiesel han aumentado también de manera significativa en los últimos cinco años, tal y como se puede observar en la Tabla 6.4.

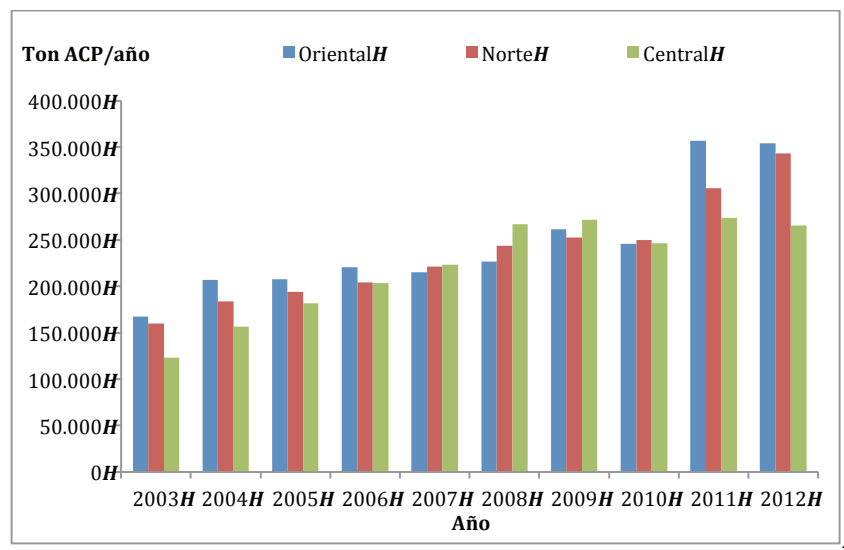


Figura 6.8 Histórico de producción de Aceite Crudo de Palma (ACP) en Colombia.

Fuente: Extraído del Anuario Estadístico de Palma de Aceite 2013 – Fedepalma (Colombia)

Tabla 6.3 Principales plantas productoras de biodiesel en Colombia, localización y capacidad.

Localización	Empresa	Capacidad (ton/año)	Área sembrada (ha)
Norte, Codazzi	Oleoflores	60,000	19,204
Norte, Santa Marta	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	100,000	32,007
Norte, Barranquilla	Romil de la Costa	10,000	-
Norte, Galápa	Biodiesel de la Costa	10,000	-
Norte, Santa Marta	Odin Energy	36,000	-
Oriental, Facativá	BioD	115,000	36,809
Central, B/bermeja	Ecodiesel de Colombia	115,000	36,809
Oriental, San Carlos de Guaroa (Meta)	Aceites Manuelita	120,000	38,409
Oriental, Castilla la Grande (Meta)	Bio-Castilla	15,000	-
TOTAL-Colombia		581,000	163,238

Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles). Cifras informativas del sector biocombustibles. Biodiesel de palma de aceite, enero 2014.

Tabla 6.4 Histórico de la producción y ventas de biodiesel en Colombia.

INDICADOR-BIODIESEL	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Producción Biodiesel (Toneladas)	-	169,411	337,713	443,037	489,991	503,337
Ventas Biodiesel (Toneladas)	-	169,065	337,718	-	488,187	505,708
Ventas aceite de palma para biodiesel (Ton)	40,700	153,496	337,700	385,000	439,000	-

Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles). Cifras informativas del sector biocombustibles. Biodiesel de palma de aceite, enero 2014.

De esta forma, para el año 2009, Colombia produjo cerca de 170 mil toneladas de biodiesel mientras que en el año 2013 la producción nacional de biodiesel superó las 500 mil toneladas (ver Tabla 6.4), con un incremento medio anual 80 mil toneladas de biodiesel por año. Aproximadamente el 40% del aceite de palma producido en el país se destina a la producción de biodiesel. Este porcentaje ha aumentado de manera significativa desde 2008 cuando entró en vigor el requerimiento de mezcla. En ese año la proporción de aceite de palma destinada a biodiesel fue de 5,25%. La Tabla 6.4 presenta la producción nacional de biodiesel durante los últimos cinco años, así como el crecimiento que ha tenido las ventas de aceite de palma destinadas a la industria nacional de biodiesel.

En Colombia el mercado de biodiesel tiene perspectivas crecientes más por el incremento de la demanda de combustibles líquidos de origen fósil que por iniciativas gubernamentales que promuevan el aumento del porcentaje de biodiesel en las mezclas de combustibles. La Figura 6.9 muestra el punto de inflexión entre los años 2005 y 2007, en el que la demanda de diésel supera la demanda de gasolina regular, lo cual contribuyó a tener un escenario de mercado atractivo en el país para la entrada del biodiesel.

A pesar de que en los últimos años el gobierno de Colombia no ha promovido la regulación necesaria para el incremento del biodiesel en las mezclas, la demanda de biodiesel ha seguido incrementando en la misma dirección creciente del consumo de combustibles líquidos, tal y

como se aprecia en la proyección realizada por la Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia (UPME), en donde se estima para el año 2030 un consumo de 200 mil Barriles por día, lo que representa una demanda aproximada de 20 y 40 mil Barriles por día de biodiesel para sostener una mezcla de biodiesel entre 10% y

20% respectivamente. No obstante, la FAO ha estimado una proyección de la producción de biodiesel en Colombia, en la cual para el año 2022 se requerirían alrededor de 16 mil toneladas de biodiesel (ver Figura 6.10).

Finalmente, la Figura 6.11 muestra la distribución actual de mezclas de biodiesel y diesel

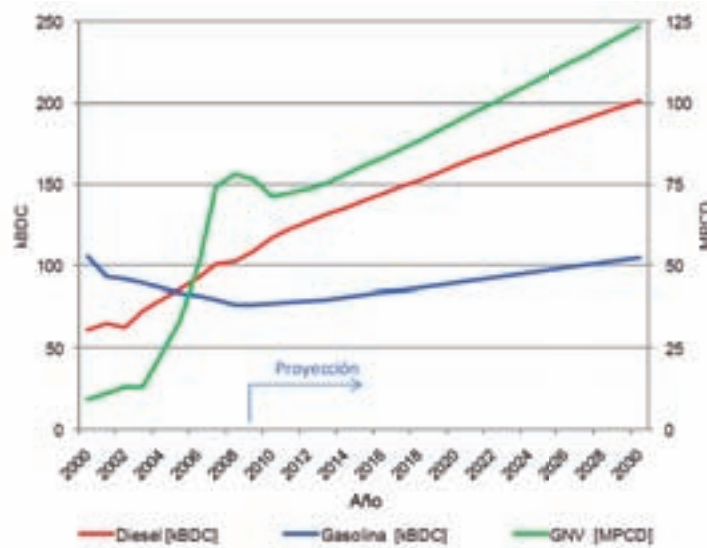


Figura 6.9 Proyección de demanda de diesel, gasolina y gas natural vehicular en Colombia

Fuente: Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia. República de Colombia Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, 2010.

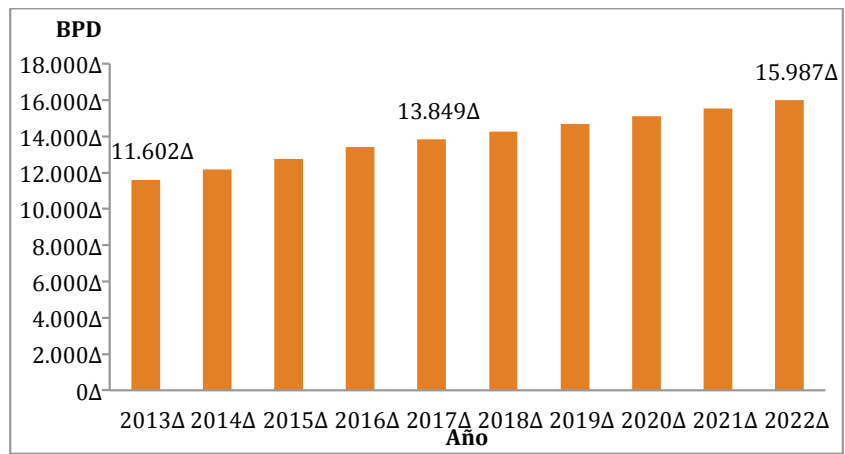


Figura 6.10 Proyección de la producción de biodiesel en Colombia.

Fuente: Adaptado de OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022. BIOFUEL–OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022

regular en diferentes regiones de Colombia. De acuerdo a la Fedebiocombustibles, Colombia presenta tres escenarios de mezclas: la mayor de ellas corresponde al 10% denominado B10, que indica un mezcla de 10% de biodiesel y el restante 90% de la mezcla corresponde a diesel regular. Los otros dos escenarios de mezcla se refieren al B8 y B2, los cuales son aplicados en la zona sur-oriental de Colombia.

DESCRIPCIÓN DE LA CADENA PRODUCTIVA DE BIODIESEL

La principal materia prima para la producción de biodiesel de primera generación la constituye el Aceite Crudo de Palma (ACP), sin embargo,

para la obtención del ACP, es necesario el cultivo de palma de aceite. Así, el primer eslabón de la cadena productiva de biodiesel lo constituye el cultivo de palma de aceite, en donde a partir del tercer año de siembra se produce la primera cosecha de racimos de fruta, la cual se repite en ciclos de 10 a 15 días dependiendo de la variedad y madurez del cultivo hasta la una edad productiva, en la cual la cosecha del cultivo deja de ser económicamente viable. Posteriormente, los racimos de fruta cosechados son transportados a la planta de beneficio o extractoras de aceite. Allí, se extrae por medios mecánicos el ACP y se destina a la etapa de refinación, en donde es sometido a un proceso de blanqueo, desgomado y desodorización. Una vez refinado el ACP, conocido también como aceite RBD (Refinado,

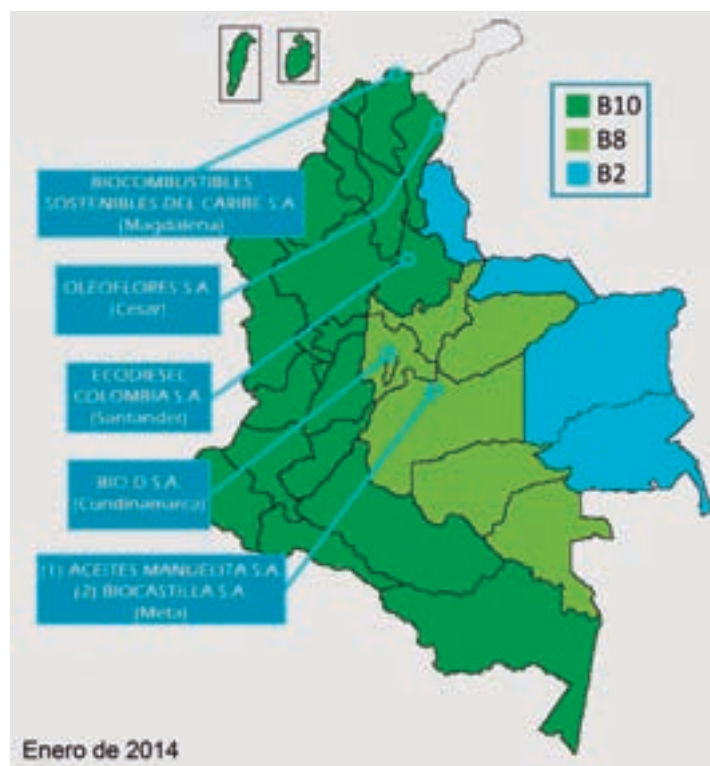


Figura 6.11 Distribución de mezclas de biodiesel y diesel fósil en Colombia y localización geográfica de las principales plantas productoras de biodiesel de aceite de palma.

Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles). Cifras informativas del sector biocombustibles. Biodiesel de palma de aceite, enero 2014.

Blanqueado y Desodorizado) se destina a la planta de biodiesel, en donde mediante un proceso de transesterificación, en presencia de un catalizador y metanol el ACP refinado se convierte en metil-éster o biodiesel y algunos subproductos como glicerina, finalmente es destinado a las estaciones mayoristas para la preparación de mezclas y su respectiva distribución al usuario final. La Figura 6.12 muestra las principales etapas de la cadena productiva de biodiesel a partir de aceite de palma, las cuales se describen con mayor detalle a continuación.

MATERIA PRIMA – CULTIVO DE PALMA DE ACEITE

Hay varias fuentes que se utilizan como materia prima para la producción de biodiesel, como la

colza y el aceite de soja. Sin embargo, el aceite de palma en comparación con otros aceites vegetales, tiene mayor rendimiento en cuanto a producción de aceite por hectárea de cultivo y por lo tanto presenta un mayor potencial para la producción de biodiesel en contraste con otras especies oleaginosas, tales como: Soya, Habas, Girasol, Colza, Jatropha, entre otras. Aproximadamente 30 Barriles anuales de biodiesel por hectárea podrían obtenerse a partir de aceite de palma, mientras que a partir de otras fuentes de aceites vegetales el rendimiento a biodiesel no superaría los 15 Barriles anuales por hectárea, tal y como se puede ver en la Figura 6.13 La palma de aceite es un cultivo perenne, se caracteriza por tener una producción continua, aun cuando la producción anual presenta cierta estacionalidad, provocando picos de alta producción palma y ciclos de baja producción propios inherentes a su naturaleza [7].

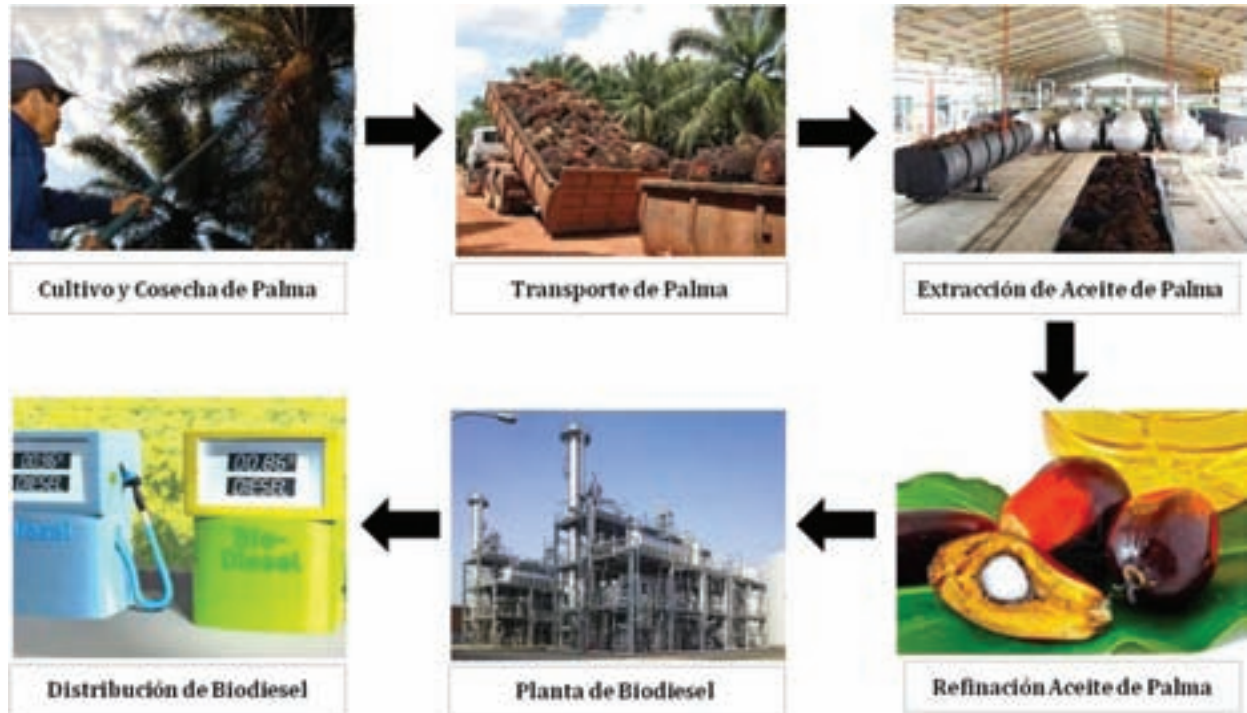


Figura 6.12 Cadena productiva de biodiesel de aceite de palma en Colombia.

Fuente: Elaboración propia.

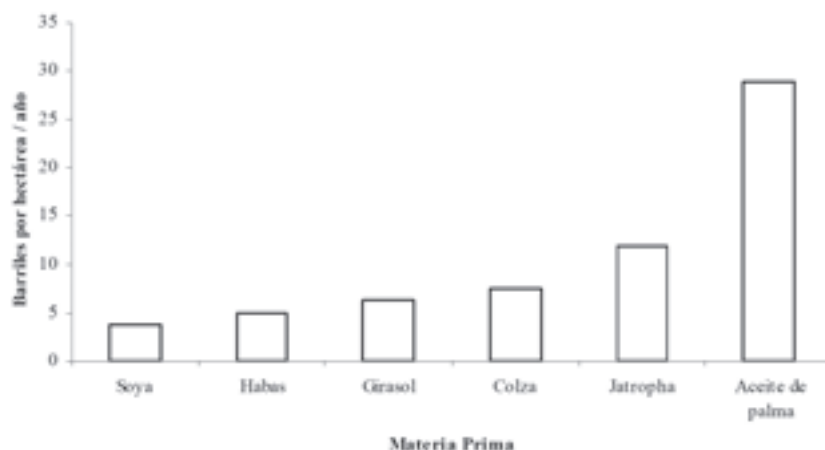


Figura 6.13 Rendimientos de conversión a biodiesel por tipo de biomasa.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, con base en Goldman Sachs y LMC. Documento Conpes 3510. Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia. Departamento Nacional de Planeación.

El aceite de palma es una de las materias primas más promisorias para la producción de biodiesel en comparación con otras semillas oleaginosas, tal y como se mencionó anteriormente, el cultivo de palma de aceite tiene una mayor índice de producción de aceite, requiere consumos moderados de fertilizante, agua y pesticidas. Entre los aceites vegetales en el mercado mundial hoy en día, el ACP y el aceite de palma refinado RBD encabezan la lista. El ACP, es conocido por sus características nutricionales, lo que lo hace adecuado para el uso doméstico y consumo humano. La principal especie de fruto de palma, a partir de cual se extrae el ACP se conoce como: *Elaeis guineensis*. De la pared interior de la fruta se (mesocarpio), se obtiene el aceite de palma mediante un proceso de extracción mecánica (prensado) o extracción química con solventes, siendo el primero el método de extracción más comúnmente utilizado.

La variedad del cultivo de palma mencionado anteriormente, puede alcanzar productividades de RFF que oscilan entre 25 y 35 Ton RFF/Ha-año. Sin embargo, la cantidad de aceite extraído del fruto de palma depende no solamente de la variedad cosechada y procesada, sino también de

la edad del cultivo, siendo en promedio 25 años la máxima edad productiva de la palma de aceite antes de su renovación. Así, algunos materiales de palma de aceite pueden alcanzar porcentajes de extracción entre 17% en peso (variedades tipo híbridos) y 21% en peso (especies africanas) con respecto al peso del fruto de palma [7].

Extracción de aceite de palma

El segundo paso en la producción de biodiesel consiste en la extracción del aceite de palma. En esta etapa, el aceite contenido en las semillas o frutos es extraído por medios mecánicos o químicos. Como producto principal de la extracción se obtiene el aceite crudo de palma y algunos subproductos entre ellos: las semillas de almendra, a partir de las cuales se obtiene el aceite de palmiste (para fines cosméticos y oleo-química en general) y una torta remanente de interés para el mercado de comida y/o concentrados animales. Otros subproductos valiosos obtenidos en el proceso de extracción de aceite corresponden: a las biomásas residuales generadas, principalmente la fibra y cuesco (cascarilla de la nuez que envuelve la semilla de almendra), los cuales son utilizados

como combustible para satisfacer las necesidades energéticas que demanda el proceso como tal, representan cerca del 20% del peso de RFF. De igual modo, se genera otro tipo de biomasa denominada “raquis” o racimos de fruta vacíos, la cual es menos utilizada como combustible, pero con mayores usos para la producción de abono y/o acondicionador de suelos, dado su alto contenido de humedad, potasio, fósforo, entre otros minerales. Su producción representa cerca del 22% del peso del RFF procesado.

Para el proceso de extracción de aceite de palma u otros aceites vegetales, se han identificado tres métodos principales: (i) La extracción mecánica, (ii) La extracción con solventes orgánicos y (iii) La extracción enzimática. A continuación se describen los principales métodos de extracción de aceite:

Extracción mecánica

En el caso colombiano, el método de extracción de aceite de palma se hace mediante un conjunto de prensas mecánicas, siendo uno de los sistemas convencionales más utilizados para este fin. El proceso de prensado a nivel industrial de frutos de palma comienza con la alimentación de estos (provenientes de un digestor) al sistema mecánico de prensado, el cual está compuesto por una canasta perforada horizontal de forma cilíndrica doble, normalmente dos tornillos tipo sinfín y un sistema de conos opuestos a la dirección de flujo de los tonillos sin fin. Los frutos de palma se prensan en la canasta perforada por acción de los tornillos sinfín de paso regresivo y un sistema de contrapresión ejercida por un par de piezas cónicas que operan mediante bombas hidráulicas. Los conos son ubicados en el extremo opuesto a la alimentación de fruto a la canasta de prensado y en sentido contrario al flujo del tornillo sin fin. [9]

La presión hidráulica del tornillo sin fin y su respectiva contrapresión de piezas cónicas, pueden alcanzar presiones del orden de 100 bar (aproximadamente 1500 psi), con lo cual se

puede conseguir un porcentaje de extracción de aceite contenido en la fruta alrededor del 80%. Uno de los problemas asociados con el sistema de prensas mecánicas convencionales, consiste en que su diseño es adecuado para algunas semillas o frutos particulares, y por lo tanto el rendimiento se ve afectado si se utiliza para la otra semillas, caso particular del fruto de palma proveniente de materiales híbridos [10].

Extracción química

La extracción con solventes orgánicos, consiste en la técnica de remoción de un componente contenido en otro de carácter sólido por medio de un solvente líquido, también conocida como lixiviación. Existen muchos factores que influyen en la tasa de extracción de aceite tales como el tamaño de partícula, el tipo de líquido elegido, la temperatura y la agitación del solvente. El tamaño de partícula pequeño es preferible, por cuanto permite una mayor área de interfase entre el sólido y el líquido. El líquido elegido debe ser un solvente selectivo y su viscosidad debe ser suficientemente baja para circular libremente. Entretanto, la temperatura también puede afectar la tasa de extracción de aceite, dado que a menor temperatura la solubilidad del material disminuye y dificulta su extracción. Por su parte la agitación del solvente también incide en el proceso de extracción, debido a que en la medida en que se aumenta la turbulencia de la mezcla, también aumenta la transferencia de partículas a remover desde la superficie del sólido. La extracción por solvente, es económicamente viable para una producción a gran escala, superior a 50 toneladas de aceite por día. Entre los principales métodos de extracción con solventes se conocen los siguientes: Extracción con agua caliente, extracción mediante Soxhlet (solvente selectivo tipo n-hexano) y la técnica de ultrasonidos, siendo el método de extracción con n-hexano el de mayor rendimiento en términos de remoción de aceite alrededor de 95% respecto al contenido de aceite en las semillas de aceite [10].

Extracción enzimática

La técnica de extracción de aceite mediante aplicación de enzimas ha surgido como un método promisorio para la extracción de aceite. En este proceso se utilizan enzimas adecuadas para extraer el aceite de las semillas trituradas. Entre sus principales ventajas, se destaca el hecho de ser amigables con el medio ambiente, dado que no se generan compuestos volátiles orgánicos como ocurre en el proceso de extracción con solventes. Sin embargo, el tiempo de proceso para la extracción de aceite es bastante mayor en comparación con la extracción mecánica anteriormente descrita, lo cual se constituye en la principal desventaja asociada con esta alternativa [10].

En cuanto a parámetros de operación para extracción de aceite con enzimas, es recomendable temperaturas de operación entre 50°C y 60°C, un pH entre 7 y 9, con lo cual podría esperarse un porcentaje de extracción de aceite de palma entre 65% y 75%. A pesar de que en la extracción química de aceite, utilizando como solvente el n-hexano presenta los mayores rendimientos de extracción, se evidencia una gran desventaja asociada al tiempo de extracción, el cual es casi ocho veces mayor que la extracción con enzimas. Además la extracción con solventes tipo n-hexano, presenta un impacto ambiental negativo como resultado de la generación de aguas residuales, alto consumo de energía y mayores emisiones asociadas a compuestos orgánicos, en comparación con la extracción enzimática de aceites.

Producción de biodiesel

Existen varias tecnologías establecidas para la producción de biodiesel. Los aceites de origen vegetal y grasas animales son materias primas apropiadas para ser sometidas a procesos de transformación química, que permiten reducir su viscosidad y obtener un producto con propiedades adecuadas para ser utilizado como combustibles en motores de combustión interna a diésel. Existen muchos procedimientos para realizar esta conversión, en

aras de producir un combustible con la mejor calidad posible, entre ellos se destacan: El uso directo de aceites vegetales y/o en mezclas con diésel fósil, micro emulsión, pirolisis de aceites vegetales y transesterificación de aceites vegetales [11,12]. A continuación se describen las principales tecnologías de conversión de aceites vegetales en biodiesel para uso en el sector de transporte:

Uso directo y mezcla de aceites vegetales

El uso de aceites vegetales como combustibles alternativos ha sido utilizado desde el año 1900, cuando el inventor del motor diésel, Rudolph Diesel, probó por primera vez el aceite de maní en un motor de compresión. El uso directo de los aceites vegetales en los motores diésel genera problemas, además de presentar fallas inherentes en el proceso de combustión. Durante las dos últimas décadas se ha investigado extensivamente sobre el tema, con experimentaciones por más de 100 años. Los aceites vegetales se pueden usar directamente o en mezcla con otro combustible fósil, [13]. Sin embargo, las experiencias con el uso directo de aceites vegetales y/o en mezclas con sus referentes fósiles han sido poco exitosas, dado que el principal problema radica en la alta viscosidad de los aceites vegetales (oscila entre 35 cP y 40 cP medida a 40°C), lo cual dificulta la atomización del combustible y por tanto la inyección de combustibles se ve comprometida. Otros factores presentes en los aceites vegetales y que eventualmente podrían limitar el uso directo como combustible por su afectación en el desempeño del motor son los siguientes: Alto contenido de ácidos grasos libres, posible formación de gomas debido a la oxidación y la polimerización durante almacenamiento y la posible formación de depósitos de carbón, entre otras.

Algunos de los anteriores problemas, eventualmente pueden ser mitigados mediante mezclas de combustibles fósiles y aceites vegetales en proporciones adecuadas, así como también mediante un calentamiento de la mezcla previo

a la atomización y dispersión del combustible en la cámara de combustión del motor. Este calentamiento, además de reducir la viscosidad de la mezcla, mejorar la volatilidad de los aceites vegetales, aun cuando su estructura molecular se mantiene estable, sin mayores cambios y conservando su condición olefínica [14]. En términos generales, el uso directo de aceites vegetales en motores tipo diésel, requiere algunas modificaciones importantes en el motor como tal, incluyendo el cambio de material para tuberías y material de construcción del sistema de inyección. Caso contrario, los tiempos de vida útil del motor se reducen, mientras los costos de mantenimiento se incrementan debido al mayor desgaste, con la posibilidad latente de que el motor falle.

Microemulsión de aceites vegetales

La formación de micro-emulsiones constituye una solución potencial para resolver el problema de la alta viscosidad del aceite vegetal. La microemulsión se define como una dispersión coloidal en equilibrio de micro-estructuras de un fluido, las cuales son ópticamente isotrópicas, con dimensiones que varían en un rango de 1-150 nm y formadas espontáneamente a partir de la mezcla de dos fluidos generalmente inmiscibles.

Los combustibles basados en micro-emulsiones, se denominan como “combustibles híbridos”, aunque las mezclas de combustible diésel convencional con aceites vegetales también han sido llamados del mismo modo [15]. Las microemulsiones generalmente están constituidas por tres fases o componentes plenamente identificados: La fase aceitosa, la fase acuosa y un tenso-activo. Todas aquellas micro-emulsiones obtenidas a partir de butanol, hexanol y octanol pueden cumplir con el límite máximo permisible de viscosidad para motores tipo diésel [16]. A pesar de que las micro-emulsiones de aceites vegetales permiten la reducción de viscosidad, en prueba a nivel laboratorio se identificaron obstrucciones en las boquillas del sistema de inyección, producto

de la adherencia irregular de sedimentos, también se ha evidenciado la formación grandes de depósitos de carbono, como consecuencia de una combustión incompleta en el motor [17].

Pirólisis de aceites vegetales

La pirólisis es la conversión de una sustancia orgánica en otra por medio de calor y en ausencia de oxígeno, en algunas ocasiones utilizando calor con la ayuda de un catalizador. El material sometido a pirólisis puede ser aceite vegetal, grasa animal, ácidos grasos naturales o ésteres metílicos de ácidos grasos [18]. La conversión de aceites vegetales y grasas animales (compuestos principalmente de triglicéridos) utilizando reacciones de craqueo térmico, representa una tecnología promisoría para la producción de biodiesel [19], en donde los productos obtenidos durante el tratamiento térmico son químicamente similares a los combustibles derivados del petróleo, principalmente gasolina y diésel regular. De esta manera, las propiedades fisicoquímicas de las fracciones líquidas como combustible también son semejantes, lo cual facilita su uso en motores de combustión interna tipo diésel para transporte. [20]

Por otra parte, la pirólisis de los triglicéridos puede tomar diferentes rutas para su desarrollo, entre ellas se destacan los procesos catalíticos y no catalíticos. Un probable mecanismo de la descomposición térmica de los triglicéridos se presenta en la Figura 6.14 en donde se puede observar la complejidad debido a las muchas estructuras presentes y a la multiplicidad de las posibles reacciones que pueden ocurrir entre la mezcla de triglicéridos.

Transesterificación de aceites

La tecnología más común para la producción de biodiesel es la transesterificación de aceites vegetales (triglicéridos) en presencia de un alcohol y un catalizador. Como producto principal se obtiene el biodiesel (alquil ésteres de ácidos grasos, FFAE por sus siglas en inglés) FAME para el éster

del alcohol metílico y la glicerina como subproducto. La reacción de transesterificación básica se ilustra en la Figura 6.15.

El primer paso consiste en la conversión de triglicéridos a di-glicéridos, seguido por la conversión de di-glicéridos a mono-glicéridos y de mono-glicéridos a glicerol, produciendo una molécula de metil éster a partir de cada glicérido obtenido en cada paso [5]. Entre las variables operativas más relevantes que afectan la reacción de transesterificación se encuentra: la temperatura de reacción, tiempo de reacción, la presión, la relación de alcohol y aceite, la concentración y

tipo de catalizador, la intensidad del mezclado y por supuesto el tipo de materia prima.

Generalmente, el alcohol y los triglicéridos (aceites vegetales y grasas animales) no son miscibles como para formar una sola fase de mezcla. Por lo tanto, existe una mínima superficie de contacto entre estos dos componentes, lo cual conduce a una reacción de transesterificación bastante lenta. La utilización de catalizadores permite de alguna manera mitigar este inconveniente suministrando un mecanismo alternativo de reacción y mejorando el área de contacto entre las fases reactantes, por consiguiente las

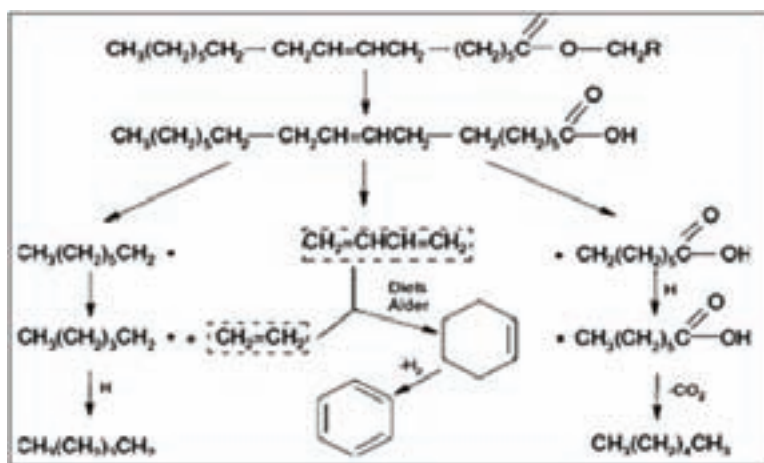


Figura 6.14 Mecanismo de descomposición térmica de triglicéridos.

Fuente: Current biodiesel production technologies: A comparative review Ahma Abbaszaadeh, Barat Ghobadian. University, Jalale-Aleahmad Highway, Tehran, Iran. Energy Conversion and Management 63 (2012) 138-148

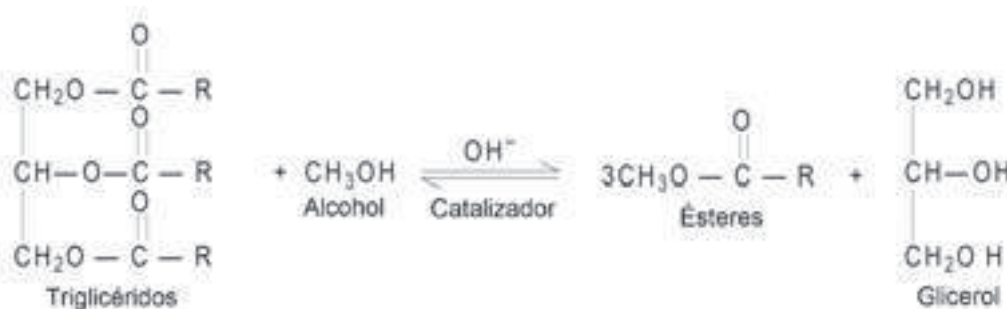


Figura 6.15 Reacción de transesterificación de triglicéridos con alcohol metílico.

Fuente: Mahanta P, Shrivastava A. Technology development of bio-diesel as an energy alternative.

velocidades de reacción y rendimiento a biodiesel se ven favorecidos.

Producción catalítica de biodiesel

Los aceites vegetales pueden ser transesterificados por calentamiento de los mismos con un alcohol y un catalizador. Los catalizadores utilizados en la producción de biodiesel se clasifican en dos categorías generales: homogéneos y heterogéneos. Sí el catalizador permanece en la misma fase (líquido), a la de los reactivos durante la transesterificación, la reacción se considera catalítica y homogénea, mientras que sí el catalizador permanece en diferentes fases (líquidos inmiscibles, sólido o gaseoso) a la de los reactivos, el proceso se considera como una transesterificación catalítica heterogénea [21].

En los métodos catalíticos, la selección adecuada del catalizador es un parámetro importante para reducir el costo de producción de biodiesel [22]. Así, el biodiesel comercial se produce actualmente por transesterificación utilizando una solución de catalizador homogénea. Otro factor que afecta la selección del tipo de catalizador es la cantidad de ácidos grasos libres (FFA, por sus siglas en inglés) presentes en el aceite. Para los aceites que tienen menor cantidad de ácidos grasos libres, el uso de catalizadores básicos conducen a una mejor conversión de transesterificación de aceites vegetales a biodiesel en un tiempo relativamente corto. Mientras que para elevados contenidos de FFA en los aceites vegetales, la esterificación con catalizadores ácidos, seguida de una transesterificación podrían eventualmente ser adecuadas.

Un aspecto importante respecto al contenido de FFA en los aceites vegetales, tiene que ver con las reacciones enzimáticas y su amplia flexibilidad con la presencia de elevados contenidos de FFA y agua en el aceite. Por lo tanto las reacciones enzimáticas se pueden utilizar en la transesterificación aceite de cocina usado. Finalmente el proceso de transesterificación de aceites

vegetales, puede llevarse a cabo con diferentes alcoholes (metanol, etanol y butanol), así como en presencia diferentes catalizadores, algunos homogéneos tales como: hidróxido de sodio, hidróxido de potasio y ácido sulfúrico y otros de carácter heterogéneo como: lipasas, CaO, y MgO principalmente [23,24].

BIODIESEL COMO COMBUSTIBLE

El biodiesel es una alternativa de combustible más limpio en comparación con los derivados del petróleo, caso el combustible diésel. La entrada exitosa del mercado y comercialización de biodiesel en muchos países, ha estado acompañada por el desarrollo de normas técnicas, en aras de garantizar la calidad del producto requerida y brindar al mismo tiempo la confianza suficiente al usuario final del biodiesel. Algunos estándares de biodiesel son: ASTM D6751 (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales, ASTM por sus siglas en inglés) y la norma europea EN14214. La Tabla 6.5 muestra un comparativo de algunas propiedades fisicoquímicas más relevantes del biodiesel y diésel fósil como dos de los principales combustibles para el sector de transporte.

Algunas de las ventajas del biodiesel como combustible son: su portabilidad, disponibilidad, renovabilidad, una mayor eficiencia de combustión, menor contenido de azufre y aromáticos, mayor número de cetano y más alto grado de biodegradabilidad. Las principales desventajas de biodiesel como combustible son su mayor viscosidad, menor contenido de energía, el aumento del punto de nube que puede inducir a la formación de gomas en climas fríos, mayores emisiones de óxido de nitrógeno, incremento de coquización en el sistema de inyección del motor y mayor desgaste del mismo, entre otros. Algunas de las ventajas que ofrece el biodiesel frente al diésel fósil en términos de seguridad, tiene que ver con un

Tabla 6.5 Normas ASTM de cantidades máximas permitidas en el diesel y biodiesel

PROPIEDAD	DIESEL	BIODIESEL
Norma	ASTMD975	ASTMD6751
Composición	HC (C10–C21)	FAME (C12–C22)
Viscosidad cinemática (mm ² /s) a 313 K	1.9 – 4.1	1.9 – 6.0
Gravedad específica (g/mL)	0.85	0.88
Punto de ignición (K)	333 – 353	373 – 443
Punto nube (K)	258 – 278	270 – 285
Punto de fluidez (K)	238 – 258	258 – 289
Humedad (vol. %)	0.05	0.05
Carbón (wt. %)	87	77
Hidrógeno (wt. %)	13	12
Oxígeno (wt. %)	0	11
Azufre (wt. %)	0.05	0.05
Numero de Cetano	40–55	48–60

Fuente: Lotero E, Goodwin JG, Bruce DA, Suwannakarn K, Liu Y, Lopez DE. The catalysis of biodiesel synthesis. *Catalysis* 2006; 19:41–83.

punto de ignición superior a 423 K comparado con 350 K para el diésel a base fósil. Con respecto al número de cetano, el biodiesel tiene un número más alto (alrededor de 50) que el diésel, no contiene aromáticos, cero azufre y un contenido elevado de oxígeno (11% en peso) [25].

Por otro lado, el número de cetano es un indicador comúnmente utilizado para la determinación de la calidad del combustible, especialmente en términos de la calidad de ignición. En otras palabras, el índice de cetano está relacionado con el tiempo que transcurre entre la inyección del combustible y el comienzo de su combustión. Una combustión de calidad ocurre cuando se produce una ignición rápida seguida de una combustión uniforme del combustible. Cuanto más elevado es el número de cetano, menor es el retraso de la ignición y mejor es la calidad de combustión. Por el contrario, aquellos combustibles con un bajo índice de cetano requieren mayor tiempo para que ocurra la ignición y después hacen una combustión muy rápida. Si el número de cetano es demasiado bajo, la combustión es inadecuada y da lugar a ruido excesivo, aumento

de las emisiones, reducción en el rendimiento del vehículo y aumento de la fatiga del motor. En síntesis, el número de cetano, es un indicativo de la eficiencia de la reacción que se lleva a cabo en los motores de combustión interna, y en el caso particular del biodiesel constituye una de las propiedades más relevantes, en donde la estructura de los metil éster de ácidos grasos (FAME) juegan un rol importante en la determinación y mejoramiento de esta propiedad.

Otra de las propiedades de biodiesel más relevantes corresponde a la viscosidad cinemática, la cual afecta notablemente la operación de inyección de combustible en el motor, particularmente a bajas temperaturas, en donde el aumento de la viscosidad afecta a la fluidez del combustible y dificulta la atomización en los inyectores, afectando la dispersión del combustible en la cámara de combustión del motor. La composición elemental y cantidades relativas de los compuestos presentes en el biodiesel y el diesel fósil se presentan en la Tabla 6.6.

Debido a la presencia de oxígeno, el biodiesel es ligeramente más polar que el combustible

Tabla 6.6 Composición elemental y principales compuestos presentes en el biodiesel y el diesel fósil

Elementos	Composición (%)	
	Biodiesel	Diesel
Carbono (C)	79.6	86.4
Hidrógeno (H)	10.5	13.6
Oxígeno (O)	8.6	–
Nitrógeno (N)	1.3	–
Relación C/H	7.6	6.5
COMPUESTOS	BIODIESEL	DIESEL
n-Alifáticos	15.2	67.4
Olefinicos	84.7	3.4
Aromáticos	–	20.1
Naftenos	–	9.1

Fuente: Lotero E, Goodwin JG, Bruce DA, Suwannakarn K, Liu Y, Lopez DE. The catalysis of biodiesel synthesis. *Catalysis* 2006; 19:41–83.

diesel y presenta un poder calorífico menor que el diesel fósil. El biodiesel generalmente tiene un poder calorífico inferior (LHV, por sus siglas en inglés) que es 12% menor (alrededor de 16,000 BTU/Lb) en comparación con un combustible tipo diesel, cuyo poder calorífico inferior es de 18,300 BTU/Lb. Dado que el biodiesel presenta ligeras diferencias en términos de contenido energético con respecto al diesel fósil, puede ser utilizado como combustible puro o mezclado en cualquier proporción con el diesel fósil para uso en motores diesel.

La mezcla más común de biodiesel corresponde al B2 (2 % de biodiesel y 98 % diesel fósil), seguida del B5 (5 % de biodiesel y 95 % diesel fósil) y B20 (20 % biodiesel y 80 % diesel fósil). Algunas de las desventajas técnicas del biodiesel en mezclas con el diesel fósil incluyen problemas con la congelación del combustible en épocas frías, la reducción de la densidad de energía, y la degradación por microorganismos del combustible en condiciones de almacenamiento por períodos prolongados. Las mezclas de biodiesel con diesel fósil hasta B20 se pueden utilizar en casi todos los equipos de diesel, además son compatibles

con la mayoría de equipos de almacenamiento y distribución. De igual modo las mezclas de biodiesel en bajas proporciones, generalmente no se requiere modificaciones considerables en el motor. Caso contrario a lo anterior, las mezclas de biodiesel en mayor porcentaje e inclusive con B100 (biodiesel puro), podrían eventualmente requerirse algunos ajustes y/o modificaciones en el motor de combustión. No obstante, el transporte y almacenamiento de B100 demanda una gestión especial.

DESEMPEÑO AMBIENTAL DEL BIODIESEL

La contaminación del aire es uno de los problemas ambientales más graves en todo el mundo. La combustión del combustible diesel derivado del petróleo constituye una fuente importante de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Además de estas emisiones producto de la combustión del diesel fósil, también se generan otros contaminantes del aire denominados “criterio”, entre ellos: monóxido de carbono (CO), óxidos

de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), material particulado (PM) y algunos compuestos orgánicos volátiles (VOC's).

Dado que el biodiesel es un combustible que se puede obtener a partir de fuentes biológicas renovables, tales como aceites vegetales, grasas animales y/o aceites de cocina residuales, se convierte en una fuente alternativa de energía, con alto potencial para reducir la dependencia de las importaciones de crudo y reducir las emisiones de contaminantes del aire generadas en las fuentes móviles (parque automotor) [26]. El uso de biodiesel en un motor diesel convencional reduce sustancialmente las emisiones de HC (Hidrocarburos no quemados), CO, PM, sulfatos, hidrocarburos aromáticos policíclicos, hidrocarburos aromáticos policíclicos nitrados. Estas reducciones de emisiones aumentan en la medida en que la cantidad de biodiesel mezclado se incrementa y el diesel fósil mezclado decrece. Las mejores reducciones de emisiones se observan con el uso del B100 (Ver Figura 6.16), aunque las emisiones de NO_x aumentan ligeramente con el incremento de la concentración de biodiesel en la mezcla

final de combustible. La Figura 6.1 muestra una sensibilidad del porcentaje de mezcla de biodiesel y los potenciales porcentajes de reducción o incremento de emisiones, específicamente para algunos contaminantes criterio como: NO_x, Material Particulado, CO e Hidrocarburos no quemados.

Por otra parte, la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) evaluó el impacto de las emisiones generadas por la combustión de biodiesel a partir de aceite de soya en mezclas tipo B20 (20% Biodiesel y 80% diesel fósil). De acuerdo a la evaluación, se observa una reducción de 10.1 % del total de material particulado generado por la combustión diesel fósil, se evidencia también un reducción del 21.1% de hidrocarburos no quemados y 11% menos de las emisiones de CO generadas con el combustible de referencia fósil. No obstante, la mezcla de biodiesel B20 presenta un aumento del 2% en las emisiones de NO_x con respecto a la línea base fósil, aunque sí se considera las emisiones generadas durante toda la cadena productiva del biodiesel hasta su uso final y bajo un análisis de

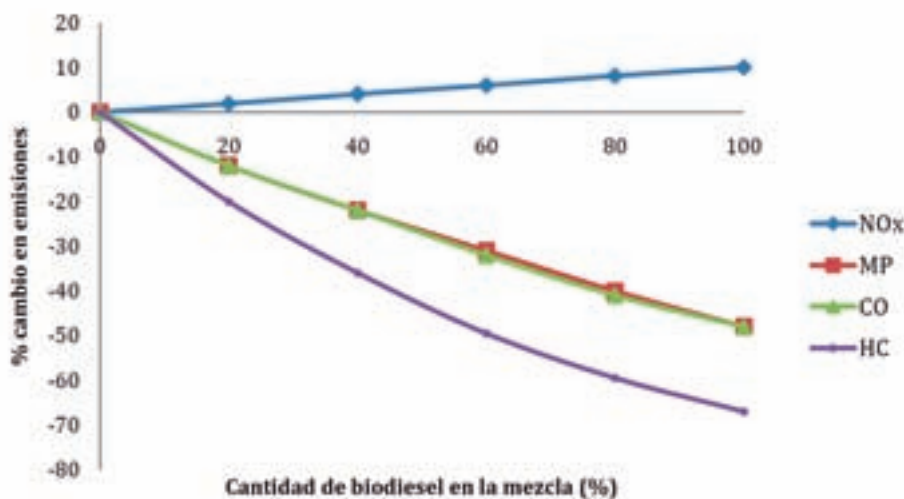


Figura 6.16 Reducción de emisiones del biodiesel para diferentes porcentajes de mezclas.

Fuente: Evaluación de la política de Biocombustibles en Colombia. Helena García Romero; Laura Calderón Etter. Octubre 2012. <http://www.fedesarrollo.org.co/Biocombustibles-en-Colombia.pdf>

ciclo de vida del biocombustible, se evidencia una notable reducción de emisiones de CO₂ equivalente, particularmente cuando se usa biodiesel puro (B100) en el sector del transporte, en donde podría alcanzar una reducción del 80% de la emisiones de CO₂ equivalentes generadas por su referente fósil [29].

Uno de los indicadores importantes para la producción de combustibles líquidos, tiene que ver con el balance de intensidad energética, el cual mide las unidades de energía disponibles en el combustible obtenido por cada unidad energética requerida para producirlo. Así, para el caso de los biocombustibles como el biodiesel o etanol, el índice de intensidad energética para la producción de los mismos, puede definirse como la relación entre la energía producida

(energía de salida / kg de biodiesel) y la energía consumida (entrada de energía/ kg de biodiesel) para cada unidad de producto. De esta manera, la Figura 6.17 muestra los índices de intensidad energética para diferentes tipos de biodiesel y etanol asociados a las fuentes de aceite vegetal y azúcares respetivamente, en donde para el caso de etanol a partir de caña de azúcar presenta la mayor eficiencia energética con un indicador de 8.3 Unidades de Energía Disponible/Unidades Energía Consumida, mientras que en el caso de biodiesel a partir de aceite de palma, el índice de intensidad energética es menor que el del etanol, pero se mantiene como el mayor con respecto a otras fuentes de biodiesel alcanzando una eficiencia energética de 6.6 Unidades de Energía Disponible/Unidades Energía Consumida.

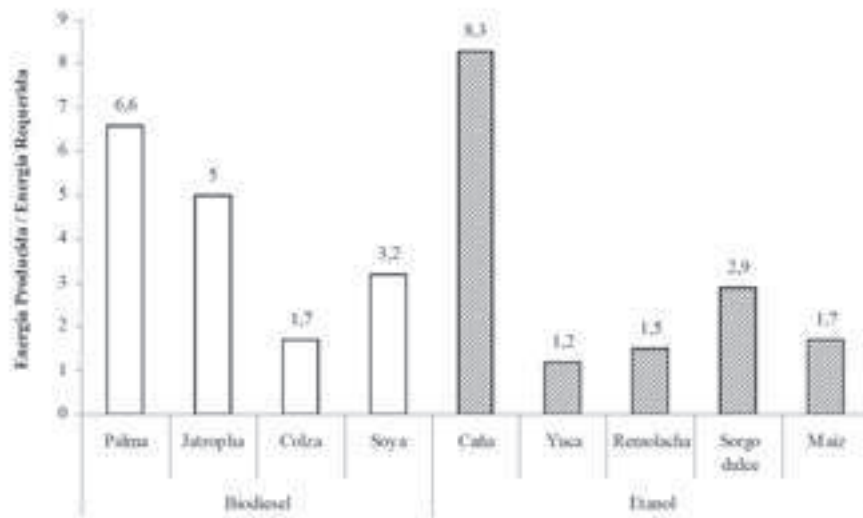


Figura 6.17 Eficiencia Energética en la producción de biocombustibles.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, con base en Goldman Sachs y LMC. Documento Conpes 3510. Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia. Departamento Nacional de Planeación.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Outlook 2013. U.S. Energy Information Administration (EIA). Office of Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.
- [2] Technology Roadmap Biofuels for Transport. OECD/IEA, 2011. International Energy Agency. www.iea.org.
- [3] Ahmad AL, Mat Yasin NH, Derek CJC, Lim JK. Microalgae as a sustainable energy source for biodiesel production: a review. *Renew Sustain Energy Rev*. 2011;15(1):584–93.
- [4] Carraretto C, Macor A, Mirandola A, Stoppato A, Tonon S. Biodiesel as alternative fuel: experimental analysis and energetic evaluations. *Energy Convers Manage* 2004;29(12–15):2195–211.
- [5] Janaun J, Ellis N. Perspectives on biodiesel as a sustainable fuel. *Renew Sustain Energy Rev* 2010;14(4):1312–20.
- [6] Satyanarayana M, Muraleedharan C. A comparative study of vegetable oil methyl esters (biodiesels). *Energy* 2010;36(4):2129–37.
- [7] Lam MK, Tan KT, Lee KT, Mohamed AR. Malaysian palm oil: surviving the food versus fuel dispute for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13:1456–64.
- [8] S. Mekhilefa, S. Sigaa, R. Saidurb. A review on palm oil biodiesel as a source of renewable fuel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 1937–1949
- [9] Achten WMJ, Verchit L, Mathijs Franken YJ, Singh E, Aerts VP, Muys RB. *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass Bioenergy* 2008;32(12):1063–84.
- [10] Mahanta P, Shrivastava A. Technology development of bio-diesel as an energy alternative. Available from: <http://www.newagepublishers.com/samplechapter/001305.pdf>; 2011 [cited 12.03.11].
- [11] Patil PD, Deng S. Optimization of biodiesel production from edible and nonedible vegetable oils. *Fuel* 2009;88:1302–6.
- [12] Leung DYC, Wu X, Leung MKH. A review on biodiesel production using catalyzed transesterification. *Appl Energy* 2010;87:1083–95.
- [13] Koh May Ying, Ghazi Tinia Idaty Mohd. A review of biodiesel production from *Jatropha curcas* L. oil. *Renew Sust Energy Rev* 2011;15:2240–51.
- [14] Demirbas MF, Balat M, Balat H. Potential contribution of biomass to the sustainable energy development. *Energy Convers Manage* 2009;50: 1746–60.
- [15] Balat Mustafa, Balat Havva. Progress in biodiesel processing. *Appl Energy* 2010;87:1815–35.
- [16] Jain S, Sharma MP. Prospects of biodiesel from *Jatropha* in India: a review. *Renew Sust Energy Rev* 2010;14:763–71.
- [17] Fukuda H, Kondo A, Noda H. Biodiesel fuel production by transesterification of oils. *J Biosci Bioeng* 2001;92:405–16.
- [18] Yusuf NNAN, Kamarudin SK, Yaakub Z. Overview on the current trends in biodiesel production. *Energy Convers Manage* 2011;52:2741–51.
- [19] Maher KD, Bressler DC. Pyrolysis of triglyceride materials for the production of renewable fuels and chemicals. *Bioresour Technol* 2007;98:2351–68.
- [20] Daniela GL, Valerio CDS, Eric BR, Daniel AC, Érika CVC, Flávia CR, et al. Diesel like fuel obtained by pyrolysis of vegetable oils. *J Anal Appl Pyrol* 2004;71:987–96.
- [21] Zabeti M, Wan M, Wan M, Wan D. Activity of solid catalysts for biodiesel production: a review. *Fuel Process Technol* 2009;90:770–7.
- [22] Sherma YC, Singh B, Upadhyay SN. Advancements in development and characterization of biodiesel: a review. *Fuel* 2008;87:2355–73.

- [23] Granados ML, Poves MDZ, Alonso DM, Mariscal R, Galisteo FC, Tost RM. Biodiesel from sunflower oil by using activated calcium oxide. *Appl Catal B, Environ* 2007;73:317–26.
- [24] Dossin TF, Reyniers MF, Berger RJ, Marin GB. Simulation of heterogeneously MgO-catalyzed transesterification for fine-chemical and biodiesel industrial production. *Appl Catal B, Environ* 2006;67:136–48.
- [25] Demirbas A. Progress and recent trends in biodiesel fuels. *Energy Convers Manage* 2009;50:14–34.
- [26] Chien SM, Huang YJ, Chuang SC, Yang HH. Effects of biodiesel blending on particulate and polycyclic aromatic hydrocarbon emissions in nano/ultrafine/ fine/coarse ranges from diesel engine. *Aerosol Air Qual Res* 2009;9:18–31.
- [27] Leduc S, Natarajan K, Dotzauer E, McCallum I, Obersteiner M. Optimizing biodiesel production in India. *Appl Energy* 2009;86:S125–31.

BIBLIOGRAFÍA

- Principios agronómicos para el establecimiento de una plantación de palma de aceite. CENIPALMA. (Nolver Arias, Oscar Obando, Dumar Motta). Bogotá (Colombia). Enero de 2009. ISBN: 978-958-8360-06-5.
- World Energy Outlook 2012. Global Energy Trends. Chapter 7. Renewable energy. Ethanol and biodiesel consumption by region in the New Policies Scenario (mboe/d.). International Energy Agency. www.iea.org
- Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia (Fedebiocombustibles). Cifras informativas del sector biocombustibles. Biodiesel de palma de aceite, enero 2014.
- Anuario Estadístico de Palma de Aceite 2013 – Fedepalma (Colombia).
- Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia. República de Colombia Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, 2010.
- OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022. BIOFUEL–OECD-FAO Agricultural Outlook 2013-2022
- Ministerio de Minas y Energía, con base en Goldman Sachs y LMC. Documento Conpes 3510. Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia. Departamento Nacional de Planeación.

Capítulo 7

Generación de energía eléctrica con biomasa

ELECTO EDUARDO SILVA LORA
QUELBIS ROMAN QUINTERO
JOSÉ CARLOS ESCOBAR PALACIO

El presente capítulo trata sobre los aspectos tecnológicos, termodinámicos y económicos de la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa. Entre las tecnologías evaluadas se encuentran el ciclo a vapor convencional (Ciclo Rankine), los ciclos Rankine Orgánicos (ORC), los ciclos Rankine a vapor de agua con diferentes tipos de expansores, los ciclos Stirling y los motores de combustión interna acoplados a gasificadores de biomasa. Para el análisis los sistemas de generación fueron divididos por rangos de potencia: industrial > 3-4 MWe, mediana generación 100 -300 kW y microgeneración < 100 kWe.

La generación descentralizada de energía eléctrica a partir de residuos agrícolas e industriales de biomasa es muy atractiva tanto para regiones aisladas como interconectadas. En este capítulo se hace un análisis del grado de desarrollo tecnológico y de los principales indicadores de desempeño de una serie de tecnologías de generación a partir de la biomasa tanto en escala industrial como en escalas medianas y pequeñas.

Para el análisis los sistemas de generación fueron divididos en los siguientes rangos de potencia: industrial > 2-3 MWe, mediana generación 100 -300 kWe y minigeneración < 100 kWe. El gran problema en los rangos correspondientes a la mediana y microgeneración radica en la inexistencia de tecnologías comerciales de alta eficiencia y bajo costo.

ESQUEMA GENERAL DE LA CONVERSIÓN DE BIOMASA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

La Figura 7.1 muestra un esquema general de la conversión energética de la biomasa. Siempre va a existir la necesidad de un pretratamiento, que permita adecuar las características de la biomasa a los requerimientos de las subsiguientes etapas de conversión. Aquí se puede considerar el secado, obligatorio en procesos de gasificación y pirólisis, el pretratamiento con vapor, o ácidos, que requiere la hidrólisis enzimática, la torrefacción o la propia pirólisis antes de la gasificación. En cualquier proceso de conversión sería posible definir dos etapas

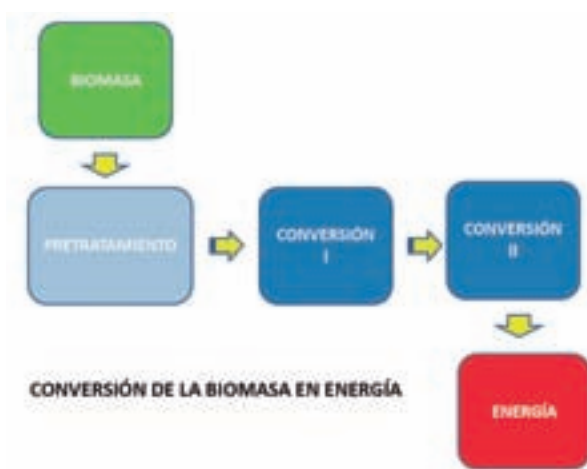


Figura 7.1 Esquema general de la conversión de biomasa en energía (energía eléctrica o combustibles).

de conversión: por ejemplo en la producción de biocombustibles por la ruta termoquímica, la etapa 1 correspondería a la gasificación y la etapa 2 a los procesos de síntesis catalítica.

Aplicando el esquema de la Figura 7.1 para el caso específico de la generación de energía eléctrica por la ruta termoquímica (Figura 7.2), en el cuadro “conversión 1” se podrían incluir los procesos de conversión primaria, tales como la combustión (con o sin generación de vapor), la gasificación y la pirólisis.

Ya en el cuadro “conversión 2” tendríamos los accionadores primarios: motores de combustión interna, turbinas a vapor y a gas, celdas de combustible, etc.

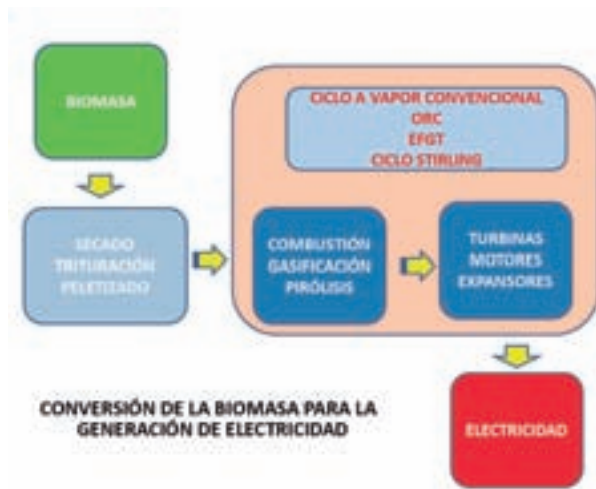


Figura 7.2 Esquema de la conversión de biomasa en energía eléctrica.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESCALA INDUSTRIAL: EL CICLO RANKINE CONVENCIONAL

El ciclo Rankine convencional que utiliza vapor de agua y turbinas axiales es viable desde el punto de vista técnico y económico para potencias eléctricas superiores a 1-3 MWe. La Figura 7.3 a) muestra un esquema general de un ciclo a

vapor con sus principales elementos: Caldera a vapor, turbina, condensador y bomba de alimentación. En la Figura 7.3 b) en un diagrama Temperatura – entropía se muestran los procesos principales del ciclo ideal y real, los cuales son: Adición de calor a presión constante en una caldera (proceso 2-4), expansión isoentrópica del vapor en la turbina (proceso 5-6), Rechazo de calor a presión constante en un condensador (proceso 6-1) y compresión isoentrópica en una bomba (proceso 1-2).

El ciclo real de potencia de vapor difiere del ciclo Rankine ideal, como resultado de las irreversibilidades en diversos componentes. La fricción del fluido y las pérdidas de calor hacia los alrededores son las dos fuentes más comunes de irreversibilidades. La fricción del fluido ocasiona pérdidas de presión en la caldera, el condensador y las tuberías entre otros componentes.

Las irreversibilidades que suceden dentro de la bomba (proceso 1-2) y la turbina (proceso 5-6) son especialmente importantes. Una bomba requiere una entrada de trabajo mayor y una turbina produce una salida de trabajo más pequeña como consecuencia de las irreversibilidades.

El ciclo Rankine por su naturaleza y parámetros es relativamente poco eficiente, pudiéndose esperar, para presiones típicas de 20 bar, eficiencias en el rango de 7-15 % dependiendo de la eficiencia de los equipos que componen el ciclo y del tipo de turbina utilizado: contrapresión o condensación. Mayores eficiencias requieren de parámetros más altos del vapor y la implementación de mejoras esquemáticas como el recalentamiento del vapor y el calentamiento regenerativo de los condensados, estas medidas requieren un análisis de costo/beneficio detallado. El aumento de los parámetros del vapor permite aumentar la potencia entregada por el ciclo, como mostrado en un diagrama T-s (Figura 7.4 y el trabajo específico del vapor en la turbina (Figura 7.5). En instalaciones industriales modernas que usan biomasa se utilizan presiones de 40, 60, 80 y 120 bar.

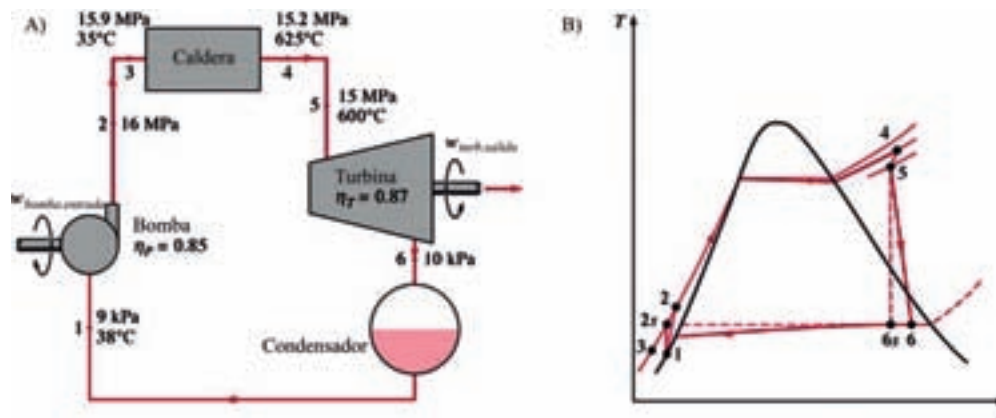


Figura 7.3 Esquema general de un ciclo a vapor y su representación en un diagrama T- s

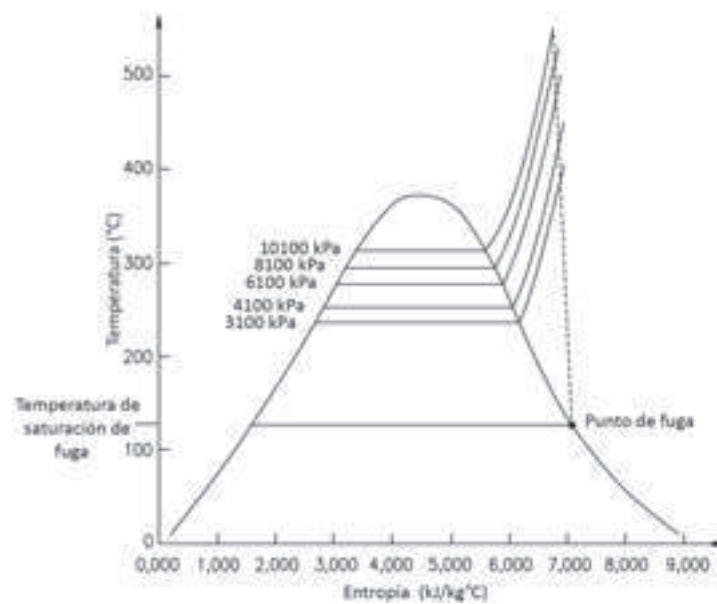


Figura 7.4 Diagrama T-s mostrando ciclos a vapor con diferentes presiones de vapor

Fuente: [1].

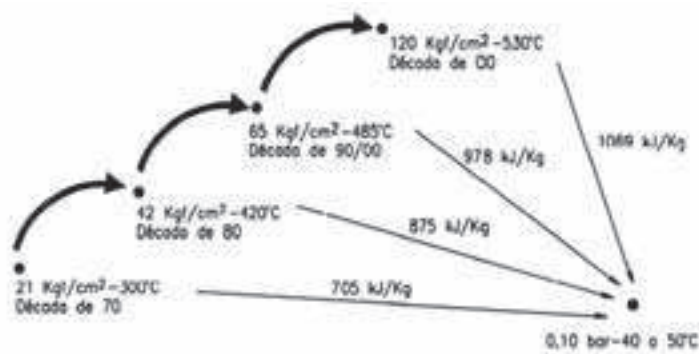


Figura 7.5 Aumento del salto entálpico del vapor en la turbina con el aumento de la presión y temperatura del vapor

Fuente: [2].

Una otra opción para la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa con mayores eficiencias (alrededor de 40 %) es la utilización de ciclos combinados.

El ciclo combinado Brayton /Rankine (turbina a gas/ciclo a vapor) es un ejemplo típico de estos tipos de ciclos. La Figura 7.6 muestra el esquema principal de un ciclo combinado. Sus etapas principales son la conversión de la biomasa en un gas combustible (gasificación), su uso como combustible en una turbina de gas (ciclo Brayton) y finalmente la generación de vapor y su uso en una turbina a vapor (ciclo Rankine) utilizando la energía de los gases de escape de la turbina de gas. En los años 80 fueron iniciados varios proyectos de este tipo, como la planta de Varnamo en Suecia de 11 MW de potencia y que operó durante varios años. Hoy estos proyectos han sido abandonados y las plantas están sin operar por motivos técnicos y económicos. Uno de los principales problemas fue el hecho de no haber conseguido

las eficiencias teóricamente previstas de 43%, en las plantas implementadas parámetro que no superó el 32%. Además de esto hubo problemas con la limpieza del gas, dificultades en la integración de procesos, problemas financieros, etc. [3], [4].

GENERACIÓN EN PEQUEÑA ESCALA: MICRO Y MEDIANA GENERACIÓN

Las principales dificultades tecnológicas para la aplicación del ciclo a vapor para la mediana y microgeneración se encuentran en la baja eficiencia de la turbina generación (paletas muy cortas en las turbinas a vapor axiales que no consiguen extraer la mayor parte de la energía contenida en el vapor produciendo grandes pérdidas en las paletas) y en el alto costo de fabricación.

Las posibles soluciones para estos problemas son:

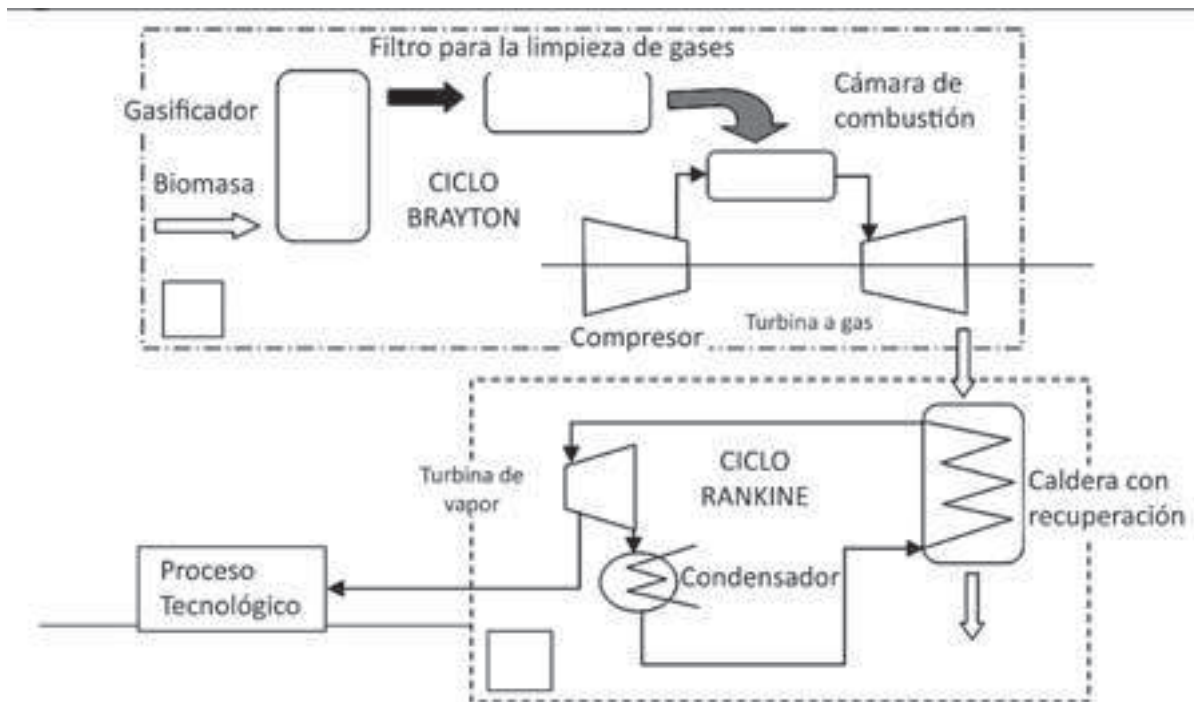


Figura 7.6 Esquema de un ciclo combinado Brayton/Rankine (ciclo de turbina a gas/ciclo a vapor).

- Utilizar el Ciclo Rankine convencional pero sustituyendo la turbina axial por otros tipos de expansores, tales como: turbinas radiales, expansores de tornillo y el de tipo scroll.
- Continuar utilizando el ciclo de Rankine, con la sustitución del agua como fluido de trabajo por un fluido orgánico (Ciclo Rankine Orgánico–ORC) con diferentes tipos de expansores.
- Utilizar otros ciclos que permiten la utilización de la biomasa como combustible, tales como: Turbina de gas de Quema Externa (EFGT), Motores de Vapor, Turbinas Radiales a Vapor de Agua, Motores Stirling y los sistemas Gasificador–Motor de Combustión interna (GMCI).

CICLO RANKINE ORGÁNICO (ORC)

En la tecnología ORC se sustituye el vapor de agua como fluido de trabajo por un fluido orgánico, ver Figura 7.7 Estos fluidos se caracterizan en general por un menor salto entálpico y mayor densidad, lo que facilita el diseño de turbinas de vapor de pequeña capacidad (hasta 1-2 MWe). De esta manera el flujo de vapor necesario para producir la misma potencia mecánica producto de la expansión del vapor en el accionador

primario es mucho mayor que en el caso del vapor de agua. En este rango de potencia el rendimiento isoentrópico de las turbinas de vapor de agua convencional, es muy bajo.

La tecnología ORC ha encontrado diferentes nichos de aplicación, entre ellos:

La recuperación de calor residual, por ejemplo, en motores de combustión interna y turbinas de gas. De acuerdo con Vaja y Gambanotta [5] en el caso de los motores de combustión interna el uso de sistemas de recuperación ORC permite un aumento en la eficiencia de aproximadamente 12%. La energía solar térmica, con colectores cilindro-parabólicos. Discusiones interesantes sobre el sistemas ORC que operan con energía solar pueden encontrarse en Delgado Torres[6] y Saitoh *et. al*, [7].

La energía geotérmica. La generación y co-generación con biomasa. De las casi 600 de instalaciones ORC implementadas en los últimos años en el mundo, más de la mitad corresponde a aplicaciones con biomasa (Figura 7.8).

Los principales fabricantes de sistemas de ORC y sus aplicaciones son [9]:

- Turboden (Hoy una subsidiaria de la Mitsubishi Heavy Industries)– 400 – 15000 kW
- GE- General Electric: Clean Cycle TM – 125 kWe.
- Verdicorp – 20-115 kWe

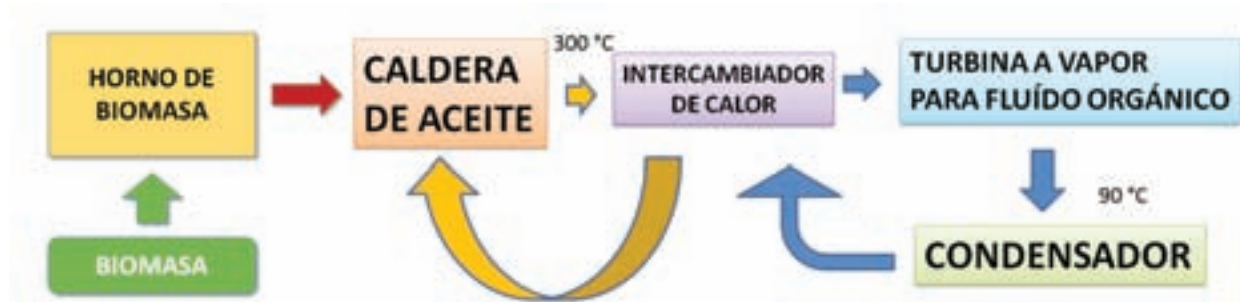


Figura 7.7 Flujograma de un sistema ORC

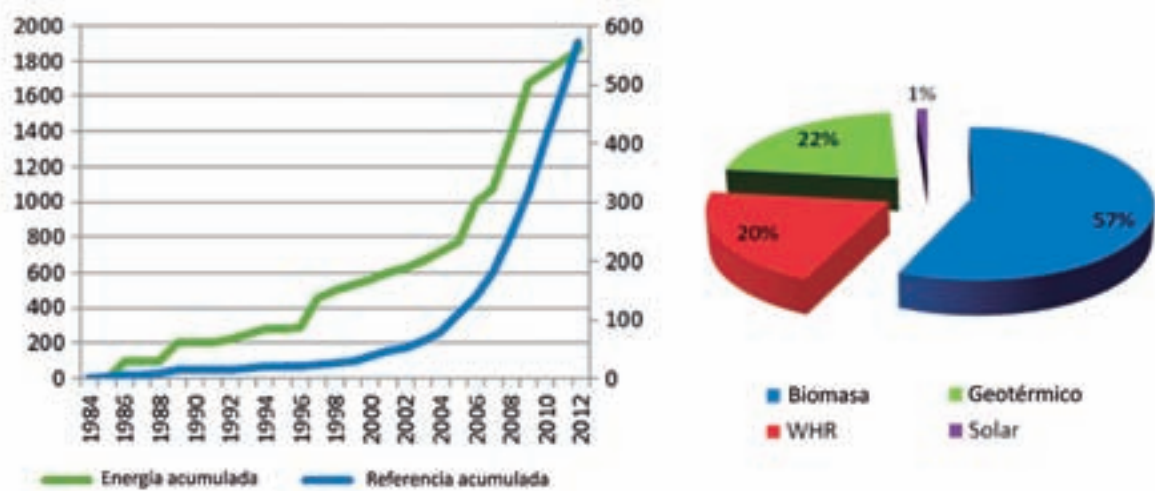


Figura 7.8 Evolución del mercado (figura de la izquierda) y distribución de las aplicaciones en términos de número de unidades (figura de la derecha)

Fuente: [8].

- Siemens – 600 – 1000 kW
- Ormat – 250 – 20000 kW
- Adoratec – 300 – 2400 kW
- Calnetix – 125 kW
- GMK – 500 – 2000 kW
- ElectraTerm – 50 kW
- Infinity Turbine – 10-50 kW
- Freepower – 130 kW
- Termocycle, Enogia e Eneftec (Aplicaciones de pequeña capacidad en el rango de 5-20 kW).

Como fluidos de trabajo pueden ser utilizados hidrocarburos, clorofluorocarbonos, siloxanos, entre otras sustancias. La principal diferencia entre el fluido orgánico y el vapor de agua está en las temperaturas de ebullición y condensación, la primera mucho más baja en los fluidos orgánicos y la segunda más alta, lo que puede contribuir tanto a la utilización de fuentes de baja temperatura, como a la cogeneración con el aprovechamiento del agua de refrigeración en el condensador. Una comparación de los diagramas T-S para el agua y los líquidos orgánicos muestra las diferencias considerables que existen entre las líneas de saturación

de los mismos. En la Figura 7.9 se puede observar que el Punto Crítico (PC) de los fluidos orgánicos se puede alcanzar a bajas presiones y temperaturas en comparación con el agua.

Un aspecto a evaluar en los sistemas ORC es el tipo de fluido de trabajo a utilizar para diferentes aplicaciones. Según Quolin *et al.* [10], hay que tener en cuenta:

- El rendimiento termodinámico, es decir que para unas temperaturas de ebullición y de condensación dadas (TFC y TFE) se obtenga la máxima potencia.
- Tipo de curva de expansión positiva o isoentrópica.
- Densidad del vapor.
- Alta estabilidad térmica.
- Bajo impacto ambiental: Potencial de depleción del ozono–ODP, potencial de calentamiento global–QWP y toxicidad.
- Disponibilidad y costo.

El criterio de optimización generalmente adoptado durante la selección del fluido de trabajo es la relación entre el área de los equipos de transferencia

de calor y la potencia neta producida [11] . Teniendo en cuenta la característica de su curva de saturación en el diagrama T-s los fluidos de trabajo orgánicos se clasifican en húmedos, secos e isoentrópicos, como se muestra en la Figura 7.10 La gran mayoría de ellos son de tipo seco, y el vapor sale del accionador primario en estado sobrecalentado. Este tipo de fluidos requiere la implementación de un intercambiador de calor adicional (regenerador) para la recuperación de la energía del fluido de trabajo desde el punto final de expansión hasta el inicio de la condensación como se muestra en el diagrama de la Figura 7.10 (c). La no implementación de un recuperador de calor para éste tipo de fluidos disminuye la eficiencia térmica del ciclo.

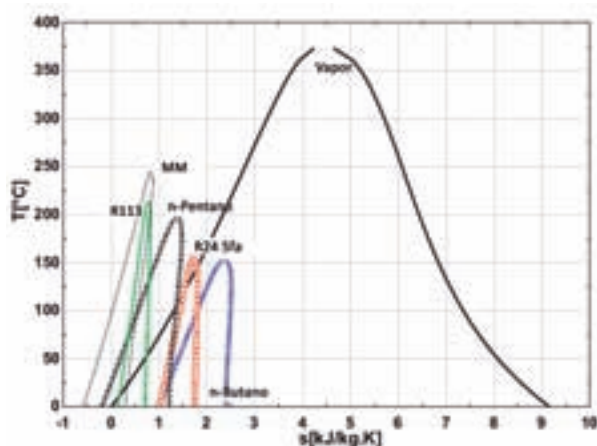


Figura 7.9 Diagrama T-s para el agua y diferentes fluidos orgánicos

Fuente: [12].

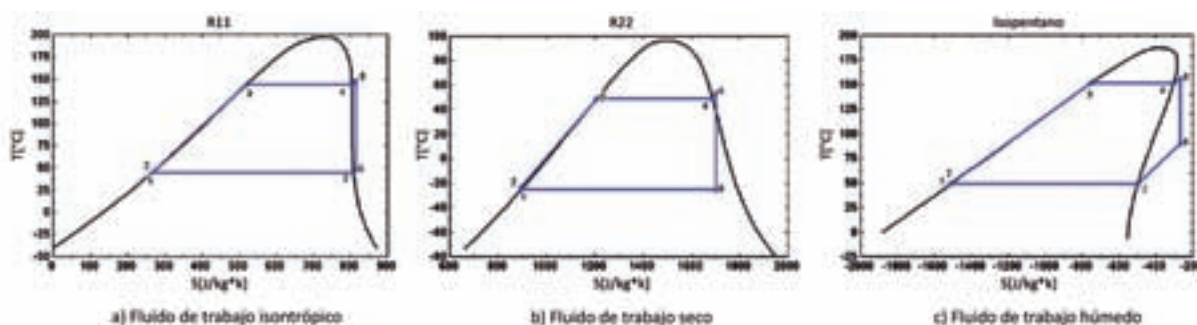


Figura 7.10 Tipos de curvas de saturación de diferentes fluidos orgánicos

Fuente: [8].

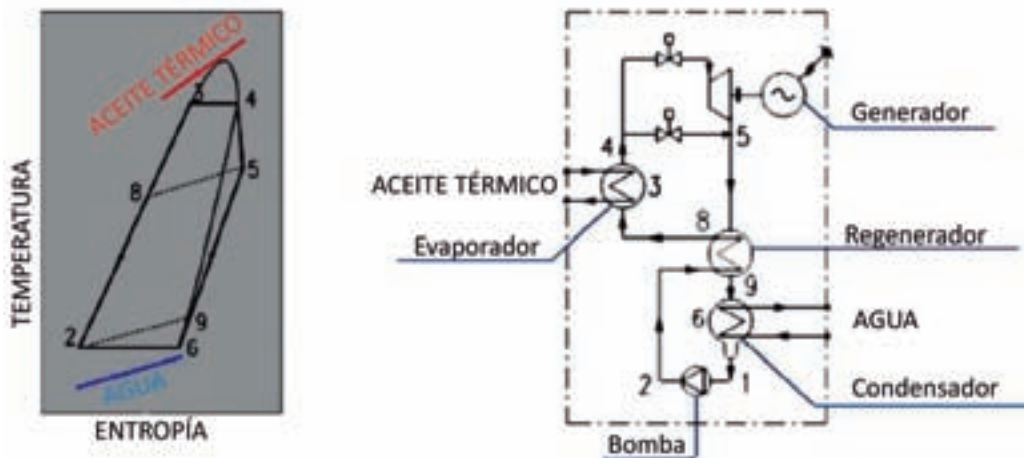


Figura 7.11 Esquema general de un sistema ORC

Fuente: [13]

La Figura 7.11 muestra un diagrama funcional de un ciclo ORC indicando los diferentes procesos en un diagrama T-S. La Figura 7.12 corresponde a un esquema funcional de un ORC a biomasa que muestra el horno para la combustión de biomasa y la caldera de aceite caliente, que comprende un primer circuito y sirve como un fluido de calentamiento para la evaporación del fluido orgánico en un intercambiador de calor.

La selección del tipo de accionador primario a ser utilizado para la expansión del fluido orgánico depende principalmente de la potencia de la instalación. Los expansores en espiral o tipo scroll poseen viabilidad técnica y rendimiento aceptable para potencias que van desde unos pocos vatios hasta 60-70 kW en función de la aplicación (tipo de fluido utilizado). Los expansores de tornillo presentan viabilidad técnica en el rango de 10 kW a 1 MW, mientras que la turbina radial puede ser utilizada en aplicaciones de hasta 10 MW [10].

MOTORES A VAPOR

Motores de pistón a vapor

James Watt inventó en 1886 el motor a vapor creando la primera forma de convertir la energía potencial del vapor a alta presión y temperatura en energía mecánica de rotación de un volante o un eje. La expansión del vapor en cámaras alternas provoca el desplazamiento axial de un pistón que por medio de un mecanismo de biela manivela se transforma en un movimiento rotatorio. Hoy existen versiones modernas y más eficientes de este motor como la mostrada en la Figura 7.1 que corresponde a un producto comercial de la empresa alemana Spilling. La potencia de los motores Spilling con varios módulos en serie puede alcanzar 1200 kW_e. Instalaciones en funcionamiento con biomasa tienen capacidades entre 425 y 1000 kW_e.

Otras empresas que comercializan motores a vapor y sus respectivas capacidades son: Bio Steam Engines (www.biosteaming.com)

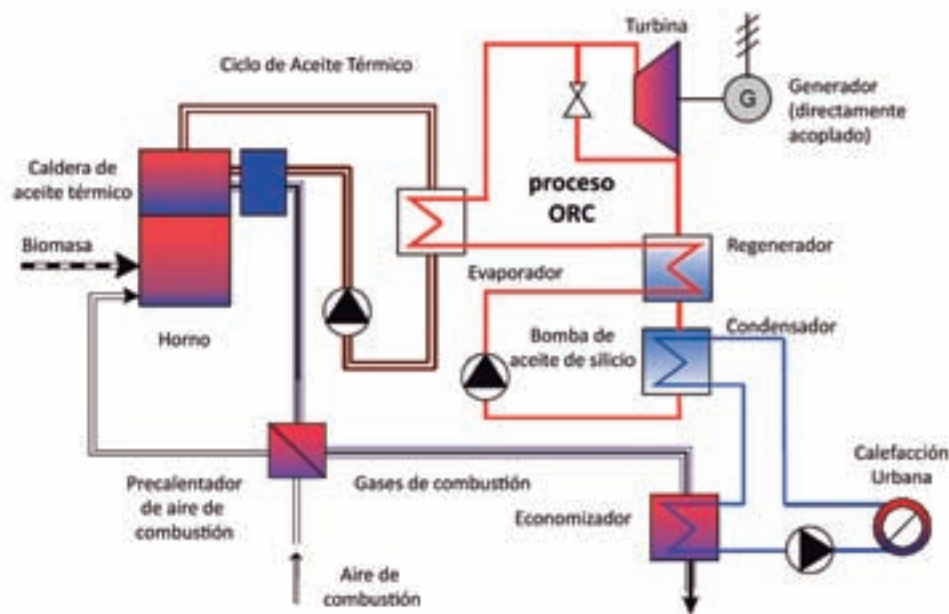


Figura 7.12 Esquema general de una central ORC accionada a biomasa de 1000 kW_e de potencia
Fuente: [14].

– 12,6 kWe, Tuvatech (www.tuvatech.sk) –10-35 kWe, Cyclone power (www.cyclonepower.com) – 60 kWe, Green Steam Engine (www.greenstea-mengine.com) – 5 a 7 kWe y las empresas Tenza (www.tenza.cz) y Polycomp (www.polycomp.cz) – 10 kWe. Evidentemente estamos en presencia del renacimiento del motor a vapor de pistón.

Expansores de tornillo.

También conocido como expansor de doble tornillo. Su principio de funcionamiento es el inverso de los compresores de tornillo, ya que en lugar de realizar la compresión de un fluido en las cámaras de los tornillos en rotación accionados eléctricamente, es el fluido que en expansión el que hace girar los tornillos. El sistema que se muestra en esta Figura 7.14 comprende dos tornillos helicoidales, un macho y una hembra con cavidades de volumen creciente que permiten la expansión del vapor. Este sistema permite generar energía mecánica usando vapor de agua y líquidos orgánicos

(sistema ORC) con potencias desde decenas de kW hasta 2.1 MW. Según las empresas Green Earth e Xiamen Science and Technology Co. Ltda., que comercializan estos sistemas, estos se caracterizan por funcionar con una velocidad de rotación de aproximadamente 1/10 de la de una turbina (1500-3000 rpm) y su rendimiento isoentrópico varía entre 75-85% en dependencia de la presión del fluido de trabajo. El costo específico de estos sistemas está en el intervalo de 1500-2000 USD\$ / kWe [16] .

La Figura 7.15 muestra el esquema de un expansor de tornillo con una potencia máxima en el rango de 132-160 kWe diseñado y probado por la empresa Kobe Steel para el funcionamiento con vapor de agua de baja presión <10 bar, una temperatura de 200 °C y un flujo en el rango de 0,7 a 3,0 t / h.. La Figura 7.16 muestra la potencia producida en función del flujo de vapor para diferentes relaciones de presión en un expansor de alta relación de presión de 160 kWe [18].

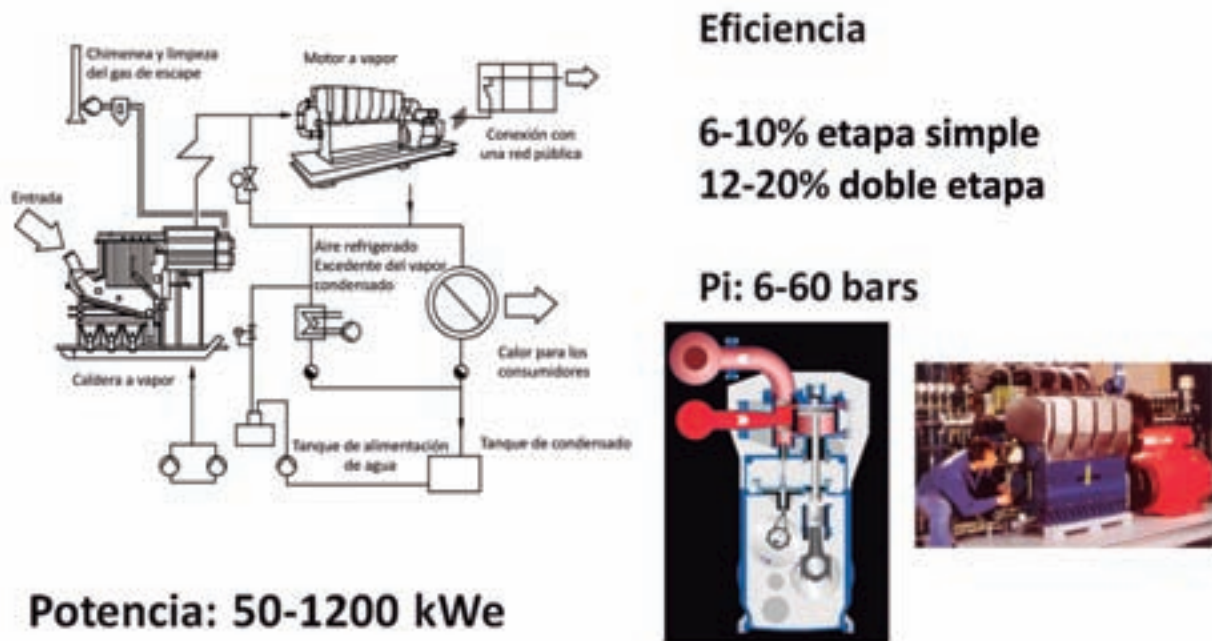


Figura 7.13 Motor a vapor a pistón fabricado por la empresa Spilling

Fuente: [15]

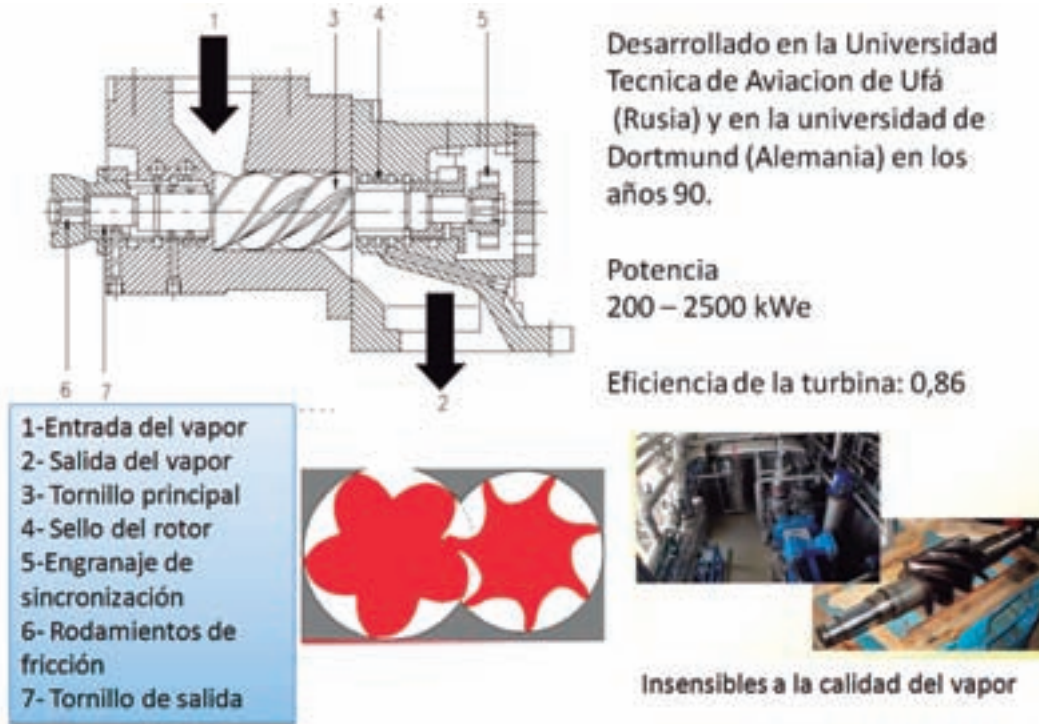


Figura 7.14 Expansor de tornillo sin fin.

Fuente: [17]

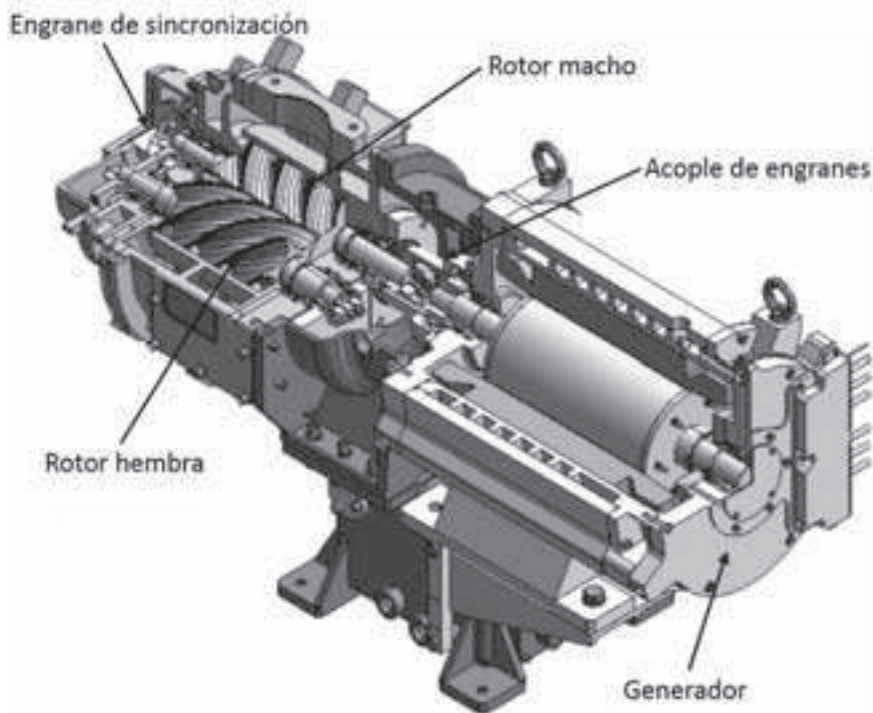


Figura 7.15 Expansor de tornillo tipo “Microsteam” diseñado y evaluado por la KOBE Steel

Fuente: [18].

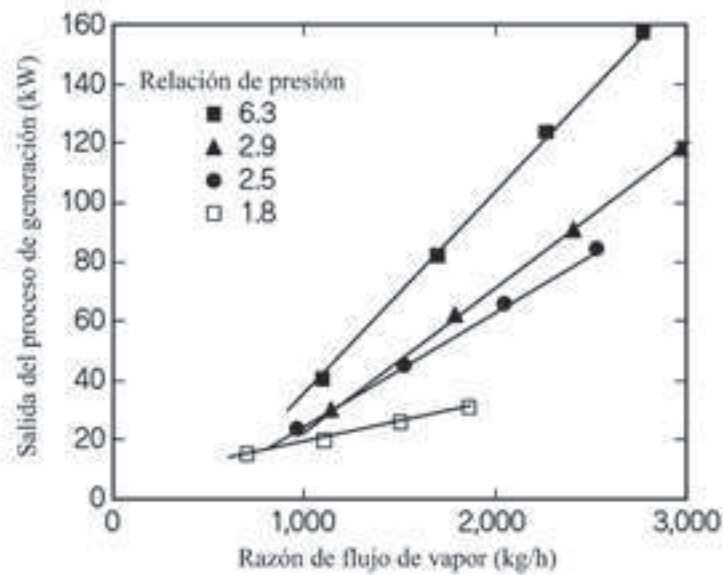


Figura 7.16 Relación entre la potencia eléctrica entregada y el flujo de vapor para el expansor de alta relación de presión

Fuente: [18].

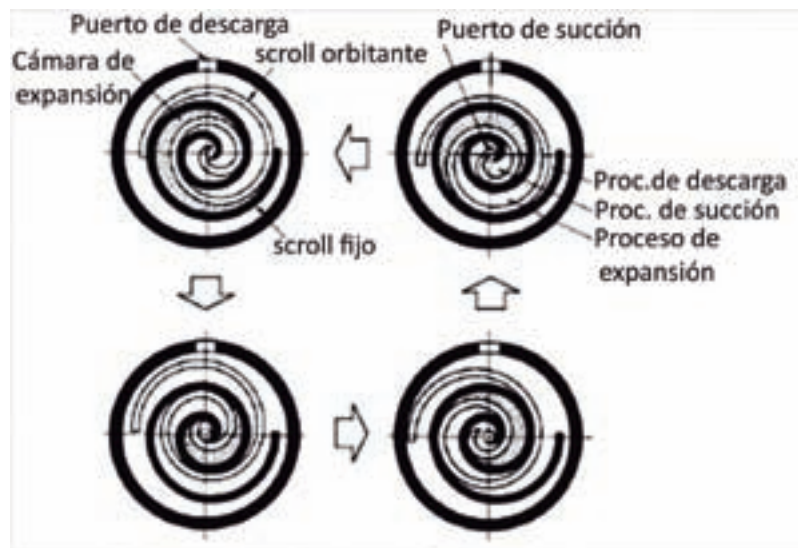


Figura 7.17 Principio de funcionamiento de un expansor tipo Scroll

Fuente: [7]

Expansores en espiral o tipo scroll

Para aplicaciones con potencias en el rango de 1 a 10 kW las mejores eficiencias se obtienen cuando se utiliza un tipo de expansor en espiral. Esta turbomáquina (expansor de desplazamiento positivo) está compuesta por dos espirales, uno fijo y el otro

giratorio. El fluido fluye desde el centro hacia la periferia expandiéndose y provocando la rotación del espiral móvil (Figura 7.17). Esto es lo contrario a lo que sucede en un compresor del tipo espiral.

Un expansor en espiral fue probado con R134 como fluido de trabajo y mostró un valor máximo

de rendimiento isoentrópico de 77% [16]. En Lemort et al. [19] Presentaron un modelo semi-empírico de un expansor de desplazamiento y su validación con los resultados experimentales de un sistema ORC usando HCFC-123 como fluido de trabajo. La potencia del mismo motor para relaciones de presión de 4 a 5 estuvo en el rango de 1.2 hasta 1.4 kW y el rendimiento isoentrópico fue de 0,67.

TURBINAS RADIALES A VAPOR DE AGUA

En una turbina a vapor el fluido de trabajo puede circular de dos maneras en relación al rotor de la turbina. De forma paralela al rotor –turbina axial, por varias etapas de expansión, cada una de ellas, por un conjunto de inyectores o paletas fijas a la carcasa (donde el flujo de vapor se acelera) y por paletas rotatorias, fijas al rotor, en las que el vapor se expande, provocando la rotación del mismo (Figura 7.18a). En una turbina radial, la expansión del vapor ocurre en una

única rueda durante su movimiento en dirección radial (Figura 7.18b). La Figura 7.19 muestra el corte de una turbina radial.

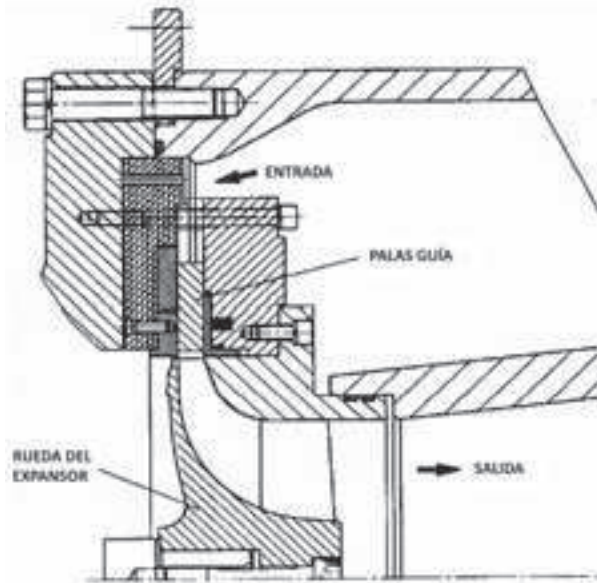


Figura 7.19 Corte transversal de la rueda del expansor de una turbina radial con salida axial del fluido de trabajo.

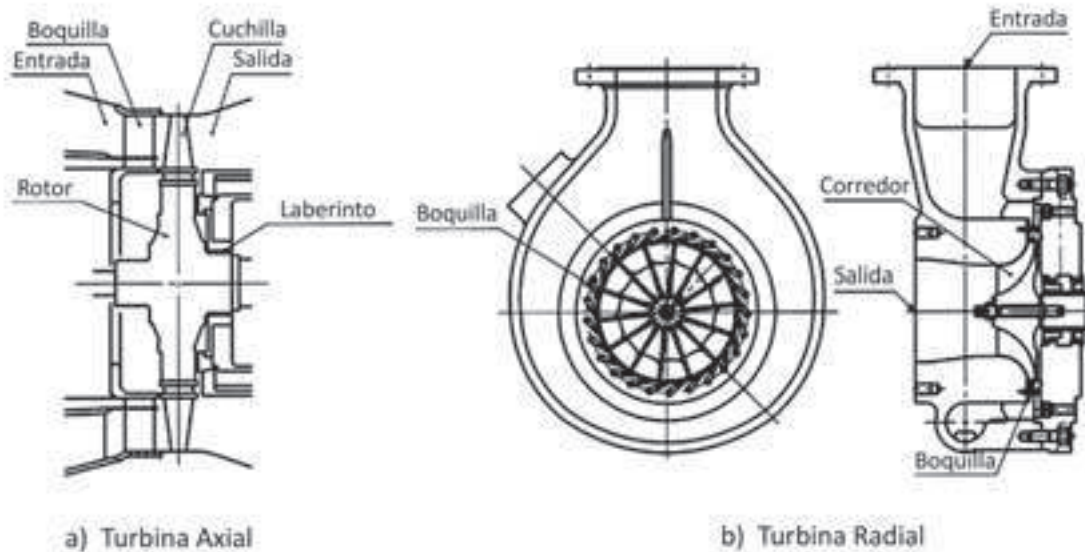


Figura 7.18 Comparación de una turbina axial y una radial

Fuente: [20]

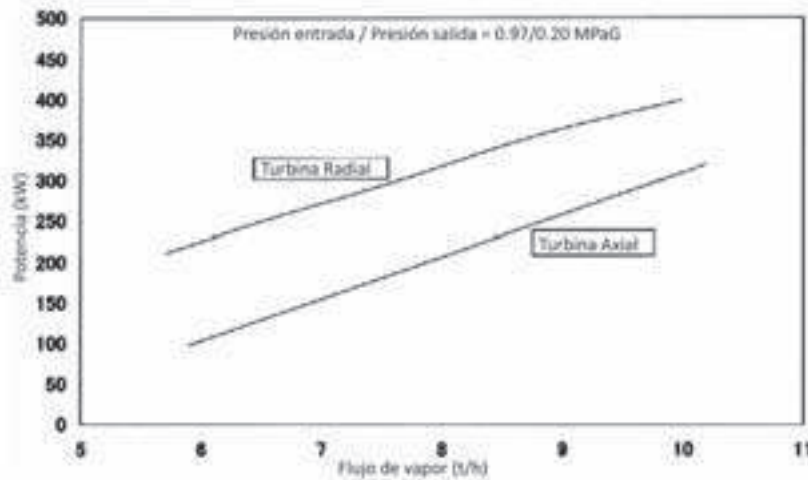


Figura 7.20 Diferencias en la capacidad de generación para una turbina axial y radial, para los mismos flujos de vapor y potencias inferiores a 500 kW_e

Fuente: [20].

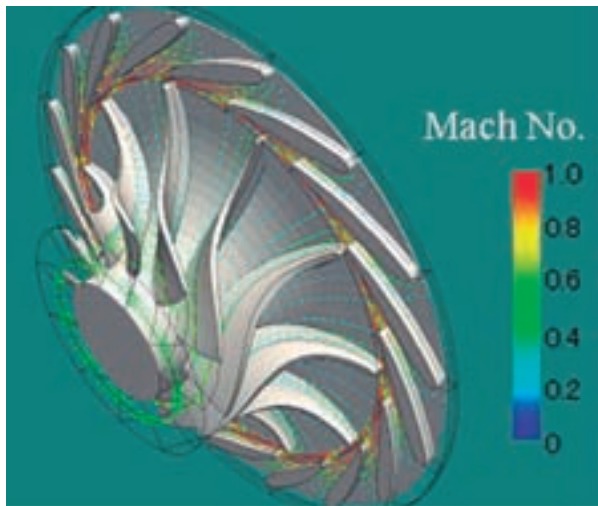


Figura 7.21 Perfil de las paletas y vectores relativos de velocidad del rotor de alta presión de una turbina de salida axial

Fuente: [21].

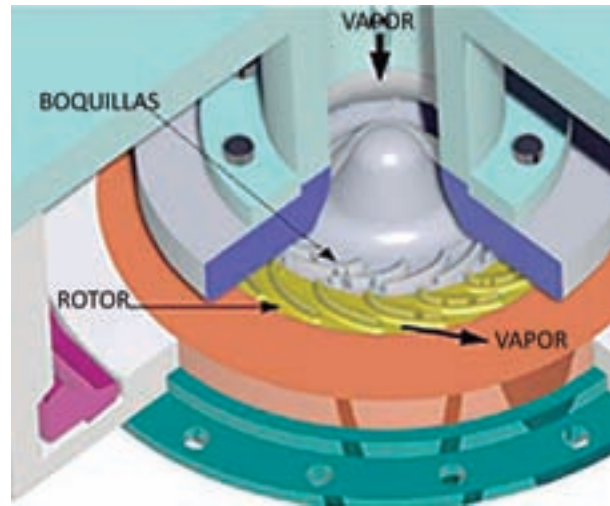


Figura 7.22 Turbina radial con entrada axial del fluido de trabajo

Fuente: [22].

Para pequeñas capacidades, las turbinas axiales, por sus condiciones de proyecto, son más eficientes y para un mismo flujo de vapor generan una potencia mayor (Figura 7.20), Yoshida e Matsutani [20].

En principio existen dos tipos de turbinas radiales que se diferencian por el local de entrada y salida del fluido de trabajo:

- Con salida axial del fluido de trabajo (Figura 7.21).
- Con entrada axial del fluido de trabajo, conocida también como turbina Euler (Figura 7.22).

Existe poca información acerca de la tecnología de ciclos a vapor de pequeña escala con

turbinas radiales. En los inicios del desarrollo de las turbinas a vapor la potencia necesaria para diferentes aplicaciones era pequeña, lo que obligó al uso de turbinas de tipo radial por sus inventores, Parsons, en 1894, y los hermanos Ljungstrom en 1912. En este último caso, se trataba de una turbina radial con dos ejes de rotación en sentido anti horario. Con el aumento de la potencia de generación de energía en los ciclos de vapor se generaliza el uso de turbinas de vapor axiales con múltiples etapas. En aplicaciones de pequeña escala, tales como el accionamiento de los molinos de los ingenios azucareros, se utilizan turbinas de vapor, tipo axial de una etapa Curtis, con rendimiento isoentrópico de 40%.

La generación y cogeneración en pequeña escala ha dado lugar al resurgimiento de la idea de utilizar turbinas de vapor radiales con potencias eléctricas en el rango de 100-500 kWe. Kobayashi et al. [23] y Nakano et al., [21] presentan los resultados del proyecto y pruebas de turbinas de vapor radiales de 100 y 150 kWe, respectivamente. La Tabla 7.1 – Especificaciones de la turbina Eco-radial [20]. muestra las especificaciones de la

turbina Eco-Radial [20]. El rendimiento isoentrópico de las turbinas radiales determinada en pruebas de desempeño está en el intervalo de 0,82 hasta 0,90.

Tabla 7.1 Especificaciones de la turbina Eco-radial

Condiciones de entrada: Presión máxima (MPa) Temperatura máxima (0C)	0,97 210
Presión de salida (MPa)	0 – 0,5
Flujo de vapor (t/h)	2,5 – 10,0
Potencia máxima (kW)	400
Tipo de generador	Inducción
Tamaño (mm)	1900 x 3500 x 1900
Peso (kg)	3500

Fuente: [20].

La empresa Energent comercializa la turbina llamada Microsteam, patentada bajo el nombre de turbina Euler y diseñada para funcionar con vapor saturado, con rendimiento isoentrópico superior a 80% [22]. La potencia nominal es de 275 kWe (500 kg / h de vapor a 10 bar).

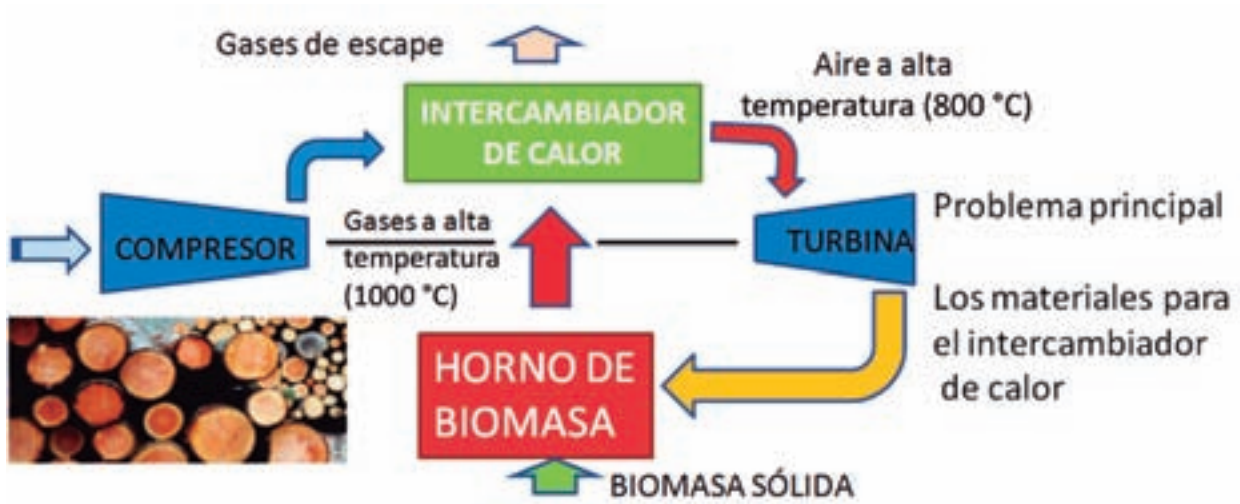


Figura 7.23 Esquema de funcionamiento de una turbina a gas de quema externa.

TURBINA A GAS CON QUEMA EXTERNA (EFGT)

La tecnología de turbina de gas de quema externa (EFGT), permite el uso de biomasa en turbinas mediante su combustión en un horno externo. El aire que sale del compresor se calienta a 800-900 °C en un intercambiador de calor antes de entrar en la turbina de gas. Como fuente de energía externa se utilizan los productos de la combustión de la biomasa. Por lo tanto, a través de la sección de flujo de la turbina y el compresor

sólo fluye aire, que después del escape de la turbina se utiliza como oxidante en el horno de biomasa. En otras palabras en el sistema EFGT la cámara de combustión de la turbina de gas se sustituye por un intercambiador de calor de calor de gas / aire. El mismo puede ser ubicado encima de la caldera o en un conducto horizontal de gases a continuación de la misma (Figura 7.23).

La Figura 7.24a muestra un esquema de los componentes de un sistema de EFGT y los principales procesos que ocurren en un diagrama T-s (Figura 7.24b).

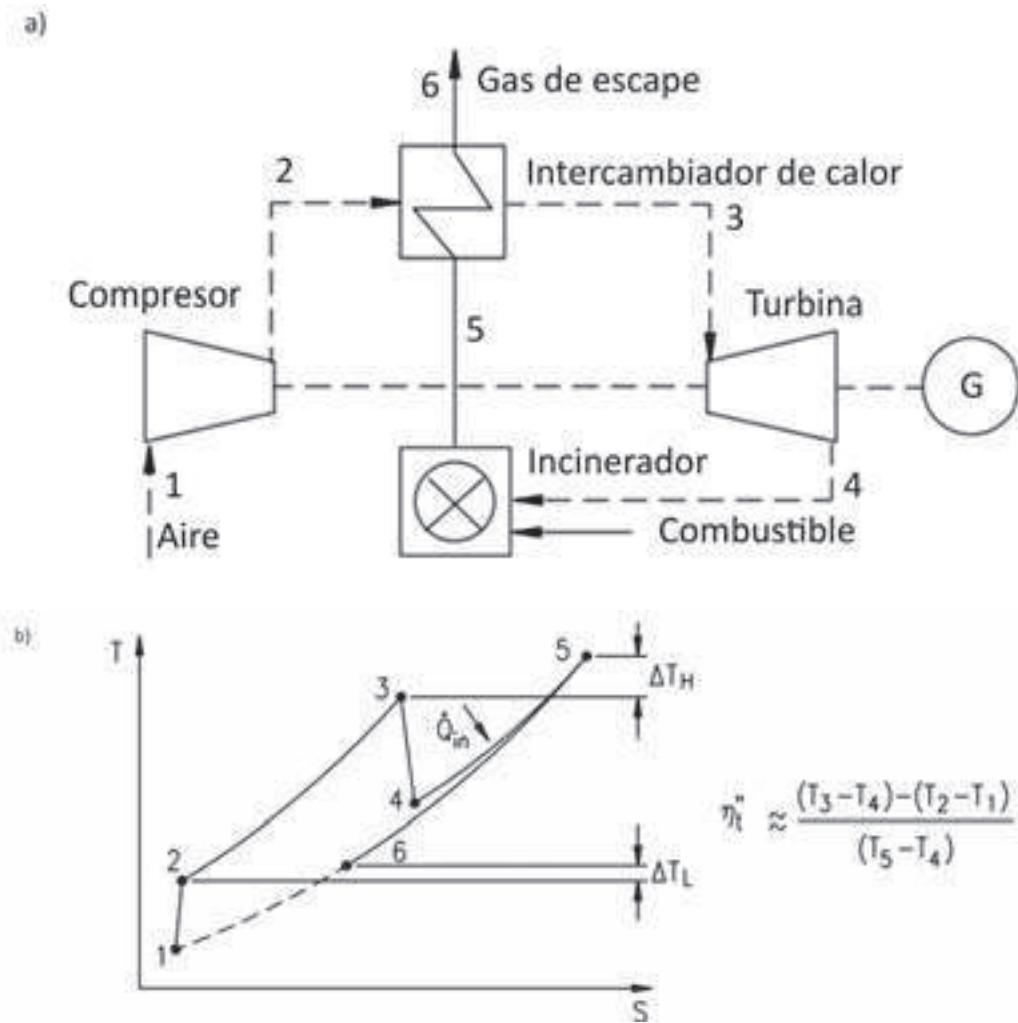


Figura 7.24 Fundamentos del sistema EFGT. a) Esquema principal e b) Diagrama T-S de una turbina a gas de quema externa

Fuente: [25].

- 1-2: Compresión del aire en el compresor.
- 2-3: Calentamiento del aire en el intercambiador de calor.
- 3-4: Expansión en la turbina de gas.
- 4-5: Calentamiento del aire en el horno
- 5-6: Enfriamiento de los gases de combustión en el intercambiador de calor.

La metodología para la modelación de los sistemas EFGT es presentada por Ma y Turan [24]. La Figura 7.25 muestra la dependencia entre la eficiencia del ciclo de la EFGT, la temperatura del aire en la entrada de la turbina T_3 y la diferencia de temperatura en el intercambiador de calor.

En la Figura 7.26 y la Figura 7.27 son mostrados esquemas, parámetros y fotos del sistema EFGT comercializado por Turbec con 80 KWe de potencia cuando opera con biomasa.

En la Figura 7.26b se muestra la disposición real de la instalación Turbec 100 mostrando

algunos elementos adicionales a los que aparecen en el diagrama simplificado de la Figura 7.24a): el regenerador (que precalienta el aire del compresor de aire de escape de la turbina de gas) y un precalentador del aire que entra en el horno. Esto permite aumentar la eficiencia del sistema hasta valores en el intervalo de 13-15% (Tabla 12.2). De la Figura 7.24b) se puede concluir entonces que la temperatura mínima de los gases de combustión que se puede alcanzar en el sistema EFGT a biomasa es ligeramente superior a la temperatura a la salida del regenerador y está en aproximadamente 500 °C. Esto da la posibilidad de recuperar el calor residual mediante un sistema de máquina de absorción o un Ciclo Orgánico Rankine–ORC (sección 7.5). Esto permite alcanzar eficiencias de hasta 23% [26].

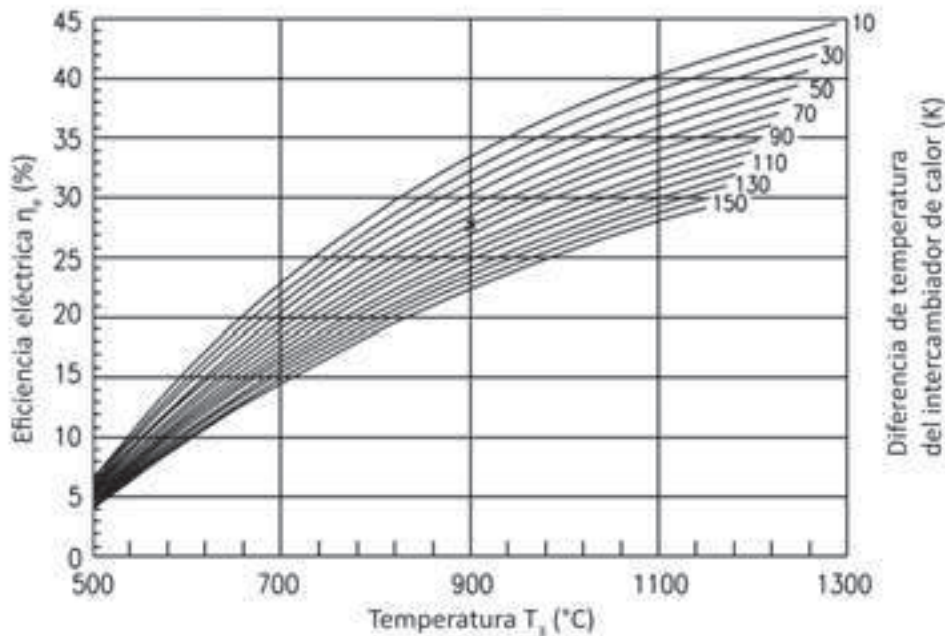


Figura 7.25 Eficiencia del ciclo de la turbina de una instalación EFGT en dependencia de la temperatura de calentamiento del aire en el intercambiador de calor T_3 y de la diferencia de temperatura en el intercambiador de calor [25].

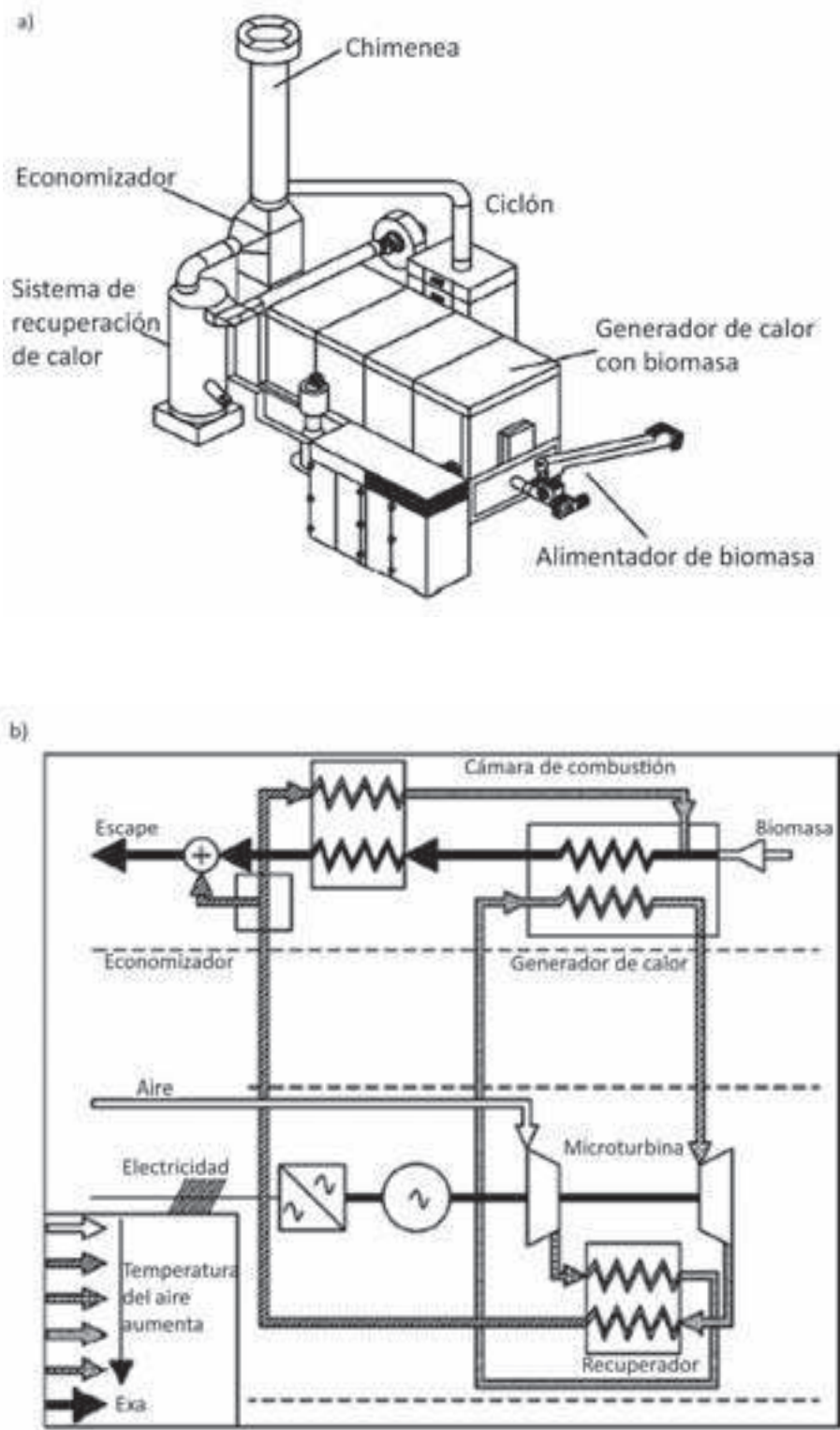


Figura 7.26 Parámetros de operación y esquemas de la turbina a gas de quema externa Turbec 100.



Figura 7.27 Fotografía de una unidad EFGT Turbec 100. A la izquierda se ve el horno de biomasa, en la parte de atrás del intercambiador de calor y a la derecha la turbina de gas

Fuente: [26] (Cortesía de Turbec).

Tabla 7.2 Parámetros de operación de la EFGT de la Turbec (Turbec, 100).

Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura de entrada en la turbina	°C	950,0
Presión de entrada en la turbina	bar	4,5
Consumo de biomasa	kg/h	120-150
Eficiencia líquida de la turbina	%	25,9
Eficiencia eléctrica*	%	13-15

* Barsali y Ludovici [27] reportan valores de 15,6%

MOTORES STIRLING

El motor Stirling es un motor de combustión externa, lo que quiere decir que la combustión del combustible ocurre fuera de la cámara del pistón del motor y la energía térmica de los

gases de combustión se transfiere al fluido de trabajo a través de un intercambiador de calor (Figura 7.28).

Este motor fue creado por Robert Stirling en 1816 y todavía no ha tenido una amplia difusión, principalmente por causa de la necesidad

de materiales especiales para la fabricación de los intercambiadores de calor y del pistón caliente, así como las dificultades encontradas en el sellado entre las partes del motor que operan a alta presión, alrededor de 40-80 bar y la presión atmosférica.

Como se trata de un motor de combustión externa, en principio puede usar cualquier tipo de combustible, y también debido a sus capacidades típicas ser menores de 75 kWe, se considera que las perspectivas para su uso en la generación distribuida con biomasa en regiones aisladas, son grandes.

La implementación práctica de los motores Stirling a biomasa se ha visto afectada por la deposición de cenizas resultantes de la combustión en el intercambiador de alta temperatura y por problemas de sellado. El uso de la gasificación permite mitigar la deposición de cenizas en el intercambiador de calor de alta temperatura. La empresa Stirling Denmark comercializa instalaciones gasificador/motor Stirling de 35 kWe con 12-15 % de eficiencia eléctrica. Otro fabricante, Qnergy ofrece conjuntos de 7,5 kWe para biomasa.

SISTEMAS GASIFICADOR MOTOR

En el capítulo 5 ya fue explicado el concepto de gasificación de biomasa que consiste en su conversión en un gas combustible, a altas temperaturas en condiciones sub-estequiométricas. Este gas combustible puede ser utilizado para accionar motores de combustión interna y también potencialmente microturbinas a gas, motores Stirling y celdas a combustible, como mostrado en la Figura 7.29 En el caso de los motores de combustión interna las opciones tecnológicas disponibles para el uso de gas de gasificación son: motores a gasolina, motores Diésel con la utilización conjunta de un 10-20 % de Diésel, motores Diésel convertidos en Otto y motores a gas natural.

Cuando se realiza la gasificación con oxígeno el gas que se obtiene recibe el nombre de gas pobre debido a su bajo poder calorífico que es de 5-6 MJ/Nm³. Este factor, además de su composición ser diferente a los combustibles convencionales para motores lleva a una pérdida de potencia de 20-30 % y a la necesidad de ajustar el tiempo de la ignición o timing (Figura 7.30). Martínez et

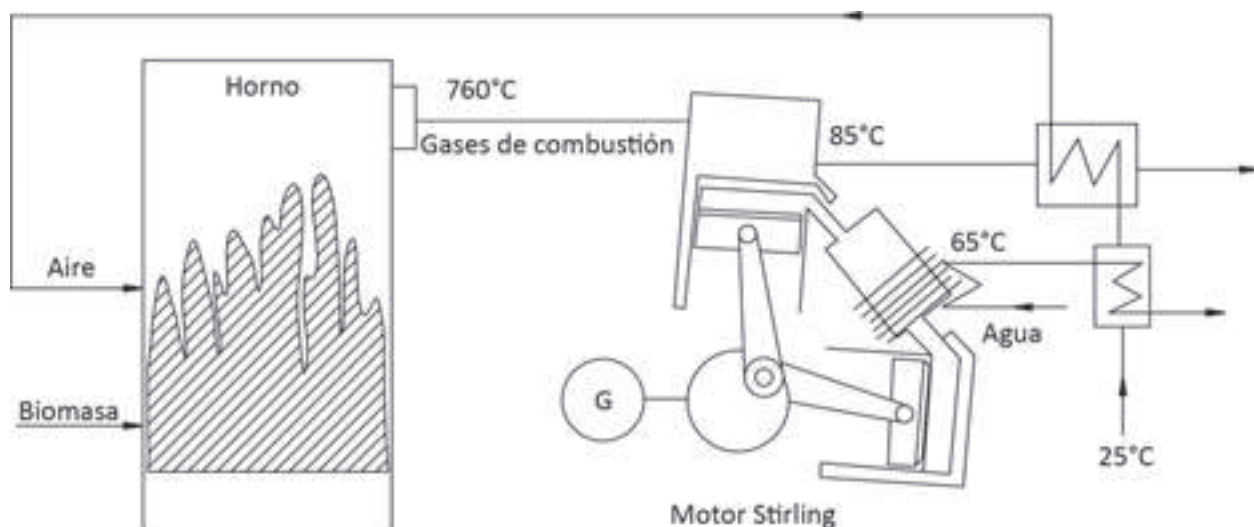


Figura 7.28 Esquema de sistema horno de biomasa acoplado a un motor Stirling.

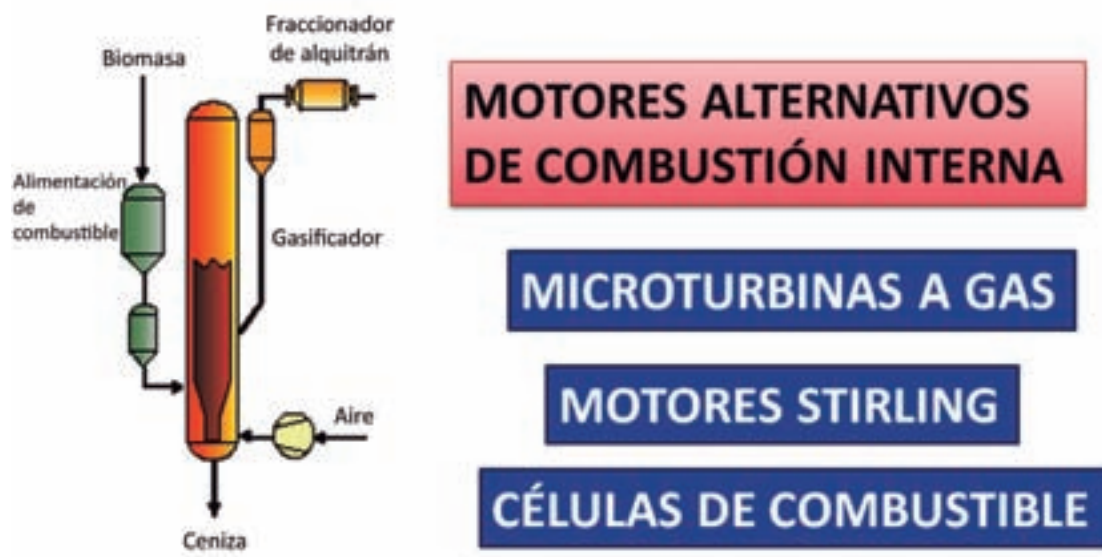


Figura 7.29 Equipos que pueden ser acoplados a gasificadores para la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa.

al., [28] presentan un extenso estudio sobre las dificultades en la operación de motores de combustión interna acoplados a gasificadores. Otro factor a considerar es la necesidad incorporar un sistema de limpieza del gas (Figura 7.31) a fin de reducir los contaminantes en el gas hasta los niveles permitidos por los fabricantes de motores, generalmente de 100 Mg/Nm³ de alquitrán y 50 Mg/Nm³ de partículas sólidas, con dimensiones menores que 3 μm [29]. Los sistemas de limpieza en aplicaciones con motores generalmente incluyen, en diferentes combinaciones, filtros cerámicos, lavadores de gases (con agua o aceite), precipitadores electrostáticos húmedos y/o filtros de mangas. GTZ [30] llama la atención sobre la presencia de compuestos tóxicos y cancerígenos en el agua de lavado de los gases. Un detalle importante son las emisiones de CO, cuyos valores de concentraciones típicos se encuentran en el rango de 2500 – 4500 mg/Nm³ exceden lo establecido, en algunas normas ambientales vigentes

(el límite permitido en Alemania es de 500 mg/Nm³) [31].

En los últimos años se observa un renovado interés por la tecnología de generación de energía eléctrica a partir de motores de combustión interna. En escala de mediana generación vale la pena destacar las empresas Ankur (Hindú), Xylowatt (Belga) y Motermik (Alemania). Ya en escala de instalaciones de varios MW el General Electric, fabricante de los motores a gas Jenbacher, está realizando proyectos conjuntos con empresas detentoras de tecnologías de gasificación técnicamente consolidadas como Nexterra (Canadá) y EQTEC (España). La tecnología de gasificación de mayor potencial parece ser el gasificador de calentamiento indirecto o dual, como el instalado en la Planta de Gussing en Austria, que alimenta varios motores con potencia total de 8 MWe.

La eficiencia de los sistemas gasificador/motor, depende de su potencia y está en el rango de 30

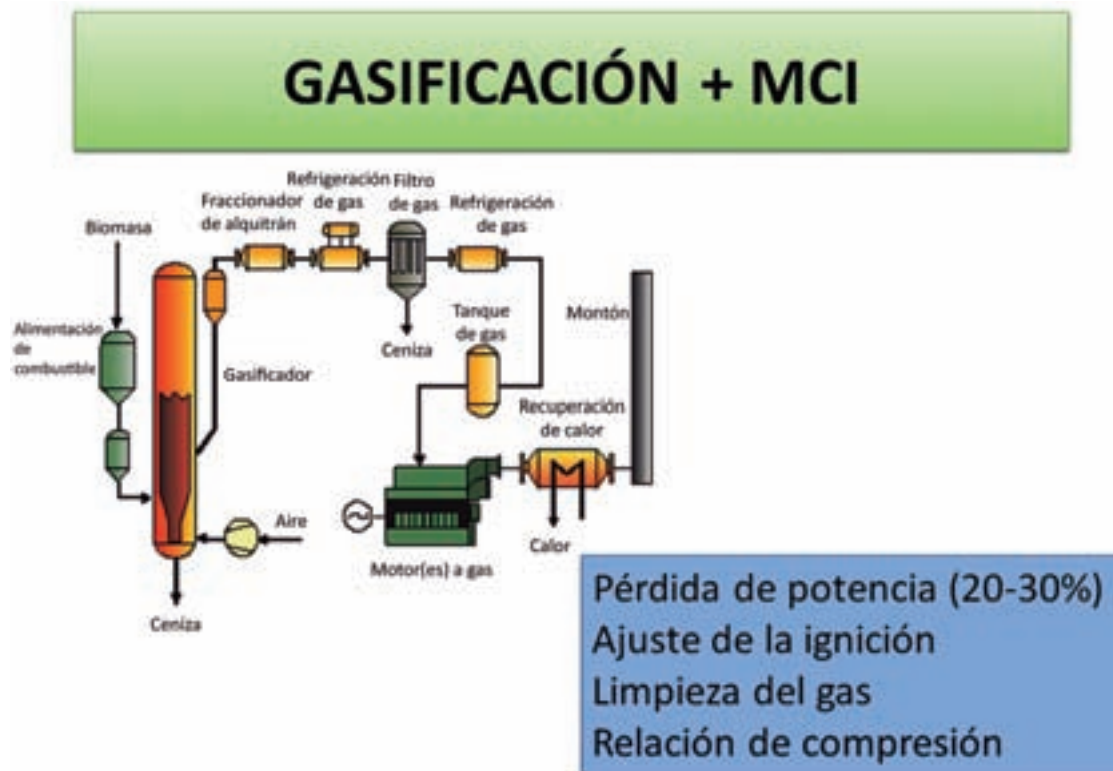


Figura 7.30 Afectaciones y adecuación de la operación del motor para su operación acoplado a un gasificador de biomasa.

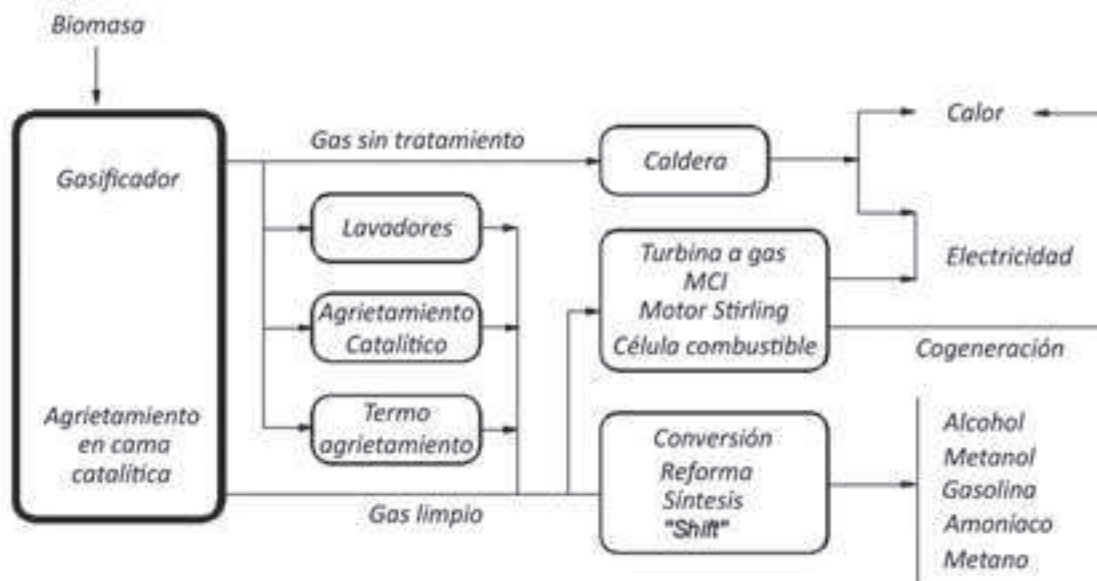
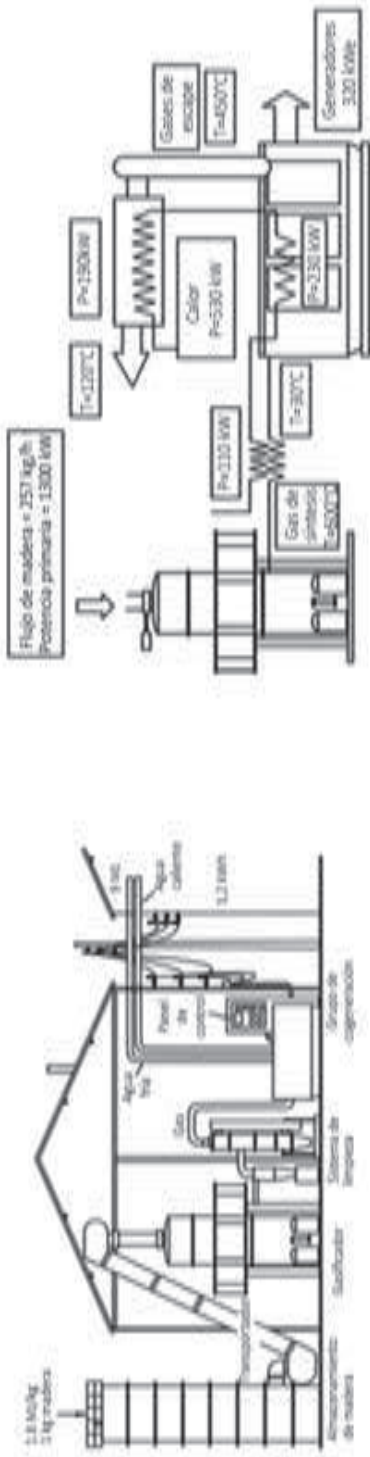


Figura 7.31 Sistema de limpieza de gases para el uso de gasificadores para generación de energía eléctrica y síntesis de biocombustibles.

Pequeña escala 100-300 kW - XYLOWATT



Escala media 2 MW - GUSSING

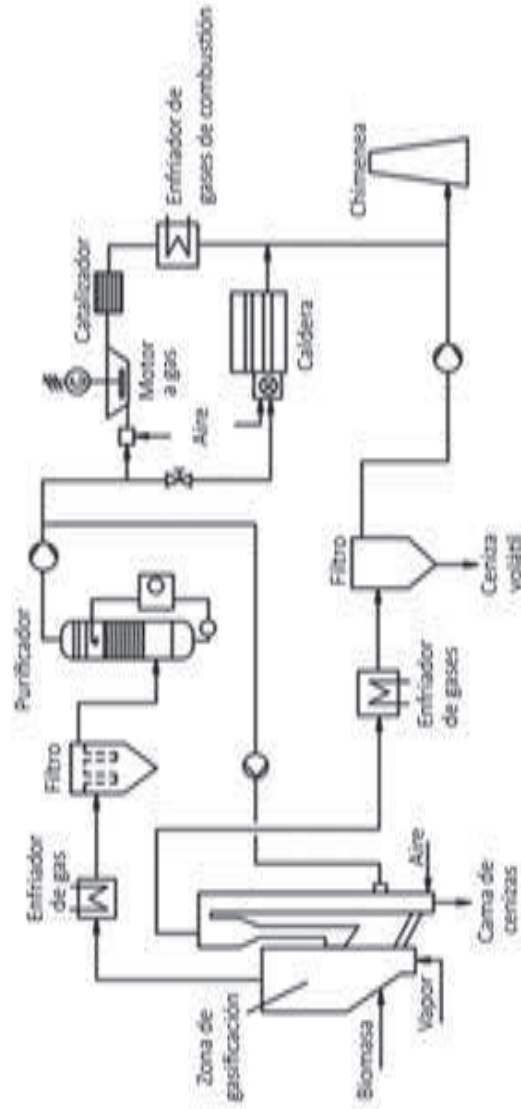


Figura 7.32 Ejemplos de instalaciones gasificador motor de pequeña escala (Xylo Watt) y en escala industrial (Gussing).

– 38 % como mostrado en la Figura 7.33 [32]. Estos valores de eficiencia son típicos de instalaciones industriales con decenas de megavatios de potencia eléctrica. En realidad las instalaciones en el rango de potencia de la minigeneración se caracterizan por menores eficiencias: 20-23 % [33]. Una simulación en Aspen Plus de un sistema gasificador/motor de combustión interna de 10 MW resultó en una eficiencia eléctrica de 30 % [34]. Kotowicz et al. [35] calcularon para un sistema gasificador/motor de 1,5 MWe una eficiencia eléctrica de 23 % (para una eficiencia del gasificador de apenas 63 %).

Otras opciones de generación a partir de la gasificación de biomasa, incluyen el acoplamiento de los gasificadores con turbinas a gas, a través de calderas donde se quema el gas de gasificación, turbinas a gas, ciclos combinados, motores Stirling y celdas a combustible. La Tabla 7.3 muestra los indicadores de eficiencia y capacidades típicas de estos sistemas.

Tabla 7.3 Eficiencia (base PCI) y capacidad para las plantas que utilizan gas de gasificación para la generación de energía eléctrica.

Configuración	Eficiencia eléctrica. %	Capacidad nominal, MW
Motores		
- Motores a gas de pequeña capacidad	20-32	0,01-0,5
- Motores a gas de gran capacidad.	26-36	0,5-3,0
- Motores Diésel	23-38	0,01-3
Turbina a vapor	15-35	1-50
Turbina a gas		
- de pequeña capacidad.	24-31	0,8-10
- de gran capacidad	26-31	10-100
Ciclo combinado (Brayton + Rankine)	30-45	1-30
Ciclo combinado (Motor a gas + Rankine)	40-50	1-10
Célula a combustible	35-60	0,01-1
Motor Stirling	11-20	<0,1

Fuente: adaptado de [36]

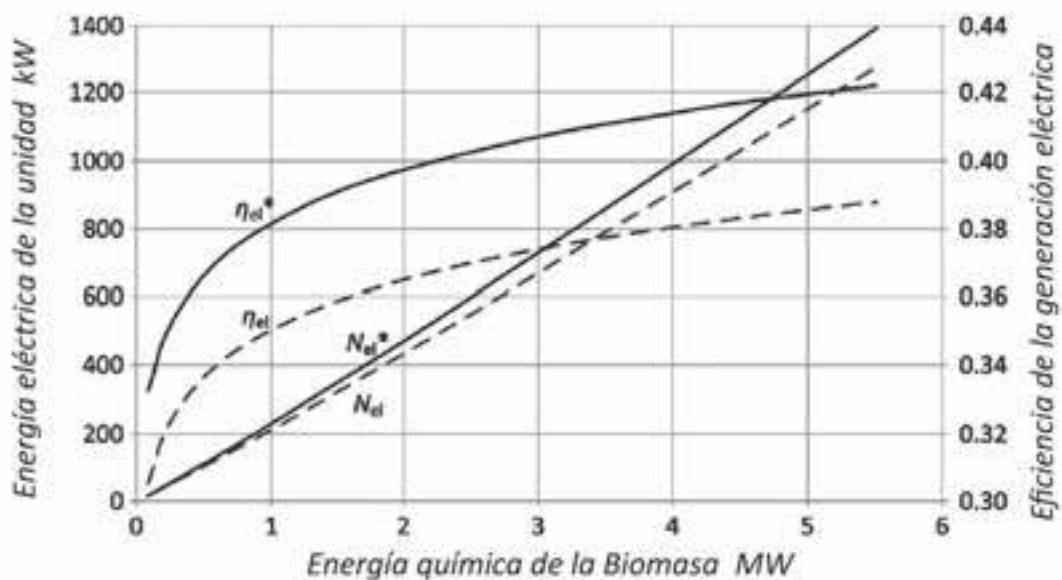


Figura 7.33 Eficiencia eléctrica y potencia de sistemas gasificador/motor (línea discontinua) y las referencias correspondientes para el caso de la operación del motor con gas natural

Fuente: [32]

COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS

Sobre varias de las tecnologías analizadas existen informaciones dispersas e incompletas en relación a las eficiencias y principalmente a sus costos. La Tabla 7.4 muestra el estado del arte de las tecnologías descritas en este capítulo. Se puede concluir que la tecnología comercial por

excelencia es el Ciclo Rankine Convencional a Vapor. En etapas iniciales de comercialización están los Sistemas ORC, los Ciclos a Vapor con Motores de Pistón y de Tornillo Sin fin, así como los sistemas Gasificador/Motor.

Los datos sobre costos de inversión, O&M y costos de generación para las diferentes tecnologías son escasos. Sin embargo, es evidentemente que deben esperarse costos específicos altos para la generación en pequeña escala. Figura 7.34.

Tabla 7.4 Estado del arte de diferentes tecnologías para la generación con biomasa.

Tecnología	Estado del arte		
	En desarrollo	Plantas pilotos y demostrativas	Comercial
Ciclo Rankine Convencional			***
Ciclo Rankine Orgánico-ORC			**
Motores a Vapor de Pistón		***	
Motores a Vapor en Espiral o Tipo Scroll	***		
Turbina a Vapor Radial		***	
Turbina a Gas de Quema Externa-EFGT		***	
Motores Stirling		***	
Sistema gasificador – Motor de Combustión Interna			**

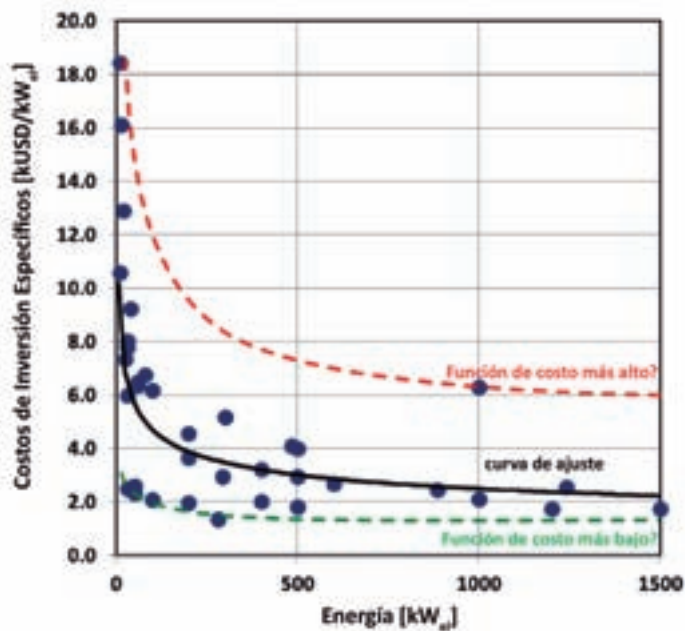


Figura 7.34 Costo específico de sistemas ORC

Fuente: [37]

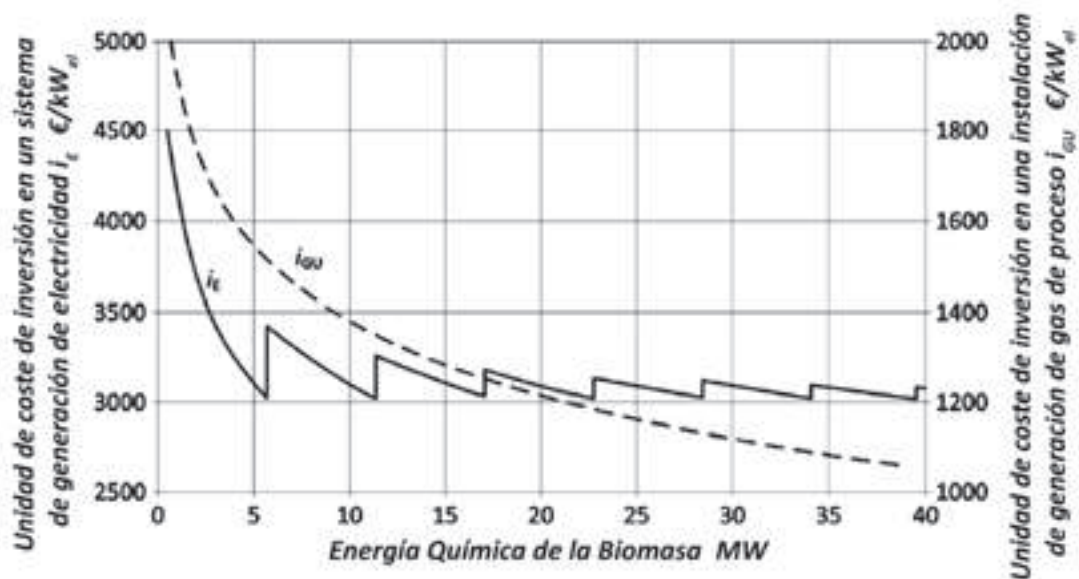


Figura 7.35 Inversión específica del sistema gasificador/motor (i_e) y del gasificador (i_{GU}) en dependencia de la potencia térmica del sistema calculada a partir del input de biomasa) [32]

muestra, para el caso de la tecnología ORC, la variación de los costos con la capacidad de generación y la amplia diferencia existente entre los costos mínimos y máximos reportados. Un gráfico semejante para los sistemas gasificador/motor es mostrado en la Figura 7.35.

La información sobre los costos específicos de diferentes sistemas ya instalados es poca e imprecisa como resumida para instalaciones de 600 – 1000 kW_e. Los valores más altos se refieren a instalaciones completas incluyendo la obra civil. Las referencias bibliográficas utilizadas fueron: Moerschner et al. [38], Prieto [39] Di Prima e Santarossa [13] Energrouop Bio-Renovables S [40] y Kosmadakis et al. [41].

- Ciclo a Vapor: Aproximadamente 6.500 USD/kW_e.
- Ciclo Orgánico Rankine – ORC: de 6.200 a 10.700 USD/kW_e.
- Motor a Vapor: 6.100 USD/kW_e.
- Sistema Gasificador/Motor: de 5.300 a 17.850 USD/kW_e.

CONCLUSIONES

Existe un gran interés por la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa tanto en escala mini, como mediana e industrial. Las tecnologías que ya están en etapa comercial son el ciclo Rankine convencional, el ORC y los sistemas gasificador/Motor. Las eficiencias eléctricas de generación van desde 10 hasta más de 30 %, siendo el sistema más eficiente el compuesto por el conjunto gasificador / motor de combustión interna. En relación con los costos no fue posible encontrar informaciones coherentes y consolidadas, esto debido al hecho de existir un número relativamente pequeño de fabricantes y un volumen de comercialización reducido, lo que hace con que cada proyecto tenga un precio individualizado.

En los próximos años estas tecnologías deben tener una mayor penetración en el mercado y los precios deben ser menores atendiendo a sus respectivas curvas de aprendizaje..

REFERENCIAS

- [1] M. Inkson y B. Misplon, «Co-generation thermodynamics revisited,» *Proceedings of the International Society of Sugar Cane Technologists*, vol. 26, pp. 1145–1155, 2007.
- [2] P. C. Azzolini, «Novos conceitos para geração de energia,» Simpósio Internacional e Mostra de Tecnologia da Indústria Sucroalcooleira–SIMTEC, 2007. [En línea]. Available: <http://www.simtec.com.br/palestras/simcoger2007.htm>. [Último acceso: 16 Diciembre 2007].
- [3] A. Piterou, S. Schackley y P. Upham, «Project Arbre: Lessons for bioenergy developers and policy makers,» *Energy Policy*, vol. 36, nº 6, pp. 2044–2050, 2008.
- [4] S. Pang y J. Li, «BIGCC systems for New Zealand: an overview and perspective,» *New Zealand Journal of Forestry*, vol. 51, nº 2, pp. 7–12, 2006.
- [5] I. Vaja y A. Gambarotta, «Internal combustion engine (ICE) bottoming with organic Rankine cycles (ORCs),» *Energy*, vol. 35, nº 2, pp. 1084–1093, 2010.
- [6] A. M. Delgado-Torres y L. García-Rodríguez, «Analysis and optimization of the low temperature solar organic Rankine cycle (ORC),» *Energy Conversion and Management*, vol. 51, nº 12, pp. 2846–2856, 2010.
- [7] J. Saitoh, N. Yamada y S. Wakashima, «Solar Rankine cycle using scroll expander,» *Journal of Environment and Engineering*, vol. 2, nº 1, pp. 708–719, 2007.
- [8] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef y V. Lemort, «Techno-economic survey of Organic rankine Cycle (ORC) systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 168–186, 2013.
- [9] J. Larjola, A. Husitalo y T. Turukem-Saaresti, «Background and Summary of Commercial ORC Development and Exploitation,» de *First International Seminar on ORC Power Systems*, Tu-Delft, 2011.
- [10] S. Quoilin, S. Declaye y V. Lemort, «Expansion machine and fluids selection for the organic Rankine cycle,» de *7th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics*, Antalya, Turquía, 2010.
- [11] M. Z. Stijepovic, P. Linke, A. I. Papadopoulos y A. S. Grujic, «On the Role of Working Fluid Properties in Organic Rankine Cycle Performance,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 36, pp. 406–413, 2012.
- [12] B. F. Tchanche, G. Lambrinos, A. Frangoudakis y G. Papadakis, «Low grade heat conversion into power using organic Rankine cycles: a review of various applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 8, pp. 3963–3979, 2011.
- [13] M. Prima y S. Santarossa, «Modern ORC systems for sustainable use of wood biomass and waste heat,» de *13th Energy Management Conference*, Portorož, Slovenia, 2011.
- [14] I. Obernberger, H. Carlsen y F. Biedermann, «State-of-the-art and future developments regarding small-scale biomass CHP systems with special focus on ORC and Stirling engines Technologies,» de *International Nordic Bioenergy 2003 conference*, 2003.
- [15] T. Agustin, «Small scale biomass co-generation with modern steam engines,» de *IEA–Workshop Copenhagen*, Copenhagen, 2010.
- [16] H. Leibowitz, I. K. Smith y N. Stosic, «Cost effective small scale ORC systems for power recovery from low grade heat sources,» de *ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, Chicago, Illinois, USA, 2006.
- [17] M. Lorenz, «Biomasse–KWK mit einem Dampf–Schraubenmotor,» Köhler Ziegler, 2006. [En línea]. Available: http://www.hessenenergie.de/Downloads/DI-Nach/dln-tfbio/dln-tfbio-pdfs/4_TF-Lorenz_K.u.Z.pdf.
- [18] H. Kuwabara, M. Nishimura, M. Matsukuma y T. D. 2. p. 1.-2. h.-0. Matsui, «Micro Steam Energy generator,» *KOBELCO Technology Review*, pp. 16–22, 2010.

- [19] V. Lemort, S. Quoilin, C. Cuevas y J. Lebrun, «Testing and modeling a scroll expander integrated into an Organic Rankine Cycle,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 29, nº 14–15, pp. 3094–3102, 2009.
- [20] A. Yoshida y O. Matsutani, «Development and Approach to Future Market of the Eco-Radial Steam Turbine Generator,» *Kobelco Technology Review*, vol. 32, pp. 45-50, 2013.
- [21] S. T. K. S. H. H. K. Y. H. Nakano, «A 150 kW radial inflow steam turbine system for the bottoming cycle of reciprocating engines,» *Journal of Turbomachinery–ASME*, vol. 7, pp. 2297-2307, 2010.
- [22] P. Welch y P. Boyle, «New turbines to enable efficient geothermal power plants,» *GRC Transactions*, vol. 33, pp. 765-772, 2009.
- [23] T. Kobayashi, H. Kuwabara, M. Mitsuda y H. Furutani, «Power generating system with 100 kW radial turbine,» *Nippon Kikai Gakkai Doryoku*, vol. 11, pp. 241-242, 2001.
- [24] Z. Ma y A. Turan, «Finite time thermodynamic modeling of an indirectly fired gas turbine cycle,» de *Proceedings of the Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Chengdu, 2010.
- [25] M. Kautz y U. Hansen, «The externally fired gas turbine (EFGT Cycle) for decentralized use of biomass,» *Applied Energy*, vol. 84, pp. 795-805, 2007.
- [26] C. M. Invernizzi, P. Lora y R. Snadrini, «Biomass Combined Cycles Based on Externally Fired Gas Turbines and Organic Rankine Expanders,» *Proceedings IME, part A*, vol. 1226, nº 8, pp. 1055-1066, 2012.
- [27] S. Barsali y G. Ludovici, *Externally fired micro gas turbine (75 kW) for combined heat and power generation from solid biomass: Concept, efficiency, cost, and experiences from pilot and commercial plants in Italy*, Italy, 2010.
- [28] J. Martinez, K. Makhamov, R. Andrade y E. Lora, «Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines,» *Renewable Energy*, vol. 38, pp. 1-9, 2012.
- [29] M. Kaltschmitt, H. Hartmann y H. Hofbauer, *Energie as Biomass: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, Springer Verlag, 2009.
- [30] GTZ, «Small scale electricity generation from biomass, Part I – Biomass Gasification,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.gvepinternational.org/sites/default/files/resources/gtz2010-en-small-scale-electricity-generation-from-biomass-part-i.pdf>. [Último acceso: 2014].
- [31] T. Elsenbruch, *Latest developments in the use of wood gas in gas engines*, IDGTE, 2008.
- [32] A. Skorek-Osikowska, Q. Bartela, J. Kotowicz, A. Sobolewski, T. Iluk y L. Remiorz, «The influence of the size of the CHP (combined heat and power) system integrated with a biomass fueled gas generator and piston engine on the thermodynamic and economic effectiveness of electricity and heat generation,» *Energy*, vol. 67, pp. 328-340, 2014.
- [33] B. E., S. M., M. M., V. L., D. C. A. y V. M. M., «State of art of small scale biomass gasification power systems: a review of the different typologies,» *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 247-256, 2014.
- [34] J. Francois, L. Abdelouahed, G. Mauviel, F. Patisson, O. Mirgaux, C. Rogaume, Y. Rogaume, M. Feidt y A. Dufour, «Detailed process modeling of a wood gasification combined heat and power plant,» *Biomass and Bioenergy*, vol. 51, pp. 68-82, 2013.
- [35] J. Kotowicz, A. Sobolewski y T. Iluk, «Energetic analysis of a system integrated with biomass gasification,» *Energy*, vol. 52, pp. 265-278, 2013.
- [36] M. Arnavat, *Performance modelling and validation of biomass gasifiers for trigeneration plants*, Doctoral Thesis. Universitat Rovira e Virgili, 2011.
- [37] A. Rettig, M. Lagler, T. S. T. Lamare, S. V. Li, V. S. Mahadea, S. McCallion y J. Chernushevich, «Application of Organic Rankine Cycles (ORC),» de *World Engineers Convention*, Geneva, 2011.
- [38] J. Moerschner, J. Maier y C. Schmidt, «Steam Motor–or Steam Turbine-Technology: Which one Fits Best for Combined District Heating and Power Supply from Biomass? A Feasibility Study for a Municipality in Southern Germany,» de *2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection*, Rome, 2004.

- [39] F. Prieto, «Evaluation of Commercially Available Small Scale Biomass Electrical Generation Technologies Appropriate to the Yukon,» Energy Mines & Resources, Government of Yukon, Yukon, 2014.
- [40] Energroup Bio-Renovables SL, «Financial study of biomass fuelled plants small scale biomass systems for electricity generation and decentralised energy services workshop,» 2010. [En línea]. Available: https://grecdh.upc.edu/el-grecdh/jornades-1/BIW2010/workshop-presentations/16-05_financial-study-of-biomass-fuelled-plants.pdf. [Último acceso: Agosto 2014].
- [41] G. Kosmadakis, S. Sotirios Karellas y E. Kakaras, Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems, Lecture Notes in Energy 23, London: Springer-Verlag, 2013.

Capítulo 8

Generación de energía a partir de los residuos sólidos urbanos

JOSÉ CARLOS ESCOBAR PALACIO
DIMAS JOSÉ RUA OROZCO
ALINE ISABEL MELO HENRÍQUEZ
ARNALDO MARTÍN MARTÍNEZ REYES
REGINA MAMBELI BARROS
ELECTO EDUARDO SILVA LORA

El presente capítulo resume el enfoque de las tecnologías de tratamiento de residuos sólidos para generación de energía. Debido a la problemática situación que viven las ciudades por la creciente cantidad de residuos sólidos urbanos que generan, y por consiguiente, la demanda incesante en materia de nuevos sitios para su disposición final (botaderos a cielo abierto o rellenos sanitarios), comienzan a evaluarse diferentes tecnologías para el tratamiento de dichos residuos. Para ello, se presentan las características físicas, químicas y biológicas de los residuos sólidos, para tener en cuenta al momento de elegir los procesos de transformación. Para el tratamiento de residuos de tipo orgánico se muestra la ruta microbiológica para degradación de éstos, así como los productos generados, biogás y lixiviados. Por último, las tecnologías de conversión termoquímica; haciendo énfasis en la incineración, siendo ésta la más usada, destacando su relación con el calentamiento global, los principales impactos ambientales, costos y plantas de operación en el mundo; seguido de la gasificación, la pirólisis y las tecnologías basadas en plasma. Por lo expuesto anteriormente, existe una amplia variedad de tecnologías para generación de energía a partir de los diferentes tipos de residuos sólidos como una solución a la problemática. Se debe destacar que su aplicación puede ayudar a minimizar los impactos que la sociedad causa al medio ambiente por el incremento en la generación de éstos con características especiales que complican la disposición final.

Diariamente se generan en todo el mundo Grandes volúmenes de residuos sólidos, lo que constituye un serio problema para la sociedad y el medio ambiente. Por esta razón, desde fines de siglo pasado, ha existido un gran interés por reducir el volumen de los mismos y buscar procesos alternativos al vertido directo en espacios abiertos. A pesar de que existe un gran número de normas establecidas en materia de gestión y prevención de residuos y sostenibilidad, la generación total de residuos sólidos urbanos (RSU) sigue aumentando, lo que —combinado con el creciente problema de agotamiento de los recursos naturales— hace que la transición a la Gestión de Materiales Sostenible (SMM) sea crucial.

En las rutas biológicas se genera el biogás mediante la digestión anaerobia en rellenos sanitarios, así como el generado en las parcelas orgánicas de RSU, utilizando biodigestores y bioreactores, entre otros. La incineración es una de las alternativas de importancia creciente en la eliminación de los RSU, ya que permite disminuir su volumen hasta en un 90%, aunque genera algunos subproductos gaseosos que, de no manejarse adecuadamente, pueden causar la contaminación del ambiente. Además de la incineración, se cuenta con otras tecnologías de conversión termoquímica, como es el caso de la pirólisis y la gasificación, y las basadas en el plasma, para el tratamiento de los residuos permitiendo la obtención de energía eléctrica y/o calor, y otros productos valiosos como, por ejemplo, materiales para la construcción.

RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS: ASPECTOS GENERALES

Residuos sólidos son aquellos en estado sólido, semisólido, así como líquidos y gases, que resultan de las diversas actividades del hombre los cuales se pueden clasificar así:

Respecto a su origen, de la siguiente forma: domiciliarios; de limpieza urbana; de establecimientos comerciales y prestadores de servicios; de los servicios públicos de saneamiento básico; industriales; de servicios de salud; de construcción civil; agroforestales; de servicio de transporte y residuos de minería.

Respecto al grado de peligrosidad: Residuos peligrosos (son aquellos que en base a sus características de corrosividad, reactividad, toxicidad, inflamabilidad, patogenicidad, carcinogénesis, mutagénesis y teratogénesis, presentan un significativo riesgo a la salud pública o a la calidad ambiental) y residuos no peligrosos.

Características físicas, químicas y biológicas

Dentro de las características físicas, se presentan el peso específico aparente (kg/m^3), que es la relación entre el peso del residuo no compactado, y el volumen ocupado por el mismo. La generación per cápita (kg/hab/día) es la cantidad diaria de residuos generados por cada habitante, cuyo valor es importante para el dimensionamiento de

los rellenos sanitarios, o para las plantas de incineración. La composición gravimétrica (%) relaciona la proporción de material dado, respecto a la masa total de residuos y es fundamental para el conocimiento de la proporción de cada material para el correcto gerenciamiento de los RSU, recolección selectiva, o plantas de incineración, lugares para compostaje, etc. Los materiales más frecuentemente encontrados son papel, plásticos, metales, vidrio, materiales orgánicos y otros. El contenido de humedad muestra la cantidad de agua presente en la masa de RSU, expresado como el porcentaje (%), respecto al peso de residuo seco (humedad base seca), o al peso de residuo húmedo (humedad base húmeda).

Dentro de las características químicas se encuentran el potencial de hidrógeno (pH). Resulta de gran importancia la capacidad tampón del medio, que es la propiedad de soportar cambios sin variaciones en el pH. La composición química presenta los valores de carbono, nitrógeno, contenido de cenizas, potasio, calcio, fósforo, residuo mineral total, grasas y residuos minerales solubles. Carbono y nitrógeno son metabolizados en distintas proporciones por los microorganismos, ya sea en condiciones de oxidación o de metabolismo fermentativo. El poder calorífico es la capacidad de desprendimiento de calor (energía) de la masa de los residuos sólidos al ser sometida a procesos de tratamientos térmicos, como por ejemplo, la gasificación y la pirólisis (Tabla 8.1).

Tabla 8.1 Poder calorífico inferior de diferentes residuos y combustibles

RESIDUOS Y COMBUSTIBLES	PCI MJ/Kg	COMPONENTES DE LOS RSU	PCI MJ/kg
Astilla de pino (40% hum.)	11	Poliestireno y polietileno	46
Serrines y virutas (35%)	12	Policloruro de vinilo	19
Cortezas (40%)	13	Cuero	19
Poda de frutales (20)	14	Papel	17
Cáscara de almendra (2)	18	Madera	16
Hulla (2)	29	Grasas	8
Lignito	20	RSU	8–16

Fuente. [1]

Las características biológicas expresan la población microbiana existente en el medio. De acuerdo con el agente oxidante presente en éste, la materia orgánica es digerida (metabolizada) por los microorganismos en el medio anaerobio (en ausencia de oxígeno y presencia de sulfatos y dióxido de Carbono), anóxico (presencia de nitratos) o aerobio (presencia de oxígeno). El ambiente del relleno sanitario define las especies microbianas predominantes, de acuerdo con la afinidad y capacidad de sobrevivencia de las especies en el ambiente. Existen microorganismos esenciales para la degradación de la parte orgánica en ambientes anaerobios como las archaea metanogénicas y demás bacterias fermentativas, así como aquellas que conducen al compostaje aerobio, como son algunas bacterias, hongos y actinomicetos. Microorganismos patógenos son de especial interés en saneamiento (coliformes fecales), ya que deben ser eliminados durante los procesos biológicos de tratamiento, a fin de minimizar riesgos a la salud pública y al medio ambiente.

En el Decreto 1713 de 2002 del Ministro de Desarrollo Económico de Colombia, la Gestión Integral de Residuos Sólidos aparece definida como: “El proceso mediante el cual, a través de un manejo integral de los residuos sólidos, los materiales recuperados se reincorporan al ciclo económico y productivo en forma eficiente, por medio de la reutilización, el reciclaje, la incineración con fines de generación de energía, el compostaje o cualquier otra modalidad que conlleve a beneficios sanitarios, ambientales, sociales y/o económicos” [2]

Atendiendo a las normas establecidas, la gestión de residuos ha evolucionado enfatizando más en la reducción de residuos, recuperación de materiales y reciclado. La Gestión de Materiales Sostenible (GMS) comprende los ciclos de materiales, así como de los conceptos de gestión de residuos, haciendo énfasis en sistemas de ciclo cerrado [3] de los que no forman parte los rellenos sanitarios [4].

Dentro de un sistema de Gestión de Residuos Mejorada (GRM), la prevención y la reutilización/reciclaje se vuelven aún más importantes. En este sistema de gestión, los rellenos sanitarios y vertederos se consideran lugares de almacenamiento temporal en espera de tratamiento adicional, es decir, futuras minas de materiales. La Minería de Relleno Sanitario Mejorada representa un enfoque de valorización múltiple, dirigido a rellenos sanitarios y vertederos. La valorización de residuos es definida como el valor de uso del material, o la conversión de los mismos en energía o combustibles, prestando especial atención a los indicadores ambientales y a los objetivos de sostenibilidad. Por su parte, la fracción no reciclable necesita ser almacenada de nuevo de una manera tal que sea posible la minería futura.

Inconvenientes para valorizar residuos

A la hora de valorizar los residuos según Bosmans *et al.* [4], es de suma importancia el aspecto ambiental, incluyendo las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero. Las materias primas de los residuos pueden contener elementos tales como cloro, azufre y metales pesados, que podrían afectar la calidad de los productos que se forman en el proceso de tratamiento de residuos (por ejemplo, gas de síntesis, cenizas de fondo, escoria vitrificada, etc.). En consecuencia, las tecnologías especiales de reducción deben ser utilizadas para disminuir el contenido de contaminantes en los productos generados y/o en las emisiones al aire, agua y suelo. Un requisito básico para los procesos de tratamiento de residuos es la caracterización adecuada de los materiales contenidos en los flujos disponibles. Los datos de caracterización dan una indicación de la idoneidad de un flujo de residuos, específico para las diferentes opciones de valorización. Además, estos datos son de importancia crucial para determinar la viabilidad técnica y económica.

Otro aspecto importante en la valorización de residuos es la viabilidad económica de Minería

de Relleno Sanitario Mejorada, que depende en gran medida del desarrollo de tecnologías innovadoras con altas eficiencias energéticas [5]. Estas nuevas tecnologías tienen que demostrar su viabilidad económica antes de la implementación a escala completa. Cabe destacar que la legislación ambiental existente se centra principalmente en la eliminación de residuos en rellenos sanitarios y en las técnicas de tratamiento de residuos convencionales, lo que representa una barrera para la introducción de tecnologías innovadoras de valorización de residuos.

Características de los residuos y su influencia en los procesos de obtención de energía

La mayoría de los procesos de transformación de desechos en energía requiere RSU pre-tratados. Las características de la materia prima de los residuos sólidos son afectadas por diversos factores, que van desde el método de almacenamiento (la influencia de la humedad), la madurez (gran variedad de residuos de vertedero excavado), las políticas de clasificación (difiere de un país a otro), entre otros [6]. La implementación exitosa de las tecnologías de conversión de residuos en energía depende de la eficiencia del proceso, que a su vez depende de la calidad del residuo. La Tabla 8.2 muestra los datos

compilados por [4] para la composición de los RSU y los combustibles derivados de los residuos. Las Columnas 1 y 2 son datos obtenidos de Phyllis, [7]. En la columna 3 son obtenidos de CMK, [8] y corresponden a un estudio experimental sobre RSU excavado de un vertedero, llevado a cabo en Bélgica. Mediante la aplicación de técnicas convencionales de pretratamiento (tritución, tamizado, selección, secado y/o peletización), los residuos también han sido transformados en combustibles. Los resultados muestran que la composición de los residuos de éstos según CMK [8], cae dentro de los rangos de valores encontrados en la base de datos Phyllis, [7].

Tanto la pirólisis como la gasificación, a diferencia de la incineración, pueden utilizarse para recuperar el valor químico de los residuos, en lugar de su valor energético. Los productos químicos derivados, en algunos casos, pueden ser utilizados como materia prima para otros procesos o como combustible secundario.

La utilización de los RSU directamente de las fuentes, en procesos para la recuperación de energía, puede conducir a condiciones de funcionamiento variables, e incluso inestables, dando como resultado fluctuaciones de calidad en el producto final. Esto es consecuencia de la

Tabla 8.2 Composición de los RSU y combustibles: valores medios y [min.–máx.]

		RSU	Combustibles derivados de residuos	Datos de estudio experimental
Contenido de agua	% PBH	34,2 [31,0-38,5]	10,8[2,9-38,7]	14,4 [12-35,4]
Volátiles	% PBS+ LC	87,1[87,1]	88,5[74,6-99,4]	80,4
Ceniza	% PBS	33,4[16,6-44,2]	15,8[7,8-34,5]	27,1
Poder Calorífico Neto	MJ/kg daf	18,7[12,1-22,5]	22,6[16,1-29,3]	22
C	% PBS+ LC	49,5[33,9-56,8]	54,6[42,5-68,7]	54,9
H	% PBS+ LC	5,60[1,72-8,46]	8,37[5,84-15,16]	7,38
O	% PBS+ LC	32,4[22,4-38,5]	34,4[15,8-43,7]	ND
N	% PBS+ LC	1,33[0,70-1,95]	0,91[0,22-2,37]	2,03
S	% PBS+ LC	0,51[0,22-1,40]	0,41[0,01-1,27]	0,36

%PBH: % en peso base húmeda; % PBS: % en peso base seca; LC: libre de ceniza; ND: No disponible.

Fuente: [4]

heterogeneidad del material en cuanto a tamaño, forma y composición. Por esta razón, primero se obtiene un combustible derivado de los residuos, que es una forma procesada de los RSU, que luego es utilizado como entrada al sistema de generación de energía [9]. Con el fin de mejorar las características de manejo y la homogeneidad del material, el proceso de convertir los RSU en combustibles está constituido por diferentes etapas: trituración, tamizado, selección, secado y/o peletización.

Con la conversión de los RSU a combustibles, se consigue un poder calorífico más alto, composiciones físicas y químicas más homogéneas, emisiones contaminantes más bajas, menor contenido de cenizas, la reducción del exceso de aire requerido durante la combustión y—por último—facilita el almacenamiento, manejo y transporte [10]. Por lo tanto, es recomendado encontrar un equilibrio entre el aumento de los costos de producción y la reducción potencial de los costos en el diseño y operación del sistema.

RUTA MICROBIOLÓGICA DE LA DEGRADACIÓN DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

En la ruta biológica de la digestión anaerobia la materia orgánica compleja (hidratos de carbono, lípidos, proteínas, etc.) son transformados por las bacterias hidrolíticas en la primera etapa (hidrólisis). El producto metabólico de tales bacterias es la materia orgánica simple (azúcares, aminoácidos, además de hidrógeno y dióxido de carbono, etc.) y es el sustrato para las bacterias acidogénicas, que producen soportes para los ácidos grasos más volátiles (AGVs), además de propionato, butirato, hidrógeno, etc., en la segunda etapa (acidogénesis). El producto de esta etapa es metabolizado en la tercera etapa (acetogénesis) por las bacterias acetogénicas que generan acetato (precursor del metano) e hidrógeno y dióxido de carbono. Esta etapa tiene un gran valor respecto

a la producción y consumo de hidrógeno, debido a la amplia gama de bacterias, manteniendo el pH del medio, gracias también a la conservación de la alcalinidad por los bicarbonatos. La cuarta etapa (metanogénesis) comprende la generación de metano por medio de la acción de las archaea metanogénicas hidrogenotróficas (a partir del hidrógeno y dióxido de carbono), y de las archaea metanogénicas acetoclásticas (a partir de acetato) responsables por el 30% y 70%, respectivamente, de la producción de metano en el sistema. En la quinta etapa, se produce la sulfhidrogénesis en razón de la proporción de Demanda Química de Oxígeno (DQO) / sulfato en los residuos, debido a que las bacterias reductoras de sulfato (BRS) compiten con las archaea metanogénicas por el sustrato acetato, para la reducción de sulfato a gas sulfhídrico, un gas corrosivo y de mal olor.

Existe una gran preocupación en cuanto a la generación de hidrógeno en el sistema y el control del pH ya que regula la acidificación del sistema.

Generalmente, el desempeño en la digestión anaerobia, como es el caso de compostaje anaerobio, es expresado como una producción de metano en relación a la unidad de material de alimentación, ya sea en forma de DQO, sólidos totales (ST), sólidos volátiles (SV), humedad, o productividad de metano ($\text{m}^3\text{CH}_4/\text{m}^3\text{reactor/día}$) [11], [12]. Respecto a la presencia de SV, Raposo *et al.* [12] advertían que no todos los SV son iguales y se presentan diferentes tasas y magnitudes de biodegradación durante la digestión anaerobia, una vez que la sustancia orgánica es capaz de ser subdividida en grasas, proteínas, carbohidratos y lignina.

El sustrato puede ser preparado previamente para mejorar la producción de biogás, mediante los procedimientos siguientes [13], [11]:

- Pretratamientos químicos. Se basan en reacciones oxidativas, siendo las más comunes la ozonización y la adición química (alcalina y ácida). En este último caso, el

pH ideal para la metanogénesis está en el rango entre 7,0 y 7,8.

- Pretratamientos físicos. Incluye pretratamientos mecánicos y térmicos, así como la irradiación de microondas y ultrasonido.
- Pretratamientos biológicos. Incluyen la adición de enzimas que soportan reacciones biológicas dentro de los digestores anaerobios de la parte orgánica de RSU y el uso de microorganismos con alta capacidad de degradar un sustrato.
- También se pueden utilizar tecnologías de purificación de biogás que pueden incluir la extracción de vapor de agua condensado, extracción de gas sulfhídrico y dióxido de carbono.

Conforme Kapdi *et al.* [14], en el caso de la purificación del biogás (CO_2 scrubbing), se aplica el método de absorción físico-químico, ya que es eficaz incluso con caudales bajos, en las plantas de biogás existentes, cuyos principales procesos son descritos a continuación.

El proceso de absorción de contra corriente, que disuelve el CO_2 y el H_2S en agua, los cuales son recogidos en la parte inferior de una torre, y el agua puede ser reciclada enviándola para la primera torre de lavado. Por lo tanto, el proceso implica el uso de agua a presión, así como un absorbente.

El proceso criogénico se basa en una separación del biogás en el que hay condensación fraccionada y destilación a bajas temperaturas.

El proceso de separación por membranas trabaja bajo el principio de que algunos componentes del biogás bruto pasan a través de una membrana fina (< 1 mm), mientras que otros son retenidos por medio de la diferencia de presión parcial a través de la membrana.

A su vez, el proceso de adsorción incluye la transferencia de soluto en la corriente de gas hacia la superficie de un material sólido (resultado de fuerzas físicas de Van der Waals).

El proceso de conversión química es usado después que la eliminación masiva haya sido lograda por otros métodos. Un ejemplo es la metanización, en que el CO_2 y H_2O son convertidos catalíticamente en metano y agua [14].

Una vez purificado, el biogás necesita ser almacenado y comprimido, para ser aprovechado energéticamente. En este sentido, Kapdi *et al.* [14] advirtió que por cuanto el biogás contiene principalmente metano, no se puede almacenar descuidadamente y se debe mantener a temperatura ambiente.

Calidad del biogás

El biogás varía su calidad a lo largo del tiempo, en función de diversos factores presentes en la masa de residuos y del grado de maduración de los mismos. La Figura 8.1 presenta las diferentes etapas de la degradación y la consiguiente calidad de biogás producido: fase aerobia, en que el O_2 está presente dentro de la célula sanitaria y decae con el tiempo; la fase anaerobia no metanogénica, en que predominan las reacciones intermedias, y no se observa producción de metano; la fase metanogénica inestable, en la cual la producción de metano aumenta con el tiempo; y la fase metanogénica estable, en que la producción de metano pasa a ser relativamente constante.

Lixiviados

Además de biogás, otro subproducto de la degradación de los RSU en el ambiente anaeróbico del relleno sanitario, es el líquido residual, cuya composición puede variar a lo largo del tiempo, en función de la presencia de un receptor de electrones (O_2 , NO_3^{2-} , SO_4^{2-} , CO_2), así como de las condiciones que afectan la degradación microbiológica: la temperatura; especificidades del sustrato, como es el pH; la composición gravimétrica; la composición de la parcela orgánica de los RSU; la humedad y—por último— las condiciones operacionales (capa de cobertura del relleno, compactación, entre otros factores).

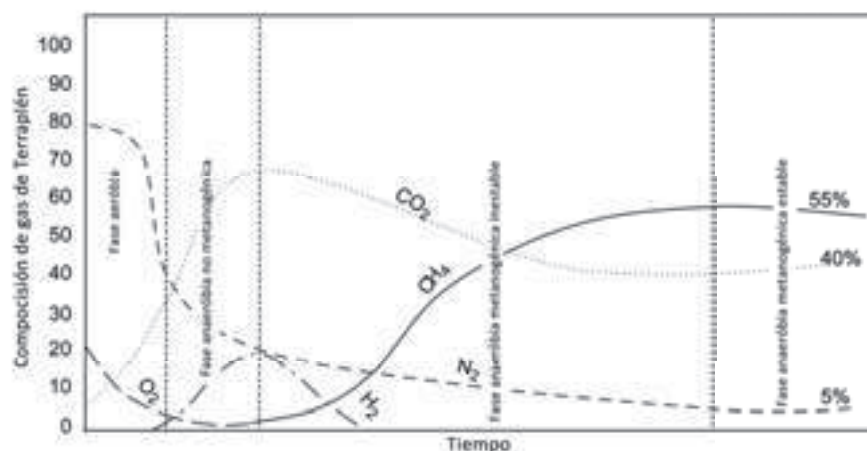


Figura 8.1 Fases de la degradación de los residuos.

De cualquier modo, hay una producción de lixiviados en mayor o menor proporción, con valores apreciables de Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO), DQO y de Nitrógeno en forma amoniacal, y—por lo tanto—con gran potencial contaminante, mayor que el presentado en los alcantarillados in natura. A pesar del esfuerzo en el drenaje, el lixiviado en la fase operacional y posterior al cierre, debe protegerse del agua de lluvia para evitar la infiltración a través de las capas sanitarias.

Una vez generados los lixiviados, hay que tratar el subproducto, lo que puede realizarse—en dependencia de su composición—mediante tratamientos biológicos, precedidos o no por tratamientos físico—químicos en lagunas de tratamiento (es lo más usual). En caso de que el lixiviado sea drenado para ser tratado en una Estación de Tratamiento de Aguas Residuales (ETAR), se debe predecir en el dimensionamiento de ésta, la carga adicional de DQO/DBO y nitrógeno amoniacal, a fin de no sobrecargar el sistema.

Ejemplos de plantas

Las plantas de aprovechamiento energético de biogás de rellenos deben poseer un sistema de drenaje, debiendo tener una protección contra

fugas de biogás a la atmósfera, un condensador (cuyo efluente sea encaminado para tratamiento conjunto con el lixiviado), además de un sistema de purificación y de compresión del biogás para su posterior aprovechamiento energético.

El biogás puede utilizarse en la producción de vapor o agua caliente para el calentamiento de locales y también para la generación de energía eléctrica por medio de turbogenerador de vapor. También puede ser usado como combustible en motores de combustión interna (para potencias entre 800 kW y 1MW) o turbinas a gas (Pe > 3MW).

Scano *et al.* [15] estudiaron la digestión anaerobia de una planta piloto por medio del uso de residuos de frutas y verduras como único sustrato, con capacidad de 35 kg/d y Tiempo de Retención Hidráulica (TDH) de 27 días. Los resultados de los autores demostraron que la carga orgánica ideal varía entre 2,5-3,0 kgVS/m³ y la de producción específica media de biogás fue de cerca de 0,78 Nm³/kgVS, con un rendimiento específico de metano de cerca de 0,43 Nm³/kgVS. Los resultados experimentales se ampliaron a una planta de digestión anaerobia en gran escala, a fin de realizar el tratamiento de todos los residuos de frutas y verduras producidos por el Mercado

Atacadista de Sardenha (9 t/d). Según Scano *et al.* [15], la estimación de producción diaria de metano (290 Nm³/d) llevó al dimensionamiento de una unidad de cogeneración con una potencia de 42 kW, y una producción de energía de 300 MWh/año.

Un ejemplo brasilero es el relleno de Cariacica (1995 – 2017) que tiene una capacidad instalada de 11 MW, y se planifica expandir el sistema de recolección de biogás a dos capas cerradas, a fin de aumentar el caudal del biogás hasta más de 2500 m³/h. La reducción de las emisiones fue de 20500 tCO₂e. El costo del capital del proyecto estimado es de U\$ 1,1 millones [16].

TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN TERMOQUÍMICA DE LOS RSU

Las principales tecnologías de conversión termoquímica disponibles son: la incineración (combustión oxidativa completa), gasificación (oxidación parcial), pirólisis (degradación térmica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno) y tecnologías basadas en plasma (combinación de pirólisis/gasificación de la fracción orgánica y plasma con la vitrificación de la fracción inorgánica de residuos suministrados).

Incineración

El objetivo de la incineración de residuos, es someterlos a un tratamiento determinado con el fin de reducir su volumen y peligrosidad, seleccionándolos y concentrándolos, o destruyendo las sustancias potencialmente nocivas. Los procesos de incineración también pueden ofrecer un medio que permita la recuperación del contenido energético, mineral o químico de los residuos [17].

Existen diferentes procesos y tecnologías para la reducción térmica de residuos sólidos, pero un procedimiento general es el siguiente, inicialmente se reciben los residuos y materias primas, luego se almacenan de manera adecuada,

y posteriormente se realiza el pre-procesamiento de residuos, que incluye tratamientos in situ y operaciones de mezcla, donde se verifica una separación de los residuos más voluminosos, y se llevan a cabo los procesos de trituración, tamizado, separación y densificación. Posteriormente, se procede a la incineración, que incluye la carga de residuos en el horno, mezcla de los residuos, inyección del aire, combustión y postcombustión.

Las principales etapas del proceso de incineración son: secado y volatilización; la pirólisis y gasificación, y la oxidación. Estas etapas individuales, generalmente se superponen, lo que significa que la separación espacial y temporal de las mismas durante la incineración de residuos sólo puede ser posible en una medida limitada. Sin embargo, es posible influir en estos procesos con el fin de reducir las emisiones contaminantes, por ejemplo, mediante el uso de medidas tales como el diseño del horno, distribución del aire y la ingeniería de control [4].

Durante las últimas décadas, la mayoría de los países industrializados con densidades de población elevadas, han empleado la incineración como procedimiento alternativo al vertedero controlado, para el tratamiento de los residuos sólidos urbanos. Precisamente, el poder calorífico del material a incinerar y el potencial contaminante de las emisiones son dos causas que han hecho evolucionar los sistemas de incineración hacia procedimientos capaces de alcanzar mayores rendimientos en la combustión y mayor eficacia en la eliminación de contaminantes [17].

Los residuos son, por lo general, materiales altamente heterogéneos, compuestos esencialmente por sustancias orgánicas, minerales, metales y agua y—durante la incineración—se generan diferentes gases (CO₂, H₂O, O₂, N₂) que contienen la mayor parte de la energía liberada en forma de calor durante su combustión. Además, obedeciendo a la composición del material incinerado y las condiciones de funcionamiento, aparecen

cantidades menores de otros gases: CO, HCl, HF, HBr, HI, NO_x, SO₂, dibenzo-p-dioxinas policloradas y albenzofuranos policlorados, bifenilos policlorados y compuestos de metales pesados, que se forman o se mantienen [18]. Sin embargo, la incineración de residuos puede ser un método amigable con el medio ambiente, si se combina con la recuperación de energía, control de las emisiones y un método apropiado de eliminación de los residuos finales. En función de las temperaturas de combustión durante las etapas principales de la incineración, los metales pesados, volátiles y compuestos inorgánicos (por ejemplo, sales) son total o parcialmente evaporados. Estas sustancias se transfieren desde los residuos de entrada tanto para los gases de combustión como para las cenizas volátiles [4].

El proceso de combustión de la fase gaseosa se produce en fracciones de segundo y libera energía de forma simultánea. Cuando el poder calorífico del residuo y el suministro de oxígeno es suficiente, esto puede producir la reacción térmica en cadena y la combustión auto-sustentada, es decir, que no requiere la adición de otros combustibles. El poder calorífico del residuo constituye un factor determinante en la economía de la incineración [19].

La composición de los residuos está determinada por cuatro elementos: humedad, cenizas, volátiles y carbono fijo, que se determinan mediante el llamado análisis inmediato y se realiza de acuerdo con procedimientos normalizados.

Es importante profundizar en la composición y características de las cenizas contenidas en los residuos. El contenido de metales pesados es muy importante, ya que pueden quedar en las cenizas finales del proceso, o pasar a la fase gaseosa (en el caso de metales volátiles), o formar compuestos de As, Cd, Pb o Hg, que tendrán que ser eliminados para satisfacer los límites de emisión exigidos por la legislación. Otra de las características de las cenizas es su fusibilidad, que depende no sólo de su composición, sino también del carácter más o menos oxidante de la atmósfera en la que se

lleve a cabo la incineración. En los incineradores de RSU, las cenizas de fondo constituyen, aproximadamente, entre el 25 y el 30%, en peso, de la entrada de residuos sólidos. El tratamiento adicional puede mejorar las características de las cenizas de fondo y permitiría su uso en hormigón y otros materiales de construcción. En particular, la vitrificación recibe mucha atención, como una tecnología prometedora para la transformación de dichas cenizas en materiales inertes. Sin embargo, dado que es un proceso intensivo de energía que implica altos costos, su uso sólo puede justificarse si se puede fabricar un producto de alta calidad. La investigación en este campo está en curso [20]. La cantidad de cenizas volátiles es mucho más baja, por lo general 1-5%, en peso, de los sólidos de entrada [21].

La incineración, por ser una tecnología altamente compleja, implica grandes inversiones y grandes costos operativos. El montaje de una planta es una decisión importante y hay que tener en cuenta el nivel de energía, la contribución económica general y la reducción de emisiones a la atmósfera.

La Figura 8.2 muestra el esquema de una planta de incineración con recuperación de energía para la producción de vapor y generación de energía eléctrica

Tipos de Hornos Incineradores

El objetivo de los hornos incineradores es la eliminación total del residuo utilizando las altas temperaturas controladas, hasta transformarlo en cenizas. Para ello es necesario su cuidadoso diseño, a fin de garantizar la adecuada capacidad de carga, temperatura y el suministro de aire y combustible. Para obtener la mayor eficiencia en el proceso, es esencial la disponibilidad de oxígeno, que se suministra con el aire en cantidades superiores a la estequiométrica y que se determina en función de la composición del combustible que se va a incinerar y del tipo de horno utilizado [23].

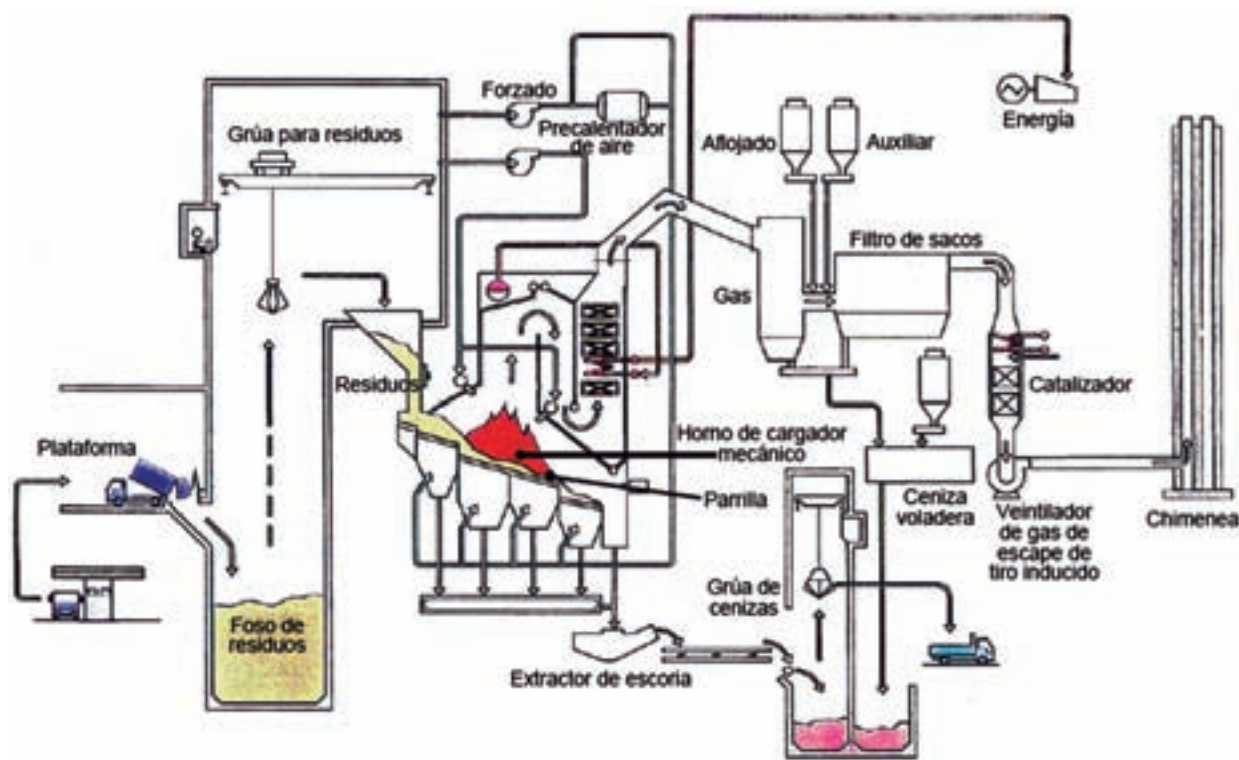


Figura 8.2 Esquema de una planta de incineración con recuperación de energía

Fuente: [22].

La forma física de los residuos es uno de los factores determinantes para poder elegir el tipo de horno. Sin embargo, existen otras características a tener en cuenta, como son: composición elemental del residuo (C, H, O, P, Cl, F, I, Br, N, S, metales y cenizas), poder calorífico inferior, contenido de inertes, corrosividad, cantidad y calidad de los contaminantes potenciales en los efluentes.

Existen varios tipos y diseños de incineradores, desarrollados para el tratamiento de los diferentes residuos, contemplando—en particular—el estado físico de los mismos. Los principales tipos de hornos que permiten dar una respuesta a estos requisitos del proceso de incineración son los siguientes: rotatorios, de parrilla, de lechos fluidizados y de inyección líquida.

Los incineradores rotatorios son los más versátiles, debido a que son utilizados para cualquier

residuo sólido, lodos y líquidos. Por ello, estas unidades están frecuentemente incorporadas en plantas de incineración comercial. Esta tecnología se utiliza también con frecuencia para residuos clínicos. Sin embargo, es menos usado para residuos urbanos.

Incineradores de Hornos de Parrilla

Son utilizados ampliamente para la incineración de residuos urbanos mixtos. Aproximadamente un 90 % de RSU en Europa es tratado en parrillas. Sin embargo, también pueden ser tratados residuos comerciales e industriales no peligrosos, lodos de alcantarillado y algunos residuos clínicos. Este tipo de horno es adecuado también para residuos grandes e irregulares.

La temperatura que puede soportar la parrilla es muy inferior a la de un refractario, de ahí la necesidad del enfriamiento con aire.

Hornos de Lecho Fluidizado

Este horno ha sido usado para el tratamiento de materiales con bajo Poder Calorífico Inferior (PCI) y para materiales polidispersos. Es ideal para la incineración de residuos sólidos y/o pastosos, lodos de alcantarillado, fangos, carbón, lignito, biomasa y otros.

Los hornos de lecho fluidizado pueden ser de tipo circulante o burbujeante. En éste las velocidades del aire son mayores y los sólidos que son arrastrados son separados en ciclones y de ahí retornan para la cámara de combustión. Las temperaturas de operación son normalmente mantenidas en un rango de 760 a 870 °C y el exceso de aire está en el rango de 25 a 150 %.

Hornos de Inyección Líquida

Son aplicables casi exclusivamente para los residuos líquidos bombeables, con poca viscosidad. Pueden ser verticales u horizontales. Las temperaturas de operación están en el rango de 1000 a 1600 °C y los tiempos de residencia entre 1,5 y 2 segundos.

Los incineradores verticales de inyección líquida son los preferidos cuando los residuos tienen alto contenido de sales inorgánicas y de cenizas fundibles, mientras que los horizontales pueden ser usados con residuos con bajo contenido de cenizas.

Eficiencias de las plantas de Incineración

Los niveles de eficiencia de estos sistemas ha ido aumentando [18] y se reportan eficiencias eléctricas netas de 22-26% para plantas de incineración. Sin embargo existe una planta de cuarta generación construida en Holanda por Amsterdam's Afval Energie Bedrijf (AEB), que ha reportado eficiencias eléctricas netas superiores al 30% lo que muestra que la tecnología de incineradores pueden alcanzar tanto un alto nivel de energía, así como la recuperación de materiales [24]. Las cenizas volátiles se separan en un electro-filtro y se puede utilizar en hormigón asfáltico. El yeso es otro subproducto del tratamiento de gases de combustión, que puede ser utilizado en la producción de materiales de construcción. La Tabla 8.3 presenta algunos indicadores de eficiencia alcanzados en plantas de incineración.

Con relación a la generación de energía eléctrica ciertos factores son cruciales en el desempeño de una planta. Ellos son [25]: incrementos en los parámetros de vapor (presión y temperatura del vapor sobrecalentado), reducción de las pérdidas de calor con los gases de escape, temperatura de condensación (utilizar condensadores resfriados con agua en lugar de enfriados por aire), optimización de los ciclos térmicos (recalentamiento intermedio), funcionamiento estable y seguro.

Tabla 8.3 Indicadores de eficiencia en plantas de incineración

Salidas	Eficiencia	Usos
Calor	80 a 90 % de eficiencia térmica	Calefacción urbana local para edificios. (Residenciales y comerciales) o para procesos industriales.
energía eléctrica*	15% (Eficiencia promedio), 22% (Eficiencia actual con las tecnologías actuales) 30% (Nuevas plantas con tecnologías avanzadas)	Puede ser comercializada con la red eléctrica e industrias.
Calor y energía eléctrica	Depende de la demanda específica de calor y energía eléctrica.	Combinación de los usos anteriormente mencionados.

* La menor eficiencia es típica de instalaciones más antiguas y es posible que en el futuro la eficiencia de la generación de energía eléctrica a partir de la incineración aumente aún más.

Fuente: [38]

La temperatura del vapor está limitada principalmente por la corrosión por cloro en las superficies de transferencia de calor, debido a los gases de combustión. Altas temperaturas del vapor pueden alcanzarse a través de la mejora en la resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en dichas superficies y—en parte—mediante un control de operación estable de la incineración de residuos en el ciclo completo. Otra opción es realizar el sobrecalentamiento del vapor desde temperaturas “seguras” (desde el punto de vista de la corrosión por cloro) en el ciclo a vapor, de aproximadamente 300-320 °C, hasta 520 °C en una caldera de recuperación que utiliza los gases de escape de una turbina a gas. De esta manera se consigue aumentar la eficiencia del ciclo de generación y simultáneamente controlar la intensidad de la corrosión por cloro.

En el pasado, la incineración de residuos era una tecnología destinada apenas a la reducción del volumen y la destrucción de sustancias nocivas con el fin de evitar los riesgos para la salud humana. Hoy en día, se combina casi siempre con la recuperación de energía (en forma de energía eléctrica y/o calor), la cual se ha incrementado con el tiempo. Dinamarca y Suecia han sido líderes en el uso de la energía generada a partir de la incineración desde hace más de un siglo. En 2005, esta tecnología produjo el 4,8% del consumo de energía eléctrica y el 13,7% del consumo de calor interno total en Dinamarca [26].

Sin embargo, continúan los cuestionamientos en relación con las tecnologías para el uso de la energía de los RSU: ¿Cuál alternativa escoger dentro de la generación de energía eléctrica? a partir de biogás de relleno o de incineración en instalaciones Waste-to-Energy (Energía a Través Residuos, WtE). En este sentido, Leme *et al.* [27] realizaron un estudio comparativo en los ámbitos técnico – económico y ambiental, con dos alternativas: 1. Relleno con uso de turbinas de gas y motores de combustión interna. 2. Incineradores en instalaciones WtE. Los autores desenvuelven

escenarios para los cuales fue estudiado el comportamiento ambiental aplicando Análisis del Ciclo de Vida, en centros urbanos de 100.000, 500.000 y 1.000.000 habitantes, utilizando como características de los RSU los datos actuales recogidos en Betim, MG, Brasil (450.000 habitantes, con producción diaria de 200 toneladas de RSU). Los resultados demostraron que los sistemas de rellenos sanitarios se presentan como la peor opción de gestión de RSU y que solamente cuando es realizada la recuperación de energía desperdiciada es que se puede considerar que se alcanza una mejoría significativa desempeño ambiental. Por otro lado, según los autores, proyectos de plantas WtE, en razón de su elevado costo de instalación, operación y mantenimiento, son muy dependientes de las tasas de tratamiento de RSU.

Incineración de RSU y el Calentamiento Global

El uso de los RSU en plantas para la producción de energía ha sido muy importante para la reducción de las emisiones a la atmósfera de gases contaminantes. Las plantas de incineración de RSU tienen la obligación de cumplir de manera estricta los valores permisibles para las emisiones gaseosas, de acuerdo con la directriz 2000/76/EC, en comparación con las emisiones de otras actividades industriales. Los problemas del pasado, como el aumento de las emisiones de dioxinas han sido superados, debido al estado de arte de los sistemas de limpieza de gases de combustión. Por supuesto, la producción de diversos contaminantes gaseosos depende también de las características fisicoquímicas de la RSU bajo tratamiento. La producción del CH₄ y CO₂ en un relleno sanitario varía entre ciudades y países. Por ejemplo, en Grecia se reporta una producción estimada de CH₄ en rellenos sanitarios que oscila entre 30 y 250 m³/tonelada de RSU seco. Para EE.UU. es de alrededor de 62 m³/tonelada de RSU. En EE.UU. la producción estimada de CO₂ es de 1,32 toneladas/tonelada de RSU, y en

Australia e Israel es de 1,5. Sin embargo, es bien sabido que el CH_4 que se produce en las cantidades significativas mencionadas en rellenos sanitarios es un potente gas de efecto invernadero, que tiene un potencial de calentamiento global de 21 veces la de CO_2 . La producción de CH_4 se evita con la aplicación de métodos de tratamiento termoquímico de los RSU [28].

En la Figura 8.3 se puede observar que las emisiones de CO_2 producidas durante la combustión de RSU para la producción de energía, son significativamente menores que las producidas a partir de los combustibles fósiles convencionales, tales como el lignito, petróleo, antracita y gas natural.

En conclusión, el uso de los residuos en plantas para la producción de energía contribuye significativamente en la reducción del CO_2 en la atmósfera. La energía obtenida a partir del tratamiento térmico de RSU, reduce las emisiones de gases que contribuyen al fenómeno de efecto

invernadero de dos maneras: (1) evita la producción de metano y otros gases de efecto invernadero producidos en rellenos sanitarios y (2) produce menos emisiones de CO_2 en comparación con los combustibles fósiles. Teniendo en cuenta el análisis anterior, los métodos de tratamientos termoquímicos de RSU, son considerados como uno de los métodos más eficientes para la solución del problema de manejo y tratamiento de residuos sólidos municipales para muchos países [29].

Costos

La instalación de una planta de incineración de desechos municipales implica casi siempre un elevado costo de inversión.

El costo total para instalar sistemas de incineración incluyen los asociados con el equipo de recuperación de calor residual (caldera o evaporador), la generación de energía, el acondicionamiento de potencia y la interconexión de los equipos. También incluye los costos indirectos

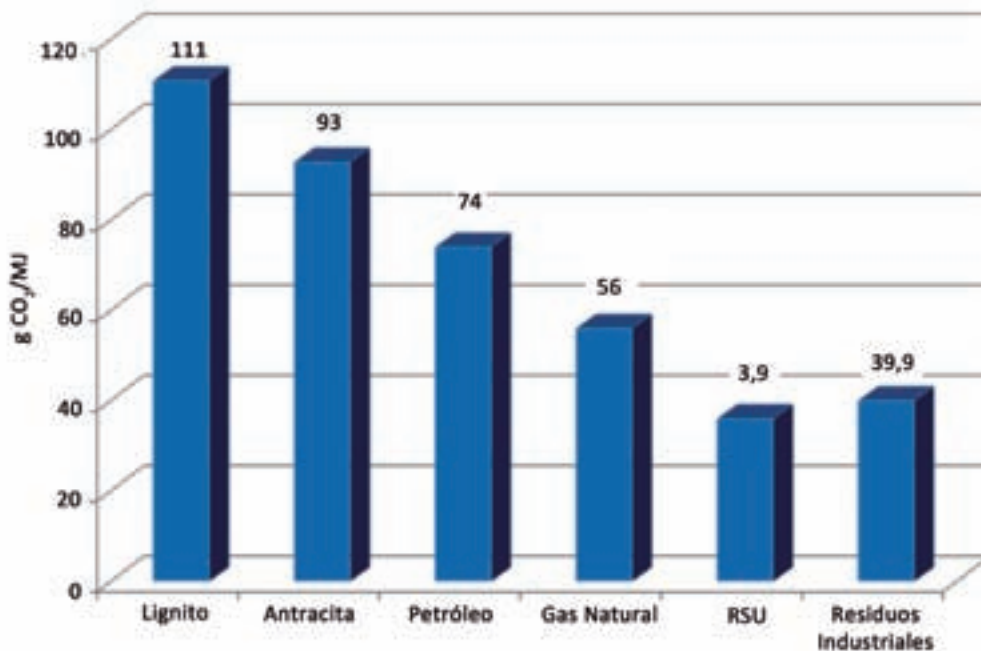


Figura 8.3 Emisiones de CO_2 por diferentes tipos de combustibles

asociados con el diseño, obtención de permisos y la construcción del sistema. Una estimación del costo de producción de energía de los sistemas de incineración se presenta en la Tabla 8.4.

Los costos son representativos e independientes de la capacidad proyectada de las plantas (de 400 kW a 5 MW) y de la complejidad del lugar.

El costo de inversión de una planta grande de incineración de residuos sólidos municipales que procese 320,000 toneladas/año es de alrededor de 142 millones de dólares y el costo de tratamiento por tonelada de residuos es alrededor de 60 dólares/tonelada. Para una instalación media, que procese 150,000 toneladas/año el costo es de alrededor de 88 millones de dólares, y el de operación es de 70 dólares por tonelada de residuos. En una instalación pequeña, de 90,000 toneladas/año de residuos, los costos respectivos serán de 53 y 80 dólares por tonelada tratada.

Principales impactos ambientales

Un tema de gran importancia en cuanto a la incineración es el manejo y gestión de los residuos sólidos a fin de proporcionar una reducción del impacto ambiental global. No obstante, en el curso del funcionamiento de instalaciones de incineración se generan emisiones, cuya existencia y magnitud se ve influenciada por el diseño y el funcionamiento de la instalación.

Los posibles impactos de las instalaciones de incineración de residuos en sí se incluyen en las siguientes categorías: emisiones globales del proceso a la atmósfera y al agua, residuos del proceso,

ruido y vibración, consumo y producción de energía y de materias primas (reactivos) y reducción de los riesgos de almacenamiento/manejo/proceso de residuos peligrosos

Plantas en operación en el mundo

El aprovechamiento energético de los residuos sigue creciendo en todo el mundo, las capacidades de incineración se ha incrementado en un tres por ciento por año entre 2005 y 2010. En los próximos cinco años, este crecimiento puede aumentar a seis por ciento anual. Las capacidades de incineración de todo el mundo para el año 2015 serán el doble de las de diez años antes. Este auge se debe al aumento de la población internacional, el crecimiento urbano y la rigurosidad de la legislación ambiental para el vertido de los residuos municipales en diferentes áreas, lo que conlleva a que la recuperación térmica de residuos se vuelva más atractivo (Figura 8.4).

Gasificación

La gasificación es una oxidación parcial de sustancias orgánicas a temperatura elevada (500-1800 °C) para producir un gas de síntesis (syngas), el cual se puede utilizar como materia prima para la industria química (a través de algunos procesos de reformado), o como combustible para la producción de energía eléctrica y/o calor. El gas de síntesis contiene CO, CO₂, H₂, H₂O, CH₄, trazas de hidrocarburos superiores (etano y propano), gases inertes procedentes del agente de gasificación y diversos contaminantes.

Tabla 8.4 Comparación de costos de poder de calor residual

Costo de los Componentes	
Costo de Instalación	\$2.000–\$4.000
Costo de Generación	
Capital Amortizado \$/kWh	\$0,055–\$0,125
Costo O&M \$/kWh	\$0,005–\$0,020
Costo Total de generación \$/kWh	\$0,060–\$0,125

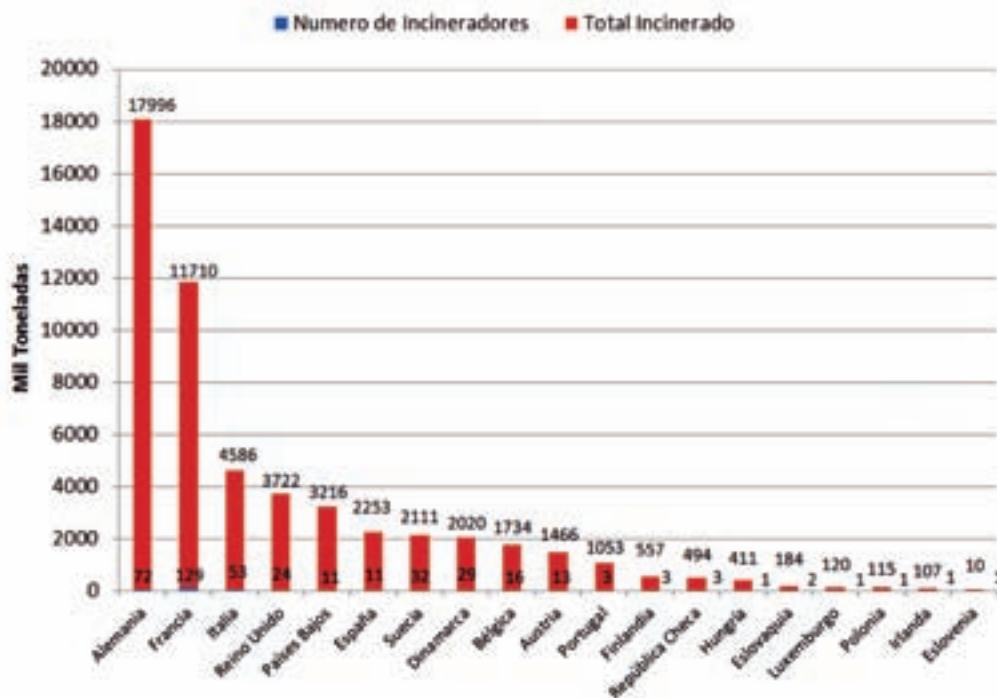


Figura 8.4 Plantas de incineración en el mundo

Existen diferentes procesos de gasificación, que son adecuados para el tratamiento de los RSU, desechos peligrosos y lodos de aguas residuales. Un buen funcionamiento del reactor de gasificación (eficiencia de conversión alta y mínima formación de alquitrán) requiere que las características de los residuos que entran se mantengan dentro de ciertos límites predefinidos.

Los siguientes tipos de reactores de gasificación se encuentran con mayor frecuencia en la práctica: de lecho fijo, de lecho fluidizado, y de flujo arrastrado. En la Tabla 8.5 se resumen las principales características de cada tipo de gasificador. La materia prima (residuos) debe ser pretratada para su utilización en los gasificadores. Los residuos peligrosos pueden ser gasificados directamente si son líquidos o finamente granulados.

Pirólisis

La pirólisis es un proceso termoquímico, ya sea en ausencia completa de un agente oxidante, o

con sólo una cantidad limitada (gasificación parcial), con el fin de proporcionar la energía térmica necesaria para la pirólisis. Se emplean temperaturas relativamente bajas (400-900° C) en comparación con la gasificación (alrededor a 700 °C). Se obtienen tres productos: gas de pirólisis, el líquido de pirólisis y el coque sólido. Las proporciones relativas de cada uno de ellos dependen en gran medida del método de pirólisis y de los parámetros del proceso en el reactor.

Las plantas de pirólisis para el tratamiento de residuos, por lo general, incluyen las siguientes etapas básicas del proceso [4]:

1. Preparación y molienda: el molino mejora y homogeniza la calidad de los residuos obtenidos para el procesamiento identificando así la transferencia de calor.
2. Secado: una etapa de secado separada mejora el poder calorífico neto de los gases de proceso y aumenta la eficiencia de las reacciones gas-sólido en el reactor.

Tabla 8.5 Características del proceso de los tres tipos de gasificadores principales para el tratamiento de residuos.

	Lecho fijo	Lecho fluidizado	Flujo arrastrado
Descripción del proceso	<ul style="list-style-type: none"> - Corrientes descendentes: se mueven los sólidos hacia abajo, el gas se mueve hacia abajo. - Corriente ascendente: se mueven hacia abajo los sólidos, el gas se mueve hacia arriba 	<ul style="list-style-type: none"> -Burbujeo: baja velocidad del gas, el material inerte se mantiene en el reactor. - Circulante: el material inerte es decantado, separado y recirculado 	<ul style="list-style-type: none"> -De tipo de lecho fluidizado. -Normalmente sin sólidos inertes, alta velocidad de gas. - Se puede usar como reactor ciclónico
Temperatura de proceso [C]	1000	800-850	1200-1500
Observaciones	<ul style="list-style-type: none"> -Construcción simple y robusta. - Necesaria materia prima finamente granulada. - Corriente descendente: necesario combustibles con bajo contenido de humedad, bajo contenido de alquitrán en el gas producido. - Corriente ascendente: baja temperatura del gas de salida, altos niveles de alquitrán en el gas producido. 	<ul style="list-style-type: none"> -Un mayor intervalo de tolerancia al tamaño de las partículas que con los de lechos fijos. - Los niveles de alquitrán moderados en el gas producto. - Burbujeante: tolera variaciones en la calidad del combustible. - Circulante: operación más difícil que con los de lechos fijos. 	<ul style="list-style-type: none"> .- Requerida materia prima finamente granulada. - Bajo contenido de alquitrán y metano en el gas producido. - Escorificación potencial de cenizas.

Fuente: [4]

3. La pirólisis de residuos: además del gas de pirólisis, se acumula un residuo sólido que contiene carbono, y porciones minerales y metálicas.
4. El tratamiento secundario de gas de pirólisis y el coque de pirólisis: a través de la condensación de los gases para la extracción de mezclas de aceites energéticamente utilizables y/o incineración de gas y coque para la destrucción de los componentes orgánicos y la utilización simultánea de energía.

Los reactores de pirólisis convencionales tienen una de las siguientes configuraciones: de lecho fijo, de lecho fluidizado, de flujo arrastrado, de lecho móvil, horno rotativo, etc., y con frecuencia requieren tratamiento previo de residuos. La interacción entre un gran número de fenómenos termoquímicos se traduce en una gran diversidad de sustancias obtenidas y aumenta la complejidad del proceso. Varios cientos de compuestos diferentes son producidos durante la pirólisis de residuos, y muchos de ellos aún no han sido identificados. Un conocimiento profundo de las características y la concentración de los efluentes a tratar es esencial, sobre todo cuando

se refiere a las sustancias peligrosas. La utilidad de la pirólisis para la producción de combustible secundario o recuperación de sustancias a partir de residuos depende de la presencia de agentes contaminantes potenciales, lo que podría hacer difícil de usar los productos de la pirólisis.

Procesos combinados

Además de los procesos individuales (incineración, gasificación o pirólisis), también se aplican combinaciones de ellos, eventualmente complementados con otros procesos de fusión (por ejemplo, destilación). Unos pocos ejemplos de tecnologías disponibles se describen brevemente en la Tabla 8.6.

Tecnologías basadas en el plasma

El plasma se conoce como el cuarto estado de la materia. La presencia de especies gaseosas cargadas hace que el plasma sea altamente reactivo y que se comporte significativamente diferente de otros gases, sólidos o líquidos. La energía necesaria para crear un plasma puede ser térmica o transportada por una corriente eléctrica o de radiaciones electromagnéticas.

La aplicación de sistemas basados en el plasma para la gestión de residuos es un concepto

Tabla 8.6 Ejemplos de combinación de procesos para el tratamiento de residuos.

Combinación	Materia prima
Pirólisis-gasificación	RSU, Residuos Industriales no peligrosos, Residuos de partes automotriz
Gasificación-combustión	Amplia variedad de residuos (tamaño máx.: 300 mm)
Pirólisis-destilación	Metal impregnado (Cobre Cromado Arsénico), Residuos de madera

Fuente: [4]

relativamente nuevo y ofrece algunas ventajas [30]. Las altas densidades de energía y temperaturas que se pueden conseguir en ellos permiten alcanzar una alta velocidad de transferencia de calor y de reactivos, que posibilita reducir el tamaño de la instalación para un caudal de residuos dado, y permite también fundir materiales de alto punto de fusión lo que incrementa la reducción de volumen global de los residuos. Dado que la energía eléctrica es la fuente de energía utilizada, no es necesaria la combustión de una parte de los gases combustibles generados, lo que aumenta la capacidad de control y flexibilidad del proceso. Por otra parte, dicha energía es cara, lo que convierte las consideraciones económicas en la barrera más fuerte para el uso de plasmas en el tratamiento de residuos. Esta tecnología es atractiva cuando el valor de los productos compensa los costos reales.

Las tecnologías de plasma para el tratamiento de residuos se pueden dividir en diferentes categorías [30]: la pirólisis por plasma, gasificación por plasma, plasma- compactación- vitrificación, y combinaciones de los tres ya mencionados (en particular para los residuos sólidos con alto contenido de orgánicos).

Pirólisis por plasma

Entre los diferentes procesos de tratamiento de residuos con plasma, se han realizado los más amplios estudios científicos sobre la pirólisis por plasma [31], [32], [33]. Los diferentes tipos de residuos orgánicos, que van desde neumáticos usados y plástico hasta residuos agrícolas y desechos hospitalarios, han sido sometidos a pruebas de

pirólisis por plasma en proyectos de laboratorio y a escala piloto [34]. Este procedimiento, al utilizarse en residuos orgánicos, por lo general da lugar a dos corrientes de producto: un gas combustible y un residuo carbonoso (char). Los experimentos de laboratorio han demostrado que la pirólisis por plasma ofrece un potencial para la recuperación del carbono negro de neumáticos usados [34]. Aunque se han logrado importantes avances de investigación en esta área en los últimos años, todavía hay considerables desafíos técnicos para desarrollar y modificar los procesos de pirólisis por plasma para el tratamiento de flujos de residuos sólidos en aplicaciones industriales [4].

En el caso de líquidos y gases peligrosos, esta tecnología es cada vez más importante y actualmente está probada comercialmente. En el proceso PLASCON (desarrollado por CSIRO y SRL Plasma Ltd. en Australia, y ahora propiedad de DoloMatrix International Ltd.) se aplica la misma para los residuos de fluidos que contienen hidrocarburos halogenados, los CFC, HFC, PCB y otros componentes dañinos. En la actualidad, diez plantas están operando en Australia, Japón, EE.UU. y México [30].

Gasificación por plasma y vitrificación

Las condiciones de alta temperatura que se alcanzan en la gasificación por plasma llevan a la descomposición de los compuestos orgánicos en sus constituyentes elementales, formando un gas de síntesis de alta energía, que consiste principalmente de hidrógeno y monóxido de carbono. La energía contenida en este plasma permite el uso de combustibles con bajo contenido de energía,

tales como residuos domésticos e industriales, que a menudo no pueden sostener su propia gasificación sin un combustible adicional. Por un lado, el alquitrán, char y las dioxinas se descomponen, resultando en un gas de síntesis más limpio en comparación con los procesos de gasificación convencionales. La fracción inorgánica (vidrio, metales, silicatos, metales pesados) se funde y se convierte en una densa, inerte y no lixiviada escoria vitrificada. El gas de síntesis se puede utilizar para la producción eficiente de la energía eléctrica y/o calor, o combustibles líquidos de segunda

generación; por ejemplo, diésel Fischer Tropsch [35]. La escoria vitrificada debe ser inerte para los procesos de lixiviación y, en consecuencia, aplicable como aditivo de material de construcción [36].

En algunas aplicaciones puede ser ventajoso usar oxígeno como gas de plasma ya que esto reduce el flujo de gas total en el reactor, así como la cantidad de nitrógeno [30].

La Tabla 8.7 muestra los consumos específicos de energía eléctrica para una serie de procesos de tratamiento de residuos mediante la gasificación por plasma [30].

Tabla 8.7 Requisitos de potencia eléctrica en procesos de gasificación por plasma [4].

Tecnología de gasificación por plasma	Materia prima	Consumo específico eléctrico [kWh/ton]
Westinghouse Plasma Corp. (Japan)	RSU + Residuos de Partes Automotrices	400
Europlasma (France, Japan)	Cenizas volantes	800-1300
Tetronics (United Kingdom)	Cenizas de fondo	550
Integrated Environmental Technologies (USA)	Desechos médicos	1100
Pyrogenesis Corporation (Canada)	RSU	845

Fuente: [4]

REFERENCIAS

- [1] A. Romero, «La incineración de residuos: está justificado el rechazo social?», *Revista Académica Ciencias Exactas Fis. Nat.*, vol. 104, nº 1, pp. 175-187, 2010.
- [2] *Decreto 1713. Por el cual se reglamenta la Ley 142 de 1994, la Ley 632 de 2000 y la Ley 689 de 2001, en relación con la prestación del servicio público de aseo, y el Decreto Ley 2811 de 1974 y la Ley 99 de 1993 en relación con la Gestión Integral.*, 2002.
- [3] P. Jones, D. Geysen, Y. Tielemans, S. Van Passel, Y. Pontikes, B. Blanpain, M. Quaghebeur y N. Hoekstra, «Enhanced Landfill Mining in view of multiple resource recovery: a critical review», *Journal of Cleaner Production*, vol. 55, pp. 45-55, 2013.
- [4] A. Bosmans, I. Vanderreydt, D. Geysen y L. Helsen, «The crucial role of Waste to-Energy technologies in enhanced landfill mining: a technology review.», *Journal of Cleaner Production*, vol. 55, pp. 10-23, 2013.
- [5] S. Van Passel, M. Dubois, J. Eyckmans, S. de Gheldere, F. Ang, P. Jones y K. Van Acker, «The economics of enhanced landfill mining: private and societal performance drivers», *Journal of cleaner production*, vol. 55, pp. 92-102, 2013.
- [6] M. Quaghebeur, B. Laenen, D. Geysen, P. Nielsen, Y. Pontikes, T. Van Gerven y J. Spooren, «Characterization of landfilled materials: screening of the enhanced landfill mining potential», *Journal of Cleaner Production*, vol. 55, pp. 72-83, 2013.

- [7] ECN–Energy research Centre of the Netherlands (ECN). , «Phyllis–The Composition of Biomass and Waste,» ECN, 2011. [En línea]. Available: <http://www.ecn.nl/phyllis/>. [Último acceso: 2014].
- [8] CMK, «Closing the Circle, een demonstratie van Enhanced Landfill Mining (ELFM),» Centrum voor Milieukunde (CMK). Universiteit Hasselt., 2010.
- [9] A. Klein, *Gasification: an alternative process for energy recovery and disposal of municipal solid wastes*, New York: PhD thesis. Columbia University, 2002.
- [10] NETL, «Advantages of Gasification–Feedstock Flexibility,» NETL, 2012. [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/advantage-of-gasification>. [Último acceso: 2014].
- [11] M. Carlsson, A. Lagerkvist y F. Morgan-Sagastume, «The effects of substrate pre-treatment on anaerobic digestion systems: A review,» *Waste Management*, vol. 32, nº 9, pp. 1634-1650, 2012.
- [12] F. Raposo, M. De La Rubia, V. Fernández-Cegri y R. Borja, «Anaerobic digestion of solid organic substrates in batch mode: An overview relating to methane yields and experimental procedures,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 1, pp. 861-877, 2012.
- [13] A. Cesaro y V. Belgiorno, «Pretreatment methods to improve anaerobic biodegradability of organic municipal solid waste fractions.,» *Chemical Engineering Journal*, vol. 240, nº 15, pp. 24-37, 2014.
- [14] S. Kapdi, V. Vijay, S. Rajesh y R. Prasad, «Biogas scrubbing, compression and storage: perspective and prospectus in Indian context,» *Renewable Energy*, vol. 30, nº 8, pp. 1195-1202, 2005.
- [15] E. Scano, C. Asquer, A. Pistis, L. Ortu, V. Demontis y D. Cocco, «Biogas from anaerobic digestion of fruit and vegetable wastes: Experimental results on pilot-scale and preliminary performance evaluation of a full-scale power plant,» *Energy Conversion and Management*, vol. 77, pp. 22-30, 2014.
- [16] ISWA–International Solid Waste Association, «Global Methane Initiative–International Best Practices Guide for LFGE Projects,» USEPA–United States Environmental Protection Agency, Washington, 2012.
- [17] EPA (Environmental Protection Agency). , «Requirements for quality assurance Project plans. EPA QA/R – 5.,» 2001. [En línea]. Available: <http://www.epa.gov/quality/qs-docs/r5-final.pdf> Washington.. [Último acceso: 2013].
- [18] BREF, *Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration*, Madrid: Comisión Europea, 2006.
- [19] IDAE–Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, «Situación y potencial de calorización energética directa de residuos. Estudio técnico PER 2011 – 2020,» IDAE, Madrid, 2011.
- [20] L. Schabbach, G. Bolelli, F. Andreola, I. Lancellotti y L. Barbieri, «Valorization of MSWI bottom ash through ceramic glazing process: a new technology,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 23, nº 1, pp. 147-157, 2012.
- [21] Emis, «Energie- & milieu-informatiesysteem voor het Vlaams Gewest.,» 2010. [En línea]. Available: <http://www.emis.vito.be/> . [Último acceso: 2014].
- [22] Jase-W, «Productos y Tecnologías Japonesas de Punta para el Ahorro Inteligente de Energía,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.jase-w.eccj.or.jp/technologies-s/pdf/electricity/E-08.pdf>. [Último acceso: 2014].
- [23] BREF, *Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea para Incineración de Residuos*, Madrid: Gobierno de España. Comisión Europea, 2011.
- [24] M. Van Berlo, «Value from waste. Amsterdam’s vision on the 4th generation Waste-2-Energy,» de *ISWA congress*, Amsterdam, 2007.
- [25] WMW- Waste Management World, «Maximising electrical efficiency at waste to energy plants,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.waste-management-world.com/articles/2011/01/maximising-electrical-efficiency-at-waste-to-energy-plants.html>. [Último acceso: 2014].

- [26] H. Kleis y S. Dalagar, 100 Years Of Waste Incineration in Denmark – from Refuse Destruction Plants to High-technology Energy Works, Denmark: Babcock & Wilcox Volund y Ramboll, 2007.
- [27] M. Leme, M. H. Rocha, E. Silva, O. Venturini, B. Lopes y C. Ferreira, «Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal S,» *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 87, pp. 8-20, 2014.
- [28] R. Barros, Tratado sobre Resíduos Sólidos: Gestão, Uso e Sustentabilidade, Rio de Janeiro: Interciência; Minas Gerais: Acta, 2013, p. 376.
- [29] ADEME, «technical, Environmental and economic assessment of plasco Energy Group gasification process using plasma torches. Etu,» French Environment and energy management Agency–LADAME, 2009.
- [30] J. Heberlein y A. Murphy, «Thermal plasma waste treatment,» *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 41, nº 5, 2008.
- [31] A. Murphy y P. Kovitya, «Mathematical model and laser-scattering temperatura measurements of a direct-current plasma torch discharging into air,» *Journal of Applied Physics*, vol. 73, nº 10, pp. 4759-4769., 1993.
- [32] A. Murphy y T. McAllister, «Destruction of ozone-depleting substances in a thermal plasma reactor,» *Applied Physics Letters*, vol. 73, nº 4, pp. 459-461, 1998.
- [33] A. Murphy y T. McAllister, «Modeling of the physics and chemistry of thermal plasma waste destruction,» *Physics of Plasmas*, vol. 8, nº 5, pp. 2565-2571, 2001.
- [34] H. Huang y L. Tang, «Treatment of organic waste using thermal plasma pyrolysis technology,» *Energy Conversion and Management*, vol. 48, nº 4, pp. 1331-1337, 2007.
- [35] T. Malkow, «Novel and innovative pyrolysis and gasification technologies for energy efficient and environmentally sound MSW disposal,» *Waste Management*, vol. 24, nº 1, pp. 53-79, 2004.
- [36] N. Lapa, J. Santos Oliveira, S. Camacho y L. Circeo, «An ecotoxic risk assessment of residue materials produced by the plasma pyrolysis/vitrification (PP/V) process,» *Waste Management*, vol. 22, nº 3, pp. 335-342, 2002.
- [37] A. Bridgwater, «Catalysis in thermal biomass conversion,» *Applied Catalysis A: General*, pp. 5-47, 1994.
- [38] Department for Environment Food & Rural Affairs, «Incineration of Municipal Solid Waste,» 2013. [En línea]. Available: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/221036/pb13889-incineration-municipal-waste.pdf .
- [39] DEPOTECH, «Energie optimierte Abfallwirtschaft,» Gemeinde Amsterdam, Afval Energie Bedrijf, Austria, 2012.
- [40] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, «Incineración y Coincineración,» Gobierno de España, 2013. [En línea]. Available: http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/act-emis/incineracion_coincineracion.aspx. [Último acceso: 2014].

Capítulo 9

Gestión de proyectos

ALFREDO CURBELO ALONSO
BARBARA GAREA MOREDA
PEDRO GUEVARA

La importancia del uso de las fuentes renovables de energía es ya un hecho establecido. A escala mundial se le reconoce como una de las alternativas para lograr la disminución de la emisión de gases efecto invernadero a la atmosfera, a nivel nacional se identifica como un factor que contribuye a la mejora de la balanza de pago del país e incrementar su independencia energética, mientras que a nivel local se asocia con la posibilidad de brindar servicios energéticos de manera sostenible en lugares aislados, la creación de puestos de trabajo y ocasionalmente contribuye a la solución de problemas ambientales.

Sin embargo el reconocimiento de su importancia, no significa automáticamente que se produzca un movimiento masivo para la realización de inversiones dirigidas a materializar el potencial de las fuentes renovables de energía. Hay un grupo de factores que contribuyen a esta situación, algunos son objetivos y otros son resultados de errores cometidos en la ejecución de este tipo de proyecto. Entre estos podemos mencionar:

- Insuficiencias en la evaluación de la disponibilidad del recurso energético renovable.
- Selección y transferencia de una tecnología no apropiada para el tipo de problema a resolver.
- Diseño de la implementación del proyecto sin tener en consideración de manera adecuada aspectos que garantizan su

sostenibilidad, en particular las condiciones sociales y ambientales locales.

- Ausencia de un enfoque de ciclo de vida del proyecto desde el lado del usuario.

Las posibilidades de que estas y otras insuficiencias estén presente en la ejecución de proyectos de energía renovables, pudieran ser menores si se tuvieran en consideración las reglas establecidas por la práctica de la “gestión de proyectos” y que están sistematizadas como una rama de la ciencia de la gestión.

Es necesario alertar que la “gestión de proyecto” está diseñada fundamentalmente desde la óptica del que desarrolla e implementa el proyecto y que termina sus responsabilidades con la entrega de las instalaciones al que las va a operar durante su vida útil. Sin embargo, es precisamente en este periodo de explotación de las instalaciones donde se ponen de manifiesto la mayoría de los problemas que ponen en peligro la sostenibilidad del proyecto. Lo relacionado con “la gestión de la explotación del proyecto de energía renovable” sale del alcance del presente capítulo.

Los proyectos de energía renovable, con los cuales se pretende que el lector se familiarice en los aspectos básicos de la gestión de proyecto, se pueden tipificar en dos casos:

- Es necesario brindar un servicio energético, por ejemplo la electrificación de una comunidad aislada y se requiere definir cuál de las

fuentes de energía disponibles (por ejemplo: fotovoltaica, hidroenergía o biomasa) se utilizará y mediante que tecnología.

- Existe un recurso renovable a nivel local que puede ser utilizado como fuente de energía (excretas de animales, residuos agroindustriales como la cascara de arroz y el aserrín, los residuos forestales, entre otros) y se requiere el diseño de la solución tecnológica más apropiada para ejecutar esta tarea.

Vinculado a la gestión de estos proyectos, hay un grupo de conceptos que son parte de la jerga básica de los que participan de una manera o de otra en actividades para la difusión del aprovechamiento de las fuentes renovables de energía y en especial de las asociadas al aprovechamiento energético de la biomasa.

Entre estos conceptos se encuentran los siguientes: proyecto, gestión de proyecto, factibilidad técnica económica, impacto ambiental, impacto social, etc. Sin embargo la comprensión de su significado, el entendimiento de la utilidad de su uso consciente y la capacidad para adaptarlos a situaciones específicas muchas veces no son suficientes.

Este capítulo pretende que el lector comprenda que significa organizar una actividad como un proyecto, cuales son las etapas del ciclo de vida de un proyecto y las principales exigencias al implementar y evaluar cada una de ellas. En el texto no se aspira a brindar rigurosas definiciones académicas de los conceptos fundamentales, las cuales abundan en la literatura, sino a describir los mismos de manera tal que se comprenda su esencia y que posteriormente el lector sea capaz de aplicarlos creativamente en situaciones concretas.

LA GESTIÓN DE PROYECTOS

Para comprender la temática de la gestión de proyectos, se requiere ante todo abordar dos conceptos básicos: proyecto y gestión.

En este contexto se puede decir que un proyecto es un conjunto de actividades dirigidas a alcanzar determinados propósitos en un plazo de tiempo y de recursos establecidos y bajo determinadas restricciones del entorno [1].

Generalmente los proyectos se formalizan por medio de un documento de proyecto en el que se describe, organiza y planifica la ejecución de las actividades a realizar de manera tal que las posibilidades de no alcanzar los objetivos y resultados previstos se reducen de manera significativa.

Entre las características más significativas de los proyectos se encuentran las siguientes:

1. Representan una solución única a un problema.
2. Tienen un alcance bien definido.
3. Es un esfuerzo que no es repetitivo.
4. Poseen un presupuesto bien definido, que debe ser respetado.
5. Tienen un espacio temporal acotado, con fecha de inicio y fecha de terminación.
6. Se sabe con claridad cuando se logra su terminación.

Por sus propósitos los proyectos pueden ser de diferentes tipos, entre los que se destacan a los efectos de la temática del capítulo los siguientes:

- De investigación – desarrollo. Dirigidos fundamentalmente al desarrollo de nuevos conocimientos o tecnologías.
- De innovación tecnológica. Que se caracterizan por proponerse introducir en el mercado o en el funcionamiento de una organización un nuevo o mejorado producto, servicio o método de gestión organizacional.
- De inversión. Se basan en la creación de capacidades para la producción de productos o para brindar servicios destinados a un mercado determinado, utilizando conocimientos, tecnologías o procedimientos

generalmente bien establecidos en la práctica precedente.

En cualquier caso el logro de los objetivos planificados en un proyecto se alcanzan como resultado de la ejecución exitosa de un conjunto de etapas, que se conoce como el ciclo de vida de un proyecto. Si bien la cantidad de etapas y su contenido dependen del tipo de proyecto, si se pueden identificar tres momentos básicos en su ciclo de vida:

1. Momento de inicio.
2. Momento de implementación.
3. Momento de cierre.

El reconocimiento de este ciclo de vida del proyecto permite evitar el error común de identificar el “proyecto” con el “documento del proyecto”.

La ejecución de las acciones de organización, planificación y dirección que se deben ejecutar en cada etapa del ciclo de vida del proyecto requieren de una actividad altamente especializada conocida como “Gestión de proyecto”. Su propósito está dirigido [2] a:

- Comprender la tarea planteada al proyecto.
- Identificar los resultados que se deben alcanzar para darle solución al problema planteado.
- Determinar los actores principales y sus roles.
- Identificar, planificar y controlar la ejecución de las tareas que deben ejecutarse para alcanzar los resultados.
- Reunir los recursos materiales, financieros y humanos necesarios para alcanzar los objetivos planteados en los plazos y presupuestos especificados.

La gestión de proyecto utiliza conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas específicas para ejecutar las actividades dirigidas al logro

de los objetivos planteados. Estas actividades se agrupan en las siguientes áreas [3]:

- a. Coordinación:

Asegura que las diferentes tareas del proyecto estén debidamente coordinadas entre sí durante la ejecución de las diferentes fases. Se requiere de la realización de acciones para identificar, definir, combinar, unificar, y coordinar varios procesos y actividades en la gestión del proyecto.
- b. Alcance del proyecto:

Ésta área de actividad debe garantizar que solo se realicen en el proyecto las tareas requeridas para alcanzar los resultados previstos, evitando ejecutar trabajos adicionales e innecesarios. Se trata ante todo de identificar y controlar lo que es necesario y lo que no lo es.
- c. De cronograma:

Asegura la ejecución en tiempo del proyecto. Se basa en la información relativa a las tareas acordadas, su secuencia, los recursos necesarios y duración estimada de las mismas. Realiza el control del cumplimiento del cronograma, produce ajustes en el mismo cuando ocurren desviaciones de lo planificado y pronostica futuros escenarios temporales de terminación del proyecto.
- d. De costos:

Asegura que el proyecto se ejecute en el marco del presupuesto aprobado. Incluye la planificación, estimación, elaboración del presupuesto, financiamiento, gestión y control de los costos.
- e. La calidad:

Asegura que los resultados del proyecto satisfagan las necesidades para las cuales fue concebido. Incluye la determinación de las políticas, objetivos y responsabilidades en relación con la gestión de la calidad.
- f. Gestión de los recursos humanos.

Tiene como propósito hacer el uso más efectivo de las personas que intervienen en la ejecución del proyecto. Incluye los procesos dirigidos a la organización, gerencia y conducción de los miembros del equipo de proyecto.

- g. La comunicación:
Satisface las necesidades de información de los diferentes actores del proyecto, tanto externos como internos, para asegurar un efectivo desempeño de sus roles. Incluye la generación, recogida, diseminación, almacenamiento y disposición final de la información del proyecto.
- h. Gestión de riesgo:
Esta dirigida a incrementar la probabilidad e impacto de los eventos positivos, así como a disminuir la de los negativos. Incluye la identificación, análisis, respuesta planificada y control de los riesgos del proyecto.
- i. Las adquisiciones.
Asegura la adquisición de bienes y servicios de fuentes externas al proyecto en los plazos y costos previstos. Incluye el desarrollo y administración de los procesos de contratación y de ejecución de órdenes de compra emitidas por los miembros autorizados del equipo de proyecto.
- j. Gestión de actores.
Esta dirigida a identificar las personas, grupos y organizaciones que pudieran influir sobre el proyecto o ser impactadas por este, analizar las expectativas de los diferentes actores y su influencia en el proyecto y desarrollar una estrategia de gestión apropiada para de manera efectiva involucrar a los actores del proyecto en la toma de decisiones y en su ejecución. Se basa en una comunicación continua con los actores del proyecto para comprender sus necesidades y expectativas, manejar los conflictos de intereses, y fomentar su compromiso con las decisiones y actividades del proyecto.

Para la ejecución de las tareas asociadas a la gestión de proyectos, que se expresan en las áreas de actividad antes descritas, se han desarrollado un gran número de métodos, metodologías, programas de cómputo, etc. Estos últimos pueden ser básicos (hojas de cálculo de Microsoft Office Excel) o complejos (por ejemplo Microsoft Office Project). La selección de las herramientas de

gestión para ser aplicadas en un proyecto dependen de las características del mismo, pues si bien el uso de herramientas simples para proyectos complejos pone en peligro la capacidad de gestionarlo adecuadamente, el caso contrario puede encarecer y complejizar su gestión hasta poderla hacer inoperante.

ETAPAS DEL CICLO DEL PROYECTO

El éxito de un proyecto está estrechamente ligado a la ejecución adecuada de cada una de las etapas de su ciclo de vida. Cada una de ellas tiene un momento inicial y final bien definido y un grupo de actividades que se deben ejecutar durante la misma. Así mismo es posible identificar, en cada una de ellas, una actividad de evaluación que permite la toma de decisiones sobre el avance a la próxima etapa.

La descripción en la literatura de las etapas de un proyecto es diversa [4] y depende ante todo del tipo de proyecto que se trata de implementar. Sin embargo todas ellas se pueden describir en tres momentos:

1 Momento de Inicio.

Este momento se inicia con una idea de proyecto y termina con un proyecto listo para iniciar su implementación, lo que significa que al menos está totalmente planificado, cuenta con una fuente de financiamiento segura y tiene la aprobación necesaria para iniciar la implementación del proyecto, decisión que se toma sobre la base de una evaluación de factibilidad técnico económica.

2 Momento de Implementación.

Este periodo está dirigido a la implementación del proyecto aprobado en el momento anterior. Comienza con la ejecución de las tareas de diseño detallado de las soluciones tecnológicas y la contratación de los suministradores

de bienes y servicios requeridos y culmina con la puesta en marcha del proyecto. Durante la misma se implementa un riguroso proceso de monitoreo y evaluación de las actividades que se realizan.

3 Momento de Cierre.

Este es el momento final del proyecto, que aunque habitualmente se describe como el cierre técnico, administrativo y financiero del proyecto en la mayoría de los proyectos de energía renovable resulta conveniente añadir una etapa de evaluación de la explotación de la instalación.

Esta etapa se ejecuta luego de la puesta en marcha y consiste en un proceso de monitoreo y evaluación detallada del proyecto implementado. Este proceso de M&E es acompañado por la entrega paulatina del proyecto al usuario del mismo.

Toda vez que las etapas que se ejecutarán en cada uno de los momentos descritos dependen del tipo de proyecto a ejecutar, resulta conveniente caracterizar aquellos que se ejecutan para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable.

Desde el punto de vista de la gestión de proyecto se deben resaltar las siguientes características básicas:

- Se crean instalaciones productivas como resultado de una inversión en bienes materiales.
- Las soluciones tecnológicas a emplear dependen en gran medida de las condiciones locales.
- La consideración de los aspectos sociales y medioambientales en el lugar de intervención es imprescindible para lograr la sostenibilidad del proyecto.
- Generalmente hay incertidumbres en la información que se utiliza como base para el diseño del proyecto. Por ejemplo en lo relacionado con la disponibilidad de la biomasa, los costos de operación, los indicadores productivos de la instalación por ejemplo la eficiencia energética, satisfacción de las expectativas de los usuarios, etc.

Sobre esta base resulta apropiado describir las etapas del ciclo de vida del proyecto de la siguiente manera.

El momento de inicio

El inicio del proyecto se realiza en dos etapas: una etapa inicial que demuestra que en principio es viable la idea de proyecto formulada y una segunda etapa donde se diseña en detalle el proyecto y se demuestra su viabilidad técnico económica, quedando listo para el inicio de su implementación.

1ra Etapa: Diseño preliminar del proyecto (prefactibilidad)

Esta etapa se inicia a partir de que se identifica por un promotor de proyecto (Comunidad, Empresario, Inversionista, Organización No Gubernamental, agencia pública o internacional, etc) la posibilidad de ejecutar un proyecto mediante el cual:

- se brinde un nuevo servicio energético (por ejemplo: calentamiento solar de agua, generación de energía eléctrica en un sitio aislado mediante paneles fotovoltaicos, producción de biogás para la cocción de alimentos a partir de residuos de alta carga orgánica, etc.).
- se sustituye el uso de un combustible convencional o de energía eléctrica en una instalación existente utilizando biomasa ligno – celulósica o biogás, por ejemplo en la generación de vapor en una caldera o para autoabastecerse de energía eléctrica como resultado de la gasificación de cascara de arroz.
- Se produce un biocombustible (por ejemplo: astillas o briquetas de madera, biodiesel, bioetanol, etc.) o energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía para su comercialización en el mercado local.

Este promotor ante todo debe por sí mismo o encargándolo a un tercero (desarrollador de proyecto) desarrollar esta idea de proyecto.

Para esto debe elaborar un documento de idea de proyecto, en el cual se describen, sobre la base de la información disponible, al menos los siguientes elementos: objetivos del proyecto, antecedentes, fundamentación, descripción (localización, soluciones tecnológicas posibles a utilizar, recursos energéticos renovables disponibles), resultados esperados y posibles beneficiarios.

Este es el documento primario por medio del cual presentara la idea de proyecto a los diferentes actores que potencialmente estarán involucrados en su ejecución. La elaboración de este documento inicial en ocasiones se obvia, lo que da lugar a problemas de comunicación e interpretación alrededor de los propósitos y objetivos de la idea de proyecto que se promueve.

Sobre la base de esta idea de proyecto se realiza una evaluación preliminar de la viabilidad de la idea presentada, considerando alternativas para su ejecución a medida que se profundiza en la información disponible. El resultado de expresa en un estudio de pre factibilidad técnico económica y un documento de concepto de proyecto. En esta etapa se realizan al menos las siguientes actividades:

- Evaluación preliminar de la disponibilidad del recurso energético renovable.
- Estimación de la demanda del servicio energético.
- Selección de las soluciones tecnológicas.
- Ejecución del análisis de pre-factibilidad técnico económica.
- Elaboración del concepto de proyecto.

A continuación se describe cada una de estas actividades:

- Evaluación preliminar de la disponibilidad del recurso energético renovable.

Con este fin se realizan las siguientes acciones:

- Determinar la cantidad anual y las variaciones significativas de la existencia del recurso energético

a lo largo del año y de ser necesario del día. Por ejemplo: volumen de residual orgánico (m³/año), volumen de residuo de aserraderos (m³/año), áreas de bosques para la extracción de biomasa residual, velocidad del viento, intensidad de la radiación solar, etc.

- Establecer las características físico-químicas básicas del recurso.
- Son aquellas que junto con el valor de la cantidad disponible permitirán calcular el potencial energético de esta fuente de energía renovable. Se trata por ejemplo de la carga orgánica de un residual de cría de cerdo o el poder calórico, densidad y humedad de la biomasa ligno-celulósica existente.
- Describir la distribución geográfica del recurso energético.
- En la mayoría de los proyectos es importante conocer la distribución geográfica del recurso energético disponible. En dependencia del problema planteado será necesario determinar la mejor ubicación de la instalación para aprovechar este recurso o por ejemplo, establecer las cantidades de recurso bio-másico y las distancias a que se encuentran del lugar de ejecución del proyecto para poder establecer en una primera estimación el volumen anual de recurso energético que pudiera estar disponible.

- Estimación de la demanda del servicio energético.

En el caso de que la tarea planteada sea satisfacer una demanda de un nuevo servicio energético, (por ejemplo electrificación de una comunidad) o sustituir el uso de una fuente convencional en un servicio energético que ya se ofrece (por ejemplo el uso de aceite diésel como combustible en una caldera de vapor) es necesario una caracterización de esta demanda energética. En particular se debe establecer o estimar la variación horaria, diaria o mensual, a lo largo del año de esta demanda.

Generalmente lo más que se logra es una estimación de estas cifras. Cuando se trata un nuevo servicio energético se recurre a una modelación

de la demanda esperada a partir de datos como el número de consumidores o equipos, el consumo de energía por equipo que se instala o actividad que se beneficia, la distribución horaria del uso del equipamiento o de realización de estas actividades, etc.

Cuando se sustituye una fuente de energía convencional en uso, la mayor dificultad es que generalmente el registro detallado del consumo de energía eléctrica, combustible, agua caliente o vapor de agua no existe. Por este motivo el método a emplear para la estimación de la demanda es una combinación del uso de las cifras existentes sobre consumo con una modelación del servicio a brindar.

Un dato de particular importancia para caracterizar la demanda del servicio energético es el valor de la máxima demanda horaria (kW o ton/h) en el año. La misma nos permitirá establecer por ejemplo la potencia del generador eléctrico o del quemador de biogás, la capacidad de la caldera o del gasificador de biomasa según sea el caso.

- Selección de las soluciones tecnológicas.

En esta etapa preliminar se realiza una valoración de las diferentes opciones de solución tecnológica a emplear para satisfacer la demanda energética formulada con los recursos disponibles. El resultado de este análisis es mostrar de las opciones disponibles cuales parecen ser las viables y sobre las cuales debe mantenerse la atención.

Para ejecutar adecuadamente este paso se requiere disponer de información sobre el equipamiento tecnológico disponible en el mercado, el grado de madurez comercial y costo aproximado del mismo así como de experiencia previas de su uso que puedan orientarnos en el caso objeto de estudio.

Las características de este análisis se pueden mostrar en el caso de un proyecto dirigido al aprovechamiento energético de los residuales líquidos de una granja porcina. Para una granja de pequeño tamaño (100 a 500 cerdos) es posible usar para el biodigestor una de las tres tecnologías siguientes:

- Biodigestor tubular de material flexible.
Esta es una solución barata, de fácil instalación, pero con un tiempo de vida útil limitado en dependencia del material escogido. Su capacidad unitaria típica, para garantizar un buen funcionamiento, oscila entre los 10 y 20 m³ por lo que a partir de cierta escala se requiere instalar una batería de digestores en paralelo.
- Biodigestor de cúpula fija o movable.
En este caso el costo es superior al de los biodigestores tubulares, se requiere de mano de obra especializada y un mayor volumen de trabajo para su construcción. Su vida útil es larga requiriéndose mantenimientos periódicos de relativamente baja complejidad. Su capacidad unitaria puede llegar a los 90 m³, lo que responde a las necesidades de la mayoría de los productores en la categoría considerada.
- Laguna tapada.
Esta es una solución tecnológica en franco proceso de introducción en la región de América Latina y el Caribe. Es especialmente ventajosa cuando el productor porcino dispone ya de una laguna de oxidación para el tratamiento de residuales. Para su implementación se requiere dar mantenimiento a la laguna existente, construir una obra civil en sus bordes para la fijación de la manta flexible que al cubrirla recolectará el biogás que se emite normalmente en esta instalación. Cuando ya existe la laguna el costo de instalación puede ser inferior al de un biodigestor de cúpula fija o móvil y su tiempo de explotación es largo (hasta 20 años), pero sus componentes de mayor precio son importados. El personal técnico para realizar estas instalaciones aun no es abundante.
Como se ve en este ejemplo la selección de la tecnología base es multicriterial y depende fuertemente de las condiciones locales. Además de la selección de la tecnología del biodigestor se requiere desarrollar el diseño completo del esquema tecnológico considerando el uso que se le dará al

biogás producido como combustible. En este caso de nuevo se presente un análisis de opciones:

- a. Utilización del 100% del biogás para la generación y venta de energía eléctrica a la red eléctrica.
- b. Utilización primaria del biogás para la cocción de alimento o como combustible en una caldera de vapor o de calentamiento de agua y destino del resto del gas para la generación de energía eléctrica u otro uso.
- c. Utilización del biogás para satisfacer las demandas energéticas de viviendas o comunidades aisladas: cocción de alimento (por ejemplo distribución por una red local de gas), generación de energía eléctrica, accionamiento de motores estacionarios, etc.

En esta etapa del proyecto deben seleccionarse, al menos en consulta con los beneficiarios y el promotor del proyecto, las opciones que resultan más viables para ser consideradas en el diseño definitivo del proyecto. Estas opciones deben describirse por medio de un diseño básico del esquema tecnológico a emplear incluyendo un dimensionamiento preliminar de sus principales componentes.

- d. Ejecución del análisis de pre-factibilidad técnico económica.

Este análisis es el que fundamenta la selección de las propuestas de alternativas de solución de la tarea planteada y la selección del lugar en que se ejecutara el emprendimiento. Además de los elementos relacionados con las tecnologías se tienen en cuenta los costos y los ingresos o beneficios económicos esperados, con un nivel de precisión preliminar, se consideran los aspectos sociales y ambientales asociados a la sostenibilidad de la explotación de la instalación, así como los riesgos de diferente naturaleza que se prevén.

Los resultados de este análisis se expresan en términos de indicadores económicos financieros, que deben considerarse como preliminares y solo ser utilizados como una referencia para

comparar la viabilidad de las diferentes opciones consideradas.

El análisis de estos indicadores, combinado con el resto de los elementos antes descritos, permitirá seleccionar el mínimo de soluciones tecnológicas que debe ser sometido a análisis en la siguiente etapa del proyecto. Las incertidumbres de los resultados que se obtienen están asociadas a su carácter inicial basado mayormente en la información disponible, por lo que este estudio se ejecuta sin realizar un gasto significativo de recursos humanos, materiales y financieros.

- e. Elaboración del concepto de proyecto.

Este es el producto final de esta etapa y servirá de base para la siguiente. Recoge en un documento los elementos de la idea de proyecto, pero con los ajustes obtenidos como resultado de la ejecución de la etapa de diseño preliminar: objetivos del proyecto, antecedentes, fundamentación, descripción (localización, soluciones tecnológicas propuestas, demanda energética a satisfacer, recursos energéticos renovables disponibles), resultados esperados, beneficiarios. Además se le añaden los elementos de costo, indicadores preliminares económicos financieros, consideraciones sociales y ambientales y riesgos del proyecto.

Segunda Etapa: Diseño y planificación del proyecto (factibilidad)

Esta es posiblemente la etapa más importante del ciclo de vida del proyecto. Para ejecutar la misma se establece un plazo, se fija un presupuesto y se designa un equipo de proyecto para su ejecución.

En la misma se realizan al menos las siguientes actividades:

- a. Determinación de los recursos energéticos disponibles.
- b. Diseño de la solución tecnológica.
- c. Tramitación de los permisos.
- d. Gestión de los suministradores.
- e. Evaluación de los beneficios económicos.

- f. Diseño del esquema de operación.
- g. Cálculo de costos.
- h. Evaluación de riesgos.
- i. Elaboración del estudio de factibilidad técnico económico.

A continuación se describen estas actividades:

- a. Determinación de los recursos energéticos disponibles.

Se precisan los recursos energéticos disponibles, de ser posible sometiéndolos a un proceso de certificación. De ser necesario se realizan mediciones, análisis físico químicos y otros estudios que permitan reducir los riesgos asociados a la disponibilidad del recurso. Ejemplos típicos son los estudios de las características y volúmenes de residuales de alta carga orgánica para la producción de biogás y la caracterización y certificación de la existencia de biomasa o agro-residuos ligno-celulósicos para su uso como combustible.

- b. Diseño de la solución tecnológica.

En esta actividad se fundamenta la selección y el diseño de la solución tecnológica a emplear. En el diseño de la solución tecnológica un aspecto básico es el dimensionamiento de la capacidad de la instalación y de los equipos que la componen. Esta capacidad depende de la demanda energética que se confirma en esta etapa o de la disponibilidad de recurso renovable energético que se certifica.

Este parámetro es determinante en la selección de la solución tecnológica, en el valor de los costos de inversión y de los beneficios económicos que se obtengan en la explotación del proyecto como resultado de los servicios energéticos que se brinden o de la cantidad de combustible o energía eléctrica que se comercialice.

- c. Tramitación de los permisos.

Se obtienen los permisos requeridos para la implementación del proyecto. Generalmente estas autorizaciones están relacionadas con el uso del suelo,

los impactos ambientales, los requerimientos de seguridad ante incendios, con requerimiento de registro legal, etc. Estos permisos dependen de las regulaciones de cada país y del tipo de proyecto que se ejecuta.

- d. Gestión de los suministradores.

Se identifican y seleccionan los suministradores de tecnologías, servicios técnicos, materiales e insumos, generalmente por medio de procesos de concurrencia o licitación.

Debe prestársele atención a obtener las mejores garantías posibles de que los suministros se produzcan en el plazo establecido y de que sus parámetros de calidad se correspondan con los pactados. En el caso de que el proyecto se base en el procesamiento de biomasa proveniente de un tercero: leña, residuos de aserradero, cascara de arroz, efluentes de alto contenido orgánico, semillas o frutos oleaginosos, es clave lograr acuerdos sobre cantidades, precios y calidades del suministro al menos de mediano plazo. Una de las opciones más productivas es convertir al suministrador en parte del proyecto.

- e. Evaluación de los beneficios económicos.

Se determinan los beneficios económicos del proyecto que pueden expresarse en términos de ahorros, si se trata de la sustitución de portadores energéticos convencionales, o de ingresos al comercializarse energía eléctrica o biocombustibles. El cálculo de los ahorros puede ser complicado pues se trata de establecer qué cantidad de dinero no se gastara en el futuro como resultado de la implementación del proyecto. Su cálculo se basa en procedimientos que requieren de determinada rigurosidad y que han sido desarrollados fundamentalmente para los proyectos de eficiencia energética. Una de las componentes básicas de estos procedimientos es el establecimiento de una proyección de gastos anuales en la adquisición del portador energético que se pretende sustituir en caso de que no se implementara el proyecto.

A esta proyección se le llama línea base y se calcula utilizando determinadas hipótesis sobre las condiciones de operación durante la vida útil del proyecto. Utilizando estas mismas hipótesis se calculan los gastos anuales, asociados al consumo de energía, en que se incurrirían al realizar la sustitución prevista como resultado de la implementación del proyecto. La diferencia entre ambas estimaciones de gastos es el ahorro estimado.

En el caso de los proyectos que se basan en la venta de energía eléctrica, se requiere de un análisis detallado de las condiciones en que está regulada la venta de energía eléctrica a terceros. Estas regulaciones cambian de manera sensible de país a país, existiendo casos donde no existe una regulación con este fin y otros con regulaciones detalladas de mercado eléctrico con incentivos para la venta a la red por productores independientes de energía eléctrica basados en fuentes renovables de energía. Los proyectos destinados a la venta de biocombustibles también tienen sus particularidades en el análisis de sus ingresos económicos. En esta categoría deben considerarse no solo los biocombustibles para el transporte: etanol y biodiesel, sino además biocombustibles sólidos como los pellets, las briquetas, las astillas de madera y productos similares. En el caso de los biocombustibles para el transporte, las políticas y regulaciones nacionales establecidas en cada país determinarán en la mayoría de los casos las condiciones en que se realiza el análisis de los ingresos del proyecto. Una excepción pueden ser pequeños – medianos proyectos de producción de biodiesel destinados al autoconsumo por el productor o a un mercado cautivo previamente acordado.

Los proyectos de biocombustible sólido están condicionados por el bajo desarrollo a nivel local, nacional y regional de estos mercados. Por este motivo en la mayoría de los casos se ejecutan en formas de proyectos que a la vez que producen el biocombustible, se realizan las inversiones para la instalación del equipamiento energético que permita el uso de los mismos como combustible.

Estas inversiones pueden implementarse como parte del mismo proyecto de producción de biocombustible sólido o en un proyecto asociado.

- f. Diseño del esquema de operación.
Se diseña el esquema de operación de la instalación determinándose el personal, requerido, su calificación, salario y organización de la fuerza de trabajo.
- g. Cálculo de costos.
Se establecen los costos de implementación, del financiamiento y de la operación del proyecto. En la determinación de los costos de implementación generalmente se diferencian los relacionados con la adquisición del equipamiento, los destinados a las actividades de construcción y montaje y el resto de los gastos en que hay que incurrir para por ejemplo realizar los estudios de ingeniería, los procesos de contratación, obtener los permisos establecidos, etc. Los costos financieros por su parte dependerán de las condiciones acordadas de financiamiento. Los costos de operación, son aquellos en que se incurren para mantener funcionado el proyecto. Se diferencian en costos directos e indirectos y entre los primeros se destacan los gastos en personal, materias primas e insumos y mantenimiento.
- h. Evaluación de riesgos.
Se precisan los riesgos de implementación y de explotación y se diseñan las medidas de mitigación.
- i. Elaboración del Estudio de factibilidad técnico económico.
Esta etapa termina con un documento generalmente conocido como “Estudio de factibilidad técnico económica”. Este informe integra la mayoría de los aspectos antes mencionados y está dirigido a demostrar la factibilidad del proyecto propuesto. A partir de los resultados de este estudio se toma la decisión de implementar o no el proyecto. El mismo debe establecer la factibilidad del proyecto en lo relacionado con la viabilidad técnica, operacional, de los plazos de ejecución y económica de la propuesta. Los elementos principales que se toman en cuenta en cada una de estas componentes son:

- Viabilidad Técnica.

Esta depende fundamentalmente de:

- Si las tecnologías consideradas dan respuesta al problema planteado.
- La existencia de garantías de obtener los indicadores productivos previstos para la tecnología seleccionada: si estas están disponibles en el mercado sobre bases comerciales, las seguridades de que se alcanzarán los parámetros de rendimiento ofrecidos, y experiencias previas de explotación en condiciones similares.
- Los riesgos tecnológicos asociados a su uso en las condiciones del proyecto evaluado, las medidas de mitigación de estos riesgos y sus posibles costos.

- Viabilidad Operacional.

Está basada en:

- La sostenibilidad de la explotación: si es posible asegurar el personal con la preparación requerida para su operación y el acceso a partes y piezas de repuesto así como a asesoría técnica en plazos y costos razonables.
- La consideración de aspectos sociales y ambientales que pueden afectar la explotación del proyecto: disponibilidad de fuerza de trabajo, integración en la cultura local, impactos ambientales, etc.
- Viabilidad de los plazos de ejecución.
- Se determina sobre la base de:
 - Evaluación del impacto de los plazos estimados para ejecutar las actividades del proyecto en el valor de los costos de ejecución y la viabilidad económica financiera del proyecto.
 - Garantías contractuales para el cumplimiento de los plazos y consecuencias por la violación de los mismos.
 - Evaluación de los riesgos para cumplir el cronograma propuesto. Medidas de mitigación de los riesgos.

- Económico – financiero.

El análisis de viabilidad económica financiera está bien reflejado en la literatura y existen

numerosos sitios en internet en los cuales se puede estudiar el tema.

Hay un concepto básico relacionado con este tema, el flujo de caja, sobre el que es conveniente hacer algunos comentarios.

En esencia el flujo de caja es un balance de ingresos y egresos a lo largo de la vida útil de operación del proyecto. La calidad del mismo está determinado por la precisión con que las cifras que se utilizan para confeccionarlo se correspondan con las que se obtengan durante la implementación del proceso. El tiempo y el esfuerzo que se dedique para determinar con una exactitud racional los datos serán recompensados con una mejor toma de decisión a partir de los resultados del estudio de factibilidad técnico económica.

Utilizando los resultados del balance del flujo de caja es que se calculan los indicadores económicos financieros que sirven de base para juzgar sobre la viabilidad económica financiera del proyecto. Los más utilizados son:

- El periodo de recuperación de la inversión (pay back).

Se mide en años y los valores que resultan aceptables dependen del tipo de proyecto y de las expectativas del inversionista.
- El Valor actual neto (VAN).

Se mide en unidades monetarias. La condición básica para que el proyecto sea aceptable según este indicador es que sea mayor que cero.
- La tasa interna de retorno.

Se expresa en porcentos y el valor que corresponde al umbral de aceptación, es que este sea mayor que la tasa de interés que se lograría si el dinero aportado por los socios del proyecto para ponerlo en marcha fuera depositado en un banco.

En la práctica la evaluación de estos indicadores se realiza de manera integrada y teniendo en cuenta un conjunto de factores que se describen en la literatura especializada sobre el tema.

Los aspectos generales que se incluyen en el documento “Estudio de factibilidad técnico económica son:

- Objetivos, alcance y antecedentes del proyecto.
- Descripción del proyecto:
 - Sitio de implementación.
 - Aspectos Medioambientales.
 - Soluciones tecnológicas
 - Ingeniería básica de la instalación.
- Recursos requeridos:
 - Medios y equipos.
 - Materiales e insumos.
 - Recursos humanos.
- Mercado.
- Cronograma del proyecto
- Estudio económico financiero:
 - Fuente de financiamiento.
 - Costos:
 - de inversión.
 - financieros.
 - de operación.
 - de producción.
 - Ingresos.
 - Evaluación económica financiera.
 - Análisis de sensibilidad.
- Análisis de riesgo.
- Permisología
- Conclusiones.
- Recomendaciones.

Sobre la base de este informe se toma la decisión de comenzar el siguiente momento del ciclo de vida del proyecto: La implementación del proyecto.

MOMENTO DE IMPLEMENTACIÓN:

Este momento es conveniente dividirlo en dos etapas: una etapa inicial de preparación de la implementación y la etapa de ejecución de

la implementación, las cuales se describen a continuación:

Tercera Etapa: Preparación de la implementación.

Esta etapa se ejecuta bajo la guía de las indicaciones aprobadas para la ejecución del proyecto a partir del estudio de factibilidad técnico económica. Tiene dos componentes básicos: el de contratación y el de ingeniería de detalle.

- **Contratación:**

Consiste en la contratación de las principales adquisiciones que se deben realizar para la implementación del proyecto:

- Contrato de suministro de equipamiento tecnológico.
- Contrato de suministros de insumos.
- Contrato de venta de los productos o servicios energéticos que brinde el proyecto, de ser este el caso.
- Contrato de la ingeniería de detalle de las instalaciones del proyecto.
- Contrato de ejecución de las obras civiles.
- Contrato de montaje tecnológico y puesta en marcha de las instalaciones.

En dependencia de la complejidad del proyecto, la experiencia del equipo de proyecto y las condiciones locales estos contratos se pueden integrar en un contrato llave en mano o ser ejecutados bajo la supervisión del equipo de proyecto.

- **Ingeniería de detalles:**

Basado en los requerimientos técnicos del equipamiento contratado, de los resultados de los estudios de las condiciones locales, en particular de los de suelo y de exigencias identificadas en el estudio de factibilidad como son las relaciones con el impacto ambiental, la protección contra incendio, etc se realizan los estudios de ingeniería de detalle.

Estos estudios servirán de guía para las empresas que realicen las actividades de la ejecución del proyecto como las obras civiles, los montajes

de los sistemas eléctricos, de control y automatización así como del equipamiento tecnológico, la ejecución de las obras hidráulicas, los viales, etc.

Cuarta etapa: Ejecución de la implementación.

Esta etapa tiene como característica principal que es decisiva en la materialización de los resultados esperados por el proyecto. Su resultado principal es dejar listas para la explotación las instalaciones diseñadas.

Esta etapa tiene como componentes principales:

- La construcción y montaje.

Esta componente incluye:

- La ejecución de las actividades constructivas.
- La recepción del equipamiento contrato.
- El montaje del equipamiento tecnológico.

- La puesta en marcha.

Durante la puesta en marcha se realiza:

- La prueba de todos los sistemas que integran la instalación, corrigiendo los defectos y ajustando las condiciones de operación.
- El arranque de la instalación en su conjunto y se verifica que como sistema funcione acorde a lo previsto.
- Las pruebas establecidas en los contratos de suministro que demuestran que se alcanzan los parámetros de funcionamiento acordados.

Durante la ejecución de la implementación se pueden dar un grupo de desviaciones de lo planificado como son:

- Atrasos en los suministros del equipamiento.
- Imprevistos en el proceso de construcción que requieran de modificación de los proyectos iniciales.
- Dilación en el proceso de ejecución de las obras civiles.
- Dificultades en el montaje debido a desviaciones de las características del equipamiento

recibido de lo descrito en los proyectos de ingeniería básica.

- Problemas en la puesta en marcha con el funcionamiento de las partes del sistema y el logro de los indicadores de funcionamiento planificados.

Teniendo en cuenta que estos imprevistos potencialmente impactan sobre los costos y plazos de la ejecución del proyecto resulta imprescindible la realización de las funciones de monitoreo y evaluación de las actividades que se ejecutan en esta etapa.

Estas funciones tienen como propósito identificar a tiempo las desviaciones de lo planificado, evaluar su impacto sobre la marcha del proyecto y elaborar recomendaciones a la dirección del mismo para ajustar los planes aprobados.

MOMENTO DE CIERRE DEL PROYECTO.

Este es el momento final del ciclo de vida del proyecto [2]. Por un lado corresponde al cierre de las actividades del equipo de proyecto y la entrega de las instalaciones al ente encargado de su explotación. Del otro lado representa el momento inicial de la utilización de los resultados del proyecto para los fines que estaba previsto.

En el caso de la mayoría de los proyectos de energía renovable es conveniente ejecutarlo en dos etapas, Una etapa inicial en la que se produce la entrega de las instalaciones y otra final de cierre del proyecto.

Quinta etapa: Entrega de las instalaciones.

Esta etapa está dirigida a asegurar que el ente que se encargara de la explotación está preparado para la operación de las instalaciones y establecer en qué medida se han alcanzado los objetivos y resultados planificados inicialmente en el proyecto.

Se inicia con la operación de las instalaciones bajo supervisión del equipo de proyecto y termina con la firma de un acta de entrega de las mismas.

La duración de la misma depende de las características de la tecnología, el tamaño del proyecto y la experiencia del ente que explotara las instalaciones. Este último actor puede ser por ejemplo: el productor agrícola que asimila una planta de biogás, la pequeña empresa agroindustrial que instala una planta de generación de energía eléctrica con biomasa o el empresario que inicia un proyecto de producción de biodiesel.

En esta etapa:

- Se termina el proceso de capacitación y entrenamiento del personal que estará a cargo de la instalación.
- Se implementa un plan de monitoreo y evaluación de la explotación de la instalación. Este plan está dirigido a:
 - el monitoreo del funcionamiento de la instalación de acuerdo a lo previsto
 - la evaluación de las desviaciones de los parámetros de explotación en relación con los planificados para determinar en qué medida se afecta el logro de propósitos iniciales del proyecto.
 - Proponer e implementar acciones que corrijan tales desviaciones en caso que se considere necesario.
- Al terminar este periodo se realizará la evaluación final del proyecto con el objetivo de determinar la calidad del producto entregado y su correspondencia con los objetivos iniciales. Las recomendaciones de esta evaluación final pueden ser:
- No entregar el proyecto de inmediato, pues las desviaciones observadas solo pueden ser corregidas con la intervención del equipo de proyecto.
 - Entregar el proyecto con un plan de medidas para corregir desviaciones menores.
 - Entregar el proyecto a la vez que se propone la ejecución de un nuevo proyecto

dirigido a introducir mejoras a las soluciones ya implementadas.

- Se produce la aceptación formal del proyecto por parte del usuario o el operador o el cliente de acuerdo al caso.

Sexta etapa: Cierre del proyecto.

Se inicia su implementación luego que se produce la aceptación de la entrega del proyecto.

Las principales actividades que se realizan son:

- De cierre financiero.
- De liquidación del equipo de proyecto
- La elaboración de un documento de lecciones aprendidas que permita utilizar las mismas en la ejecución de proyectos similares.
- La elaboración de un informe de cierre de proyecto que describe como se alcanzaron los objetivos y las desviaciones de lo planificado que se presentaron en relación con el alcance, el cronograma, el presupuesto, y los indicadores productivos alcanzados.
- La entrega de la información del proyecto para ser debidamente archivada.

EXTERNALIDADES DE LA ACTIVIDAD ENERGÉTICA Y SU VALORACIÓN.

Cuando algunos procesos productivos o de consumo causan impactos en otros agentes económicos y estos no están incluidos en los costos en la función de producción o consumo se conoce como costos externos o una externalidad. La existencia de estas externalidades ocasiona una asignación incorrecta de recursos en la economía como resultado de la distorsión del precio.

Los proyectos con fuentes renovables de energía en general han chocado contra la barrera del costo, pues al ser tecnologías en desarrollo aun no maduras, normalmente son más costosas que

las empleadas con las fuentes convencionales de energía y en un mercado de libre competencia prima el concepto de menor precio de producto. Así en esta condición el costo de la energía convencional será menor, y por tanto su consumo y el impacto ambiental que causa es mayor que el correspondiente en una situación de asignación de recursos económicos eficiente.

Para corregir esta distorsión del mercado y dar competitividad a los proyectos con energías renovables frente a las convencionales, se deben internalizar estos costos, involucrándolos en el precio, para lo cual es necesario en primer lugar poder expresar los costos en las mismas unidades del precio, es decir cuantificarlos en términos monetarios.

Innegable es el hecho de que la producción y consumo de energía produce externalidades medioambientales, pero estas son distintas dependiendo de la tecnología y combustible empleado. Para poder cuantificar adecuadamente estas externalidades, internalizarlas en el costo y comparar entre si las tecnologías, es necesario emplear una metodología homogénea de evaluación que agrupe todas las externalidades desde el mismo punto de vista. La figura 9.1 resume los principales aspectos a tener en cuenta para una valoración de externalidades.

De las metodologías utilizadas actualmente, sobresale principalmente la del Análisis del Ciclo

de Vida (ACV), esta metodología considera que para la evaluación del impacto ambiental de una actividad productiva, es necesario medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción y el consumo, hasta el desecho, cuantificando todos los flujos de materia y energía asociados con el proceso.

Específicamente, el ACV es una técnica para evaluar los aspectos ambientales y los potenciales impactos asociados a un producto, proceso o servicio, bajo un enfoque sistemático que consta de cuatro etapas:

- Definición y alcance de objetivos.
- Recopilación de un inventario de insumos materiales y de energía pertinentes asociados a las emisiones al medio ambiente;
- Evaluación de los potenciales impactos ambientales asociados a los insumos y emisiones identificados;
- Interpretación de los resultados para facilitar la toma de una decisión más informada.

Para la valoración de externalidades, es importante diferenciar las externalidades propiamente dichas de aquellos impactos que ya pudieran estar internalizados y proceder a la asignación de un valor económico a los diferentes daños cuantificados.

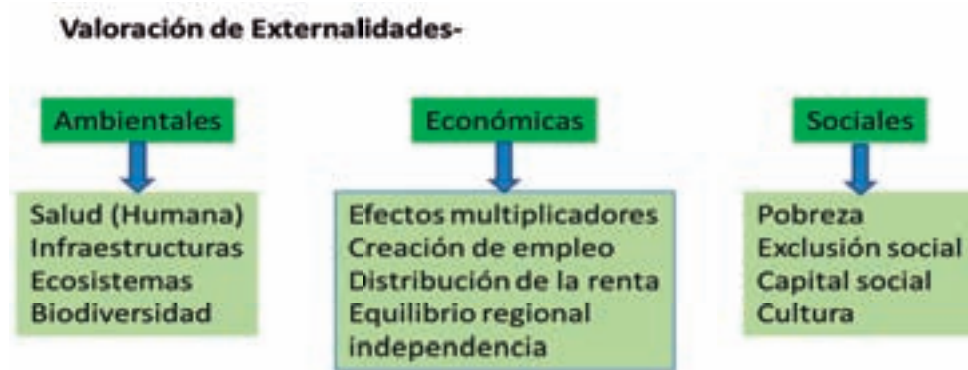


Figura 9.1 Algunos Aspectos Para Valoración de Externalidades.

La asignación de valor económico a los daños se lleva a cabo midiendo los cambios en el bienestar de la sociedad producidos por una variación en la calidad o cantidad de los bienes ambientales. Esto se refleja como la disponibilidad a pagar por un cambio favorable, o la disponibilidad a aceptar uno desfavorable. La valoración de la disponibilidad a pagar se puede hacer de diversas formas. Si existe un precio en el mercado para los bienes que se están valorando, se puede utilizar este precio, en caso contrario, el análisis se puede hacer mediante el método de costos evitados, de precios hedónicos, o de valoración contingente.

En esta etapa hay puntos críticos que se deben tener en cuenta:

- Los métodos para medir la disponibilidad a pagar están relacionados con la renta disponible, lo que tiene implicaciones cuando se calculan impactos en países con niveles de renta muy diferentes.
- Aun entre países con renta similar puede ser complicada la extrapolación de los resultados de estudios de valoración, al influir factores culturales y sociales.
- Para impactos en un horizonte temporal largo surge el problema de la tasa de descuento para convertir en unidades monetarias actuales daños futuros. Generalmente se escoge entre 0 y 10%.

CONCLUSIONES

Para los desarrolladores de proyectos de energía renovable, utilizar los conceptos de la “Gestión

de Proyecto” en su actividad profesional puede ser un reto en muchos casos. Esto es debido a que estas herramientas contribuirán a obtener buenos resultados solo si los mismos son aplicados de manera consciente, creativa e innovadora para adaptarse a las exigencias objetivas de cada proyecto que se ejecuta.

Esto se aprecia en particular al diseñar las etapas de cada proyecto que si bien una buena referencia para la mayoría de los proyectos es la que se resume en la siguiente tabla, las actividades a realizar, su alcance y contenido si dependerán principalmente del tipo de proyecto que se ejecute

Momento	Etapas
De inicio	1ra etapa: Diseño preliminar del proyecto.
	2da etapa: Diseño y planificación del proyecto.
De implementación	3ra etapa: Preparación de la implementación.
	4ta etapa: Ejecución de la implementación.
De cierre	5ta etapa: Entrega de las instalaciones.
	6ta etapa: Cierre del proyecto.

En resumen si bien la temática de la gestión de proyectos está desarrollada con relativa amplitud en la literatura y se puede considerar ciencia establecida, su aplicación al campo de los proyectos de energía renovable y en particular a los de mayor riesgos por ser pequeños o medianos, o por introducir soluciones innovadoras o ejecutarse en condiciones sociales complejas, es aún incipiente.

Llenar estos vacíos del conocimiento aplicado contribuirá al desarrollo exitoso de este tipo de proyecto, que si bien se reconoce su importancia, aun es insuficiente su implementación.

REFERENCIAS

- [1] Method 123 Team, "Project mangement guidebook," [Online].
- [2] Facility Services Mc Master University, "PROJECT MANAGEMENT METHODOLOGY FRAMEWORK," 2013.
- [3] Project Mangement Institue (PMI), "A Guide to the Project Management Body of Knowledge," Project Management Institute, Inc., Pensilvania, USA, 2013.
- [4] D. W. W. Prof. Alexander Roberts, Gestión de Proyectos, Edinburgh: Edinburgh Business School, Heriot-Watt University, 2004.

BIBLIOGRAFÍA

- A. D, "Planificación energética y desarrollo sostenible," Departamento de Fundamentos de Economía.Universidad de Alcala, 2006.
- Pedro Linares, "Externalidades de la energía y su valoración," Universidad Pontificia Comillas, 2012.[Online]. Available: <http://www.iit.upcomillas.es/pedrol/documents/gago02.pdf>.
- D. G, "Guía para decisores. Análisis económico de externalidades ambientales," CEPAL-GTZ, 2008.
- D. Valenzuela, "El cambio climático global: amenazas y respuesta política. CORDELIM," [Online].Available: <http://www.cd4cdm.org/LatinoAmerica/Ecuador>. [Último acceso: de 2014].
- E. C. Externalities of Energy(ExternE), "Directiva Europea de Valoración de Externalidades,," 1995, 1999.

Capítulo 10

La sostenibilidad de los procesos de producción de energía a partir de biomasa

HELY NOÉ TORREALBA
PEDRO GUEVARA

Como ya se ha dicho en los capítulos 1 y 2, la obtención de energía es fundamental para el desarrollo de casi todas las actividades humanas. A la fecha, el abastecimiento de energía o *seguridad energética* enfrenta ciertos retos que se pueden afrontar mediante la evaluación de la sostenibilidad energética.

La seguridad energética se define como la capacidad de abastecimiento de energía de un país para suplir la demanda de esta a lo ancho de su territorio. Tiene como fundamento garantizar la sostenibilidad de la misma, motivo por el cual se ha convertido en prioridad política de cada país; asegurar su propio abastecimiento energético permitiendo el desarrollo tecnológico y social.

Por otro lado, la sostenibilidad energética se puede entender cómo “(i) seguridad energética, que no es otra cosa que la gestión eficaz del suministro de energía primaria a partir de fuentes internas y externas, la fiabilidad de la infraestructura energética y la capacidad de los proveedores de energía para satisfacer la demanda actual y futura, (ii) la equidad energética, es decir la accesibilidad y asequibilidad del suministro de energía en toda la población, y (iii) la sostenibilidad ambiental, entendida como una oferta eficiente y adecuada a la demanda de energía a partir de fuentes renovables de bajo contenido de carbono o de otro tipo.” [1]. En otras palabras, la sostenibilidad energética es la capacidad de un

proceso de equilibrar los factores económicos, medioambientales y sociales asociados a él, bajo indicadores bien definidos.

Este capítulo presenta los conceptos básicos sobre evaluación de la sostenibilidad de los procesos de producción de energía, de forma particular, a partir de residuos orgánicos y otros tipos de biomasa. Se describen algunas de las metodologías más utilizadas en la actualidad bajo el enfoque de análisis de ciclo de vida (ACV), una de las herramientas más empleadas en la evaluación ambiental de procesos y productos.

La creciente preocupación por los efectos sobre el ambiente ocasionados por los procesos convencionales de producción de energía ha dado pie al desarrollo de metodologías novedosas de análisis de impacto ambiental que pretenden orientar la toma de decisiones que permitan reducir o mitigar las consecuencias sobre los ecosistemas, como producto de las emisiones al aire, a las aguas y a los suelos, de los compuestos contaminantes y residuos capaces de alterar las condiciones naturales de dichos sistemas.

Entre los efectos más notables se encuentra el denominado “cambio climático”, uno de los problemas ambientales más estudiados en la actualidad, debido a las consecuencias globales de sus efectos sobre el ambiente, las implicaciones sobre la salud humana y la amenaza para la supervivencia de las generaciones futuras, que motivan gran parte de las investigaciones sobre el tema.

Otros impactos significativos sobre el ambiente tales como la acidificación terrestre y acuática, la eutrofización de las aguas, el agotamiento de los recursos naturales, las radiaciones ionizantes, la ecotoxicidad y el deterioro de los suelos por los cambios de uso, elevan el interés por el estudio de las causas y posibles opciones de reducción de los posibles efectos negativos sobre el ambiente por la introducción de contaminantes provenientes de los diversos procesos industriales.

Entre los procesos de mayor interés y con efectos notables sobre el ambiente, la producción de energía ha ocupado una posición preponderante en los últimos años. El uso de los combustibles fósiles, cuya combustión genera gases considerados como causantes del llamado “efecto invernadero”, así como la creciente preocupación por el agotamiento de estos recursos, ha dirigido la atención del mundo científico y tecnológico hacia la búsqueda de fuentes alternas de energía, más limpia y de origen renovable.

En este sentido, la energía a partir de biomasa surge como una de las vías de mayor interés, debido a su origen renovable y a la consideración de las emisiones “neutras” de dióxido de carbono (CO_2), debido a que los combustibles obtenidos tienen su origen en plantas o cultivos energéticos, que previamente han absorbido el CO_2 atmosférico para los procesos fotosintéticos de las plantas. Sin embargo, es necesario evaluar sistemáticamente estas consideraciones, a fin de determinar, de manera fehaciente, los supuestos beneficios ambientales de las vías alternas de producción de energía.

El presente capítulo pretende exponer los conceptos fundamentales sobre la evaluación ambiental de los procesos de producción de energía, de forma particular, de aquellos que utilizan residuos orgánicos con fines energéticos, así como otras fuentes de biomasa.

HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DE PROCESOS Y PRODUCTOS

En la actualidad, existen diversas herramientas de evaluación de sostenibilidad. Finnveden [2] menciona, entre las más relevantes, la Evaluación de Impacto Ambiental estratégica (EIA), el Análisis de Ciclo de Vida (ACV), la Evaluación de Riesgos Ambientales (ERA), el análisis de costo-beneficio, el análisis de flujo de materiales y la evaluación de la huella ecológica.

En la actualidad, la evaluación ambiental de los procesos de producción de energía resulta de gran interés en el ámbito técnico-científico. Para ello, se cuenta con diversas herramientas de evaluación, entre las que destaca el Análisis de Ciclo de Vida de procesos y productos.

La evaluación de impacto ambiental (EIA) de acuerdo a lo descrito por Burgess [3] es una herramienta utilizada para identificar los efectos ambientales de una actividad económica, en un sitio específico y en un momento determinado. Sus objetivos principales son considerar todos los aspectos ambientales y socio-económicos asociados con proyectos propuestos de modo cualitativo y cuantitativo, a fin de proveer información relevante en la toma de decisiones. Estas consideraciones permitirán identificar mejoras ambientales y la minimización de posibles efectos adversos.

Por otra parte, la Evaluación de Riesgo Ambiental (ERA) implica la estimación y evaluación del riesgo al ambiente causado por una actividad particular o la exposición a un peligro [3]. Estos impactos pueden ser sobre la salud humana, sobre la flora, la fauna, edificaciones o de manera general, sobre los suelos, el aire o las aguas. Las actividades causantes de impactos pueden identificarse a lo largo de cualquiera de las etapas del ciclo de vida de un producto, como puede ser en la obtención

de las materias primas, el proceso de fabricación, el transporte, distribución, uso o disposición final.

El análisis de Costo-beneficio, otra de las herramientas de evaluación ambiental, utiliza otro enfoque para evaluar proyectos y sus efectos sobre el ambiente. Burgess [3] explica que esta metodología asigna un valor económico para cualquier disminución de calidad ambiental, resultando el valor presente de un proyecto obtenido por la suma de todos los beneficios ambientales y de mercado.

En este texto, se dará un énfasis especial en el ACV como una herramienta robusta y en pleno desarrollo para evaluar, de manera sistemática, los posibles efectos ambientales de los procesos de producción de energía y productos obtenidos a partir de biomasa.

Sin embargo, la evaluación de la sostenibilidad no puede ser vista sólo en la dimensión ambiental y bajo una metodología, ya que la complejidad de los procesos/productos y su relación con el entorno al cual se dirigen hace necesario complementar esta evaluación con la consideración de los impactos sociales y económicos de tales procesos y productos [2]. Bajo esta perspectiva, el análisis de ciclo de vida da lugar a la llamada Gestión de ciclo de vida, un enfoque global para el análisis de los sistemas productivos.

EL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN AMBIENTAL

El ACV¹ considera que, para la evaluación del impacto ambiental de una actividad productiva, es necesario medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, pasando

por la producción y el consumo, hasta el desecho, cuantificando todos los flujos de materia y energía asociados con el proceso. El ACV, de un producto es una técnica que intenta identificar, cuantificar y caracterizar los diferentes impactos potenciales asociados a cada una de las etapas del ciclo de vida de un producto. Se traduce en una recopilación y evaluación, conforme a un conjunto sistemático de procedimientos, de las entradas y salidas de materia y energía y de los impactos potenciales directamente atribuibles a la función de los productos a lo largo de su ciclo de vida [4].

Esta metodología, en sus inicios, fue utilizada como un método de evaluación de productos. Chacón [5], señala entre los primeros trabajos de ACV un estudio para una importante empresa de bebidas gaseosas, comparativo entre la conveniencia del uso de botellas de plástico frente a las tradicionales de vidrio. Posteriormente, los estudios evolucionaron para responder a consideraciones del diseño de productos, donde además de sus características estéticas se tomaran en cuenta su funcionalidad, las consecuencias sociales y ambientales de su fabricación [5].

Sin embargo, la diversidad de consideraciones y aspectos evaluados en el uso de esta herramienta condujo a una diversidad de resultados, casi imposibles de reproducir o de comparar entre sí, debido a los problemas ambientales diferentes entre una región y otra [2]. Los diversos esfuerzos por fortalecer esta metodología condujeron al establecimiento de las guías de aplicación, bajo el patrocinio de UNEP/SETAC Life Cycle Initiative, que posteriormente derivaron en una norma internacional² con las guías para la aplicación de la metodología de evaluación.

De acuerdo a los preceptos establecidos en la norma ISO 14040, el análisis de ciclo de vida está compuesto por cuatro fases, tal como se señala a continuación:

¹ El ACV es la única metodología de valoración de externalidades ambientales que cuenta con lineamientos expedidos por la Organización Internacional de Estandarización (ISO). La primera serie de lineamientos para esta metodología fue creada en 1997, pero en 2006 ISO reorganizó los contenidos y se creó la serie 14040

² ISO 14040 Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework.

El Análisis de Ciclo de Vida comprende 4 etapas:

1. La definición de los objetivos y alcance del estudio.
2. El análisis de inventario del ciclo de vida del proceso o producto.
3. La evaluación de los impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida.
4. La interpretación de los resultados de la evaluación de impactos.

La primera de ellas, la definición de objetivos y alcance del estudio, en la cual se define el propósito de la evaluación y los límites de los sistemas o productos estudiados, especificando de manera clara las exclusiones a que haya lugar.

En una segunda fase, el análisis de inventario de ciclo de vida, se completa un inventario de las entradas y salidas de recursos y emisiones en relación a una unidad funcional, medida cuantitativa del producto o servicio, lo cual permitirá realizar el balance de materiales y energía a lo largo de todas las etapas que componen el ciclo de vida del proceso [2].

El resultado del análisis de inventario del ciclo de vida es una lista que contiene las cantidades de contaminantes liberados al medio ambiente y la cantidad de energía y de materiales consumidos en el ciclo de vida del producto.

La tercera fase, la evaluación de los impactos del ciclo de vida, pretende cuantificar la magnitud de los impactos potenciales sobre el ambiente del sistema estudiado.

La fase de evaluación del impacto del ciclo de vida (EICV) de un ACV es la evaluación de los impactos potenciales sobre la salud humana y sobre el medio ambiente de los recursos ambientales y las emisiones identificadas durante ICV. La evaluación del impacto debería abordar los efectos ecológicos y los efectos sobre la salud humana; también puede abordar el agotamiento de los recursos.

Una evaluación del impacto del ciclo de vida trata de establecer una conexión entre el producto o proceso y sus potenciales impactos ambientales.

Finalmente, en la cuarta última fase, interpretar los resultados de la evaluación de impactos de acuerdo a los objetivos previstos en el estudio. Aranda [6] por su parte, destaca que una vez realizado el análisis de inventario, la evaluación de los impactos se realiza mediante la clasificación, caracterización, normalización y ponderación. Las dos primeras aparecen descritas en la norma, mientras que las dos últimas son optativas, debido a la subjetividad y a las diferencias entre la percepción de la severidad de los impactos entre regiones diferentes.

Todas las etapas del análisis de ciclo de vida implican el uso de herramientas metodológicas complejas, que se comprenden el uso de datos y supuestos que conducen a resultados cuya confiabilidad dependerá de la fuente de información utilizada en la recolección de los datos, entre otros factores. Esto es de importancia primordial en el análisis de inventario de ciclo de vida, la cual está considerada como la fase más crítica de toda la metodología, debido a la dificultad de contar con datos confiables para su desarrollo y a la gran cantidad de tiempo empleado en completar esta etapa.

En este sentido, Chacón [5] señala la importancia del Centro Suizo para Inventarios de Ciclo de Vida (The Swiss Centre for Life Cycle Inventories), dónde se desarrolló la base de datos europea Ecoinvent, la más completa en la actualidad y ampliamente conocida por los usuarios a nivel mundial, usada principalmente en esta etapa de inventario.

Otra de las dificultades en el uso de la metodología se encuentra en la ausencia de datos locales en el contexto donde se llevan a cabo los estudios. Esto es particularmente cierto en el caso latinoamericano, al contrario que en el contexto europeo o norteamericano, donde se

cuenta con amplias bases de datos de inventario de una gran diversidad de procesos y productos en los sectores químico, energético, constructivo, alimentario, entre otros, que permiten la modelización de diversos sistemas para evaluar sus impactos sobre el ambiente.

Diversas causas pueden atribuirse a la situación latinoamericana. Chacón [5] resume algunas de ellas en la dificultad para contar con personal experto, el escaso apoyo financiero, la renuencia de empresas a ofrecer información de sus procesos y la carencia de datos locales, además de otras situaciones que resultan prioritarias para la sociedad, como la solución de problemas locales de salud, educación, erradicación de la pobreza, entre otros, que inciden en el lento crecimiento de las actividades en ACV en la región.

Estas limitaciones son abordadas tratando de adaptar los datos de inventario generados en contextos externos al ámbito local y regional, llegando en algunos casos a obtener resultados altamente satisfactorios. Algunos trabajos en el contexto Brasileiro [7], han determinado que el uso de datos de inventario europeos conducen generalmente a la determinación de impactos ambientales más elevados que con datos locales. Sin embargo, estas diferencias son atribuidas a las diferencias en las elecciones metodológicas en la selección de los datos.

Algunas iniciativas de carácter mundial permiten superar estas dificultades en el acceso a los datos de inventario de ciclo de vida de procesos. Bajo el patrocinio de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos se ha desarrollado una herramienta conocida como LCAcces que facilita el acceso a fuentes de datos de inventario en internet. Skone [8] señala que la herramienta, en sí misma, no contiene datos pero constituye un directorio global de búsqueda, sin embargo, diversos autores coinciden en que persisten las dificultades en la accesibilidad a la información [6].

Otras de las dificultades comentadas frecuentemente por los investigadores se encuentran en la determinación de factores de asignación de cargas ambientales a impactos de múltiples productos [3], la definición de los límites de los sistemas, la calidad de la procedencia de los datos, las características temporales/espaciales y los métodos de evaluación de impactos.

Las metodologías de evaluación de impactos ambientales son igualmente objeto de cambios y ampliaciones, debido a la complejidad de los sistemas estudiados. Una de las metodologías de evaluación más usadas fue la propuesta por la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC). De manera más reciente, la metodología Impact 2002+ pretende abarcar una mayor cantidad de efectos sobre el ambiente, incluyendo las categorías de impacto sobre las aguas, suelos y aire, así como el consumo de recursos naturales.

La complejidad de los métodos utilizados, así como la cantidad significativa de datos utilizados para caracterizar los sistemas y cuantificar los impactos ocasionados, hacen necesario el uso de programas informáticos para sistematizar los resultados y cálculos implicados. En este sentido se cuenta con bases de datos especializadas en una gran diversidad de datos de inventario de procesos y productos así como programas informáticos para el modelaje y simulación de sistemas bajo el enfoque de ciclo de vida. En la tabla siguiente se mencionan algunas de las fuentes principales de datos de inventario de ciclo de vida de procesos y productos usuales en la modelización ambiental.

Tabla 10.1 Fuentes de datos de inventario del ciclo de vida de procesos y productos.

Base de datos	Cobertura Geográfica	Tipo	Datos
Ecoinvent	Global, Europa	Licencia	>1000
EDIP	Dinamarca	Licencia	>100
FRANKLIN	USA	SimaPro	>100
Spine	Global	Libre	>100

Fuente: [9].

APLICACIONES DEL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA

La metodología de análisis de ciclo de vida ha sido ampliamente utilizada para la evaluación ambiental de diversos sistemas de forma particular, la producción de energía a partir de fuentes renovables ha venido a ser objeto de estudio de numerosas investigaciones, a fin de cuantificar los beneficios ambientales del uso de fuentes renovables de energía en lugar de las fuentes convencionales a partir de recursos de origen fósil y, de forma adicional, para estudiar las opciones de mejora ambiental a lo largo del ciclo de vida que incidirán, de manera significativa, en la disminución de impactos sobre el ambiente.

Algunos de los estudios recientes en los cuales se aplica esta metodología se resumen en la Tabla 10.2.

Es de hacer notar que el análisis de ciclo de vida ha permitido evaluar sistemas de elevada complejidad, tal como los cultivos energéticos,

sobre los cuales es posible cuantificar los efectos producidos por el uso de fertilizantes, sustancias químicas para el control de plagas, las tareas de laboreo en los terrenos de cultivo, el uso de maquinaria agrícola, el riego, el cambio en el uso del terreno, entre otros factores.

La evaluación de la producción de biocombustibles también constituye una de las mayores aplicaciones de la metodología de ACV, debido a la importancia de cuantificar los beneficios ambientales del uso de combustibles alternativos frente a los efectos producidos por el uso de combustibles fósiles en la producción de energía.

Algunos de los estudios recientes han encontrado que entre los impactos principales se encuentra la acidificación terrestre y acuática, la eutrofización de las aguas, el agotamiento de los recursos, las radiaciones ionizantes, entre otros, debido principalmente a los procesos convencionales asociados a la producción de materiales para el procesamiento de materias primas, la producción de energía con componentes de origen fósil, las emisiones de compuestos acidificantes a

Tabla 10.2 Aplicaciones del ACV en procesos de obtención de energía.

Autor	Año	Sistema de producción estudiado	Ref.
Bentrup, F.	2009	Producción agrícola	[10]
Nemecek, T.	2005	Cultivos arables en Suiza	[11]
Mattson, B.	2000	Cultivos oleaginosos para biodiésel	[12]
Sanz, J.F.	2010	Biocombustibles de aceites de girasol, coza y soja	[13]
Monti, A.	2009	Cultivos energéticos miscanthus, giant reed, switchgrass y cynara	[14]
Dufour, J.	2013	Biodiésel de aceite de cardo y colza	[15]
Tsoutsos, T.	2010	Biodiésel de semillas de cultivos de girasol, colza y soja	[16]
Davis, S.	2008	Biocombustibles de cultivos energéticos	[17]
Larson, E.	2006	Biocombustibles de primera y segunda generación	[18]
Naik, S.N.	2010	Biocombustibles de primera y segunda generación	[19]
Whitaker, M.	2009	Biodiésel a partir de semillas de <i>Jatropha curcas</i> para el transporte	[20]
Burgess, A.A.	2001	Procesos químicos	[3]
Talens Peiro, L.	2010	Biodiésel de aceites de fritura usados	[21]
Morais, S.	2010	Biodiésel de aceites de fritura usados	[22]
Kim, S. and Dale, B.	2005	Biocombustibles a partir de cultivos energéticos	[23]
Jorquera, O.	2010	Biomasa de microalgas en estanques abiertos y fotobiorreactores	[24]
Hoefnagels	2010	Biocombustibles de primera y de segunda generación	[25]

las aguas y a la atmósfera, la generación de aguas residuales industriales, entre otras.

La importancia de evaluar estos impactos radica principalmente en lo siguiente:

- Cuantificar los efectos sobre el ambiente.
- Ponderar los impactos.
- Determinar las etapas del proceso más contaminante a lo largo de todo el ciclo de vida.
- Determinar las opciones de mejora ambiental.
- Evaluar el desempeño energético de los productos obtenidos.
- Estudiar escenarios alternativos de producción.
- Otorgar una categorización de producto de acuerdo a su desempeño ambiental.

Tabla 10.3 Categorías de impacto de ciclo de vida comúnmente utilizadas

Impacto	Escala	Datos pertinentes de eicv	Factores de caracterización común	Descripción del factor de caracterización
Calentamiento global	Mundial	Dióxido de carbono	Potencial de calentamiento global	Convierte los datos de ICV en equivalentes de dióxido de carbono. Nota: Los potenciales de calentamiento global pueden ser potenciales de 50, 100 o 500 años.
		Óxido nitroso		
		Clorofluo-carbonados		
		Hidrocloro-fluocarbonados		
		Bromuro de metilo		
Disminución de la capa de ozono	Mundial	Clorofluo-carbonados	Potencial de disminución de la capa de ozono	Convierte los datos de ICV en equivalentes de triclorofluorometano (CFC -11)
		Hidrocloro-fluocarbonados		
		Halógenos		
		Bromuro de metilo		
Acidificación	Región Local	Óxidos de azufre	Potencial de Acidificación	Convierte los datos de ICV a equivalentes de ion hidrógeno.
		Óxidos de Nitrógeno		
		Ácido clorhídrico		
		Acido Fluorhídrico		
		Amoniaco		
Eutrofización	Local	Óxidos de Nitrógeno	Potencial de eutrofización	Convierte los datos de ICV a equivalentes de fosfato
		Dióxidos de Nitrógeno		
		Nitrógeno		
		Amoniaco		
Smog fotoquímico	Local	Compuesto orgánico volátil no metálico	Potencial de compuesto creador oxidante fotoquímico	Convierte los datos de ICV a equivalentes de etano.
Toxicidad terrestre	Local	Químicos tóxicos con una concentración declarada letal para roedores.	CL50	Convierte los datos de CL 50 a equivalentes
Toxicidad acuática	Local	Químicos tóxicos con una concentración declarada letal para peces.	CL50	Convierte los datos de CL 50 a equivalentes
Salud Humana	Mundial Región local	Emissiones totales al aire, agua suelo.	CL50	Convierte los datos de CL 50 a equivalentes
Agotamiento de recursos	Mundial Local	Cantidad de minerales utilizados	Potencial de recursos agotados.	Convierte los datos de ICV a una proporción de recursos utilizados en comparación con la cantidad de recursos que quedan en reserva.
		Cantidad de combustibles fósiles utilizados		
Uso de la tierra	Mundial	Cantidad depositada en un relleno sanitario	Residuos solidos	Convierte la masa de residuos sólidos en volumen utilizando una densidad estimada.

Fuente: [26]

La Tabla 10.3 resume para el ACV el tipo de impacto, la dimensión de su impacto, de acuerdo a los contaminantes más comunes.

En el caso de la energía, el ACV inicia con la extracción del combustible, transporte y preparación, construcción, operación y desmantelamiento de las instalaciones de generación, el transporte de la energía y la gestión de los residuos producidos.

En el proceso de comparar alternativas, el análisis de ciclo de vida ACV es importante, pues es necesario tener en cuenta todas las etapas del proceso ya que cada tecnología impacta de manera diferente cada uno de los medios, por ejemplo la generación con carbón impacta principalmente en la etapa de operación, en tanto que para la energía nuclear los principales impactos se originan en la etapa de preparación del combustible, en la gestión de residuos, o en caso de accidente.

Una característica común de las fuentes de energía que no implican combustión, es que las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos surgen de otras etapas del ciclo de vida que no son la generación de energía eléctrica. Dichas etapas son la extracción de material prima, fabricación de componentes, transporte de combustible y material y construcción y

desmantelamiento de instalaciones. Las emisiones provenientes de estas etapas dependen de muchos factores diferentes, por ejemplo, la matriz de producción de energía eléctrica específica de un país. En países donde la mayor parte de la energía eléctrica se produce a partir de la combustión de combustibles fósiles, las emisiones son más elevadas que en los países que utilizan menos combustibles fósiles en la producción de energía.

Las emisiones que se toman en cuenta son los gases de efecto invernadero, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y materiales radiactivos.

La Tabla 10.5 resume los impactos medioambientales más significativos de las diferentes fuentes de energía convencionales y no convencionales (FCE y FNCE) a lo largo de su ciclo de vida, agrupados por tipo de combustible, sin particularizar para las distintas tecnologías. No se presentan las etapas de transporte y consumo de energía que son generales a todas y generan impactos locales menores, de solución local. Algunas etapas no se incluyen para ciertos combustibles por su menor importancia relativa.

Entre los efectos más notables sobre el ambiente, el “cambio climático”, se ha convertido en uno de los problemas ambientales más estudiados en

Tabla 10.4 Impactos ambientales más significativos de las formas de producción de energía

Tipo de impacto	Basados en la combustión				Nuclear	Hidro	Eólica	Solar
	Carbón	Petróleo	Gas	Biomasa				
Agotamiento de los recursos	X	X	X		X			
Uso de la tierra, impacto visual	X			X		X	X	X
Regulación de los cursos de agua						X		
Emisiones térmicas	X	X	X	X	X			
Ruido							X	
Radiación					X			
Calidad del aire	X	X	X	X				
Acidificación	X	X	X	X				
Eutrofización	X	X	X	X				
Efecto invernadero	X	X	X	X				

Fuente: [26]

Tabla 10.5 Impactos Medioambientales de FCE y FNCE

Fuente de Energía	Etapa	Consecuencias
Carbones y Lignitos	Extracción y transporte	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , partículas, CO ₂ , radiactividad. Vertidos líquidos: Aguas ácidas. Ocupación terrenos: Subsistencia, impacto visual. Alteración hábitats Ruido
	Generación	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , partículas, CO ₂ , metales pesados. Vertidos líquidos: productos químicos, contaminación térmica Residuos sólidos: escorias, cenizas Ocupación de terrenos: Impacto visual
Petróleo	Extracción y transporte	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , H ₂ S, CH ₄ , CO ₂ . Vertidos líquidos: productos químicos, derrames de combustible. Ocupación de terrenos: subsidencia, impacto visual, olores, alteración de hábitats. Ruido
	Generación	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , CO ₂ . Vertidos líquidos: productos químicos, contaminación térmica. Ocupación de terrenos: impacto visual.
Gas Natural	Extracción y transporte	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , H ₂ S, CH ₄ , CO ₂ Ocupación de terrenos: impacto visual, riesgo de accidentes, alteración de hábitats Ruido
	Generación	Emisiones atmosféricas: NO _x , CO ₂ Vertidos líquidos: productos químicos, contaminación térmica Ocupación de terrenos: Impacto visual.
Nuclear	Extracción, preparación y transporte	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , CO ₂ , partículas, radiactividad. Vertidos líquidos: aguas de drenaje, emisiones radionucleidos. Residuos sólidos: Residuos de mina (radiactivos) Ocupación de terrenos: subsidencia, impacto visual, alteración hábitats. Ruido
	Generación	Emisiones atmosféricas; radiactividad. Vertidos líquidos: materiales contaminados, combustible gastado Ocupación de terrenos: impacto visual.
	Gestión de residuos	Emisiones radiactivas
Hidráulica	Generación	Ocupación de terrenos: alteración hidrológica, perturbación de hábitats, riesgo de accidentes, impacto visual, alteración microclimas.
Solar	Generación	Residuos sólidos: metales pesados integrantes de los componentes. Ocupación terreno: impacto visual.
Eólica	Generación	Ocupación de terrenos: perturbación de hábitats, impacto visual. Ruido
Biomasa	Cultivo o recolección y transporte	Emisiones atmosféricas: SO ₂ , NO _x , CO ₂ , partículas. Vertidos líquidos: contaminantes agrarios. Ocupación terrenos: impacto visual, erosión.
	Generación	Emisiones atmosféricas: NO _x , partículas. Vertidos líquidos: productos químicos, contaminación térmica. Residuos sólidos: escoria, cenizas. Ocupación terrenos: impacto visual.

Fuente: [26]

la actualidad, debido a las consecuencias globales de sus efectos sobre la supervivencia en el planeta. La producción de energía y el uso de los combustibles fósiles, cuya combustión genera gases considerados como causantes del llamado “efecto invernadero”, así como la creciente preocupación

por el agotamiento de estos recursos, han dirigido la atención del mundo científico y tecnológico hacia la búsqueda de fuentes alternas de energía, más limpia y de origen renovable.

En este sentido, la energía a partir de biomasa surge como una de las vías de mayor interés,

debido a su origen renovable y a la consideración de las emisiones “nulas” de dióxido de carbono (CO₂). Pero ¿son realmente nulas las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de energía a partir de biomasa? La respuesta a ésta u otras interrogantes puede encontrarse mediante la evaluación ambiental de los procesos de producción de energía utilizando herramientas novedosas, de gran interés en el mundo científico actual y en plena expansión.

Entre las herramientas más utilizadas se encuentra el Análisis de Ciclo de Vida de procesos y productos, una metodología que permite evaluar las cargas ambientales de un producto industrial a lo largo de todo su ciclo de vida que comprende la obtención de las materias primas, su transporte, la transformación en producto, su distribución, consumo y disposición final, en lo que se conoce como el enfoque “de la cuna a la tumba”. En cada una de estas etapas se analizarán las entradas y salidas de materiales y energía, de manera que se obtendrá un balance de consumos y emisiones. De forma posterior, este balance se relacionará con los posibles impactos ambientales del proceso, a fin de establecer las relaciones y posibles mejoras ambientales del sistema del sistema bajo estudio.

Las metodologías de evaluación de impactos ambientales son susceptibles de sufrir cambios y ampliaciones, debido a la complejidad de los sistemas estudiados. Estas metodologías permiten relacionar los flujos de materiales y de energía de un sistema con los posibles efectos sobre el ambiente debido a los consumos y emisiones sobre las aguas, el aire, los suelos o el ecosistema natural. Entre las categorías de impactos más estudiadas se encuentra la eutrofización de aguas, el potencial de calentamiento global, la acidificación de aguas y suelos, el agotamiento de los recursos naturales, entre otros, que dependerán en gran medida del contexto geográfico y científico en el cual se han desarrollado.

En la actualidad, el análisis de ciclo de vida ha sido ampliamente utilizado en la evaluación ambiental de procesos y productos en el ámbito

energético. De manera más específica, los cultivos energéticos, la producción de biogás, los biocarburantes para el transporte y otros productos energéticos han comenzado a ser objeto de estudio en la determinación de sus posibles impactos ambientales y la sostenibilidad de dichos procesos. De igual modo, la determinación de la eficiencia energética de dichos procesos suele acompañar los estudios ambientales.

Es de destacar que este capítulo sólo pretende introducir al lector en este interesante tema, sin convertirse en una determinación del estado del arte de la investigación actual. Resultará de mucha satisfacción si los conceptos presentados despiertan el interés de profundizar aún más en este campo del saber.

Algunas preguntas...

Una vez presentados y analizados algunos de los conceptos fundamentales de la evaluación ambiental de procesos de producción de energía, podemos plantear algunas cuestiones de interés para el lector, las cuales pueden ser orientativas para ampliar las investigaciones relacionadas:

- ¿Resulta de interés evaluar la sostenibilidad de los procesos de producción de energía a partir de residuos orgánicos? ¿Se debe complementar las evaluaciones ambientales con determinaciones de rendimiento energético del producto obtenido?
- Hoy en día, la producción de energía resulta decisiva en el desarrollo de las sociedades modernas. Por ello cabe preguntar ¿cuál es el peso de los procesos de producción de energía en el creciente deterioro ambiental del planeta? Y ¿hasta qué punto las energías alternativas contribuyen a la generación de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático?
- La producción de energía a partir de biomasa ha sido el punto de atención de muchos debates donde se relaciona la producción

de biomasa con el encarecimiento de algunos rubros alimentarios ¿Es realmente cierta esta teoría y podría ser favorable para el crecimiento de la producción de energía a partir de residuos orgánicos?

- La metodología presentada permite una infinidad de aplicaciones en procesos

y productos. ¿Es posible que el lector pueda sugerir otras vías de producción de energía a partir de residuos orgánicos que puedan ser susceptibles de ser evaluados por este procedimiento? ¿Qué objetivos se pretenden alcanzar con este tipo de estudios?

REFERENCIAS

- [1] WEC, “2013 Energy Sustainability Index,” World Energy Council , Londres, 2013.
- [2] G. Finnveden e M. Hauschild, “Recent developments in Life Cycle Assessment,” *Journal of Environmental Management*, vol. 91, pp. 1-21, 2009.
- [3] A. Burgess e D. Brennan, “Application of life cycle assessment to chemical processes,” *Chemical Engineering Science*, vol. 56, pp. 2589-2604, 2001.
- [4] P. Linares Llamas, “Externalidades de la energía y su valoración,” Universidad Pontificia Comillas, 2000. [Online]. Available: www.iit.upcomillas.es/pedro/docuemnts/gago02. [Acesso em Mayo 2014].
- [5] J. R. Chacón, “Historia ampliada y comentada del análisis de ciclo de vida (ACV),” *Revista de la Escuela Colombiana de Ingeniería*, vol. 72, pp. 37-70, 2008.
- [6] A. Aranda, *Bases de datos locales. Seminario Herramientas informáticas asociadas al ACV*, Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos, 2008.
- [7] M. Ossés e R. Hischier, “The applicability of non-local LCI data for LCA,” *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 30, pp. 192-199, 2010.
- [8] T. Skone e M. Curran, “LCAccess—Global directory of LCI resources,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, pp. 1345-1350, 2005.
- [9] M. A. Curran e P. Notten, *Summary of global life cycle inventory data resources. Task force 1*, SETAC/ UNEP Life cycle initiative, 2006.
- [10] F. Bentrup e J. Kusters, “Environmental impact assessment of agricultural production systems using the life cycle assessment methodology I. Theoretical concept of a LCA methods tailored to crop production,” *European Journal of Agronomy*, vol. 20, pp. 27-2644, 2004.
- [11] T. Nemecek e S. S. Erzinger, “Modelling representative life cycle inventories for swiss arable crops,” *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 10, n. 1, pp. 1-9, 2004.
- [12] B. Mattson e C. Cederberg, “Agricultural land use in life cycle assessment (LCA): case studies of three vegetable oil crops,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 8, pp. 283-292, 2000.
- [13] J. F. Sanz e A. Guimaraes, “Life cycle assessment (LCA) of the biofuel production process from sunflower oil, rapeseed oil and soybean oil,” *Fuel Processing Technology*, vol. 10, 2010.
- [14] A. Monti e S. Fazio, “Cradle-to-farm gate life cycle assessment in perennial energy crop,” *European Journal of Agronomy*, vol. 31, pp. 77-84., 2009.
- [15] J. Dufour e J. Arsuaga, “Comparative life cycle assessment of biodiesel production from Cardoon (*Cynara cardunculus*) and rapeseed oil obtained under Spanish conditions,” *Energy & Fuels*, vol. 27, pp. 5280-5286., 2013.
- [16] T. Tsoutsos e V. Kouloumpis, “Life cycle assessment for biodiesel production un greek climate conditions,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 18, pp. 328-335, 2010.

- [17] S. Davis e K. Anderson-Teixeira, “Life-cycle analysis and the ecology of biofuels,” *Trends in Plant Science*, vol. 14, n. 3, pp. 140-146., 2008.
- [18] E. Larson, “A review of life-cycle analysis studies on liquid biofuel systems for the transport sector,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 10, n. 2, pp. 109-125, 2006.
- [19] S. N. Naik e V. Goud, “Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 578-597, 2010.
- [20] M. Whitaker e G. Heath, *Life Cycle Assessment of the Use of Jatropha Biodiesel in Indian Locomotives*, Technical Reports NREL. N. R. E. Laboratory: 86., 2009.
- [21] L. Talens-Peiró e L. Lombardi, “Life cycle assessment (LCA) and exergetic life cycle assessment (ELCA) of the production of biodiesel from used cooking oil (UCO),” *Energy*, vol. 35, n. 2, pp. 889-893, 2010.
- [22] S. Morais e T. Mata, “Simulation and life cycle assessment of process design alternatives for biodiesel production from waste vegetable oils,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 18, pp. 1-9, 2010.
- [23] S. Kim e B. Dale, “Life cycle assessment of various cropping systems utilized for producing biofuels: bioethanol and biodiesel,” *Biomass & Bioenergy*, vol. 29, pp. 426-439., 2005.
- [24] O. Jorquera e A. Kiperstok, “Comparative energy life-cycle analysis of microalgal biomass production in open ponds and photobioreactors,” *Bioresource Technology*, vol. 101, pp. 1406-1413, 2010.
- [25] R. Hoefnagels e E. Smeets, “Greenhouse gas footprints of different biofuel production systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 1661-1694, 2010.
- [26] Consejo Mundial de Energía, *Comparación de los sistemas energéticos utilizando Evaluación de Ciclo de Vida. Informe especial*, Trd. Comité Argentino, 2004.
- [27] A. Antón e F. Castells, “Land use indicators in life cycle assessment. Case study: the environmental impact of mediterranean greenhouses,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 15, pp. 432-438, 2007.
- [28] O. Jolliet e M. M. Margni, “IMPACT 2002+: A new life cycle impact assessment methodology,” *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 8, n. 6, pp. 324-330, 2003.
- [29] A. McMichael e R. Woodruff, “Climate change and human health: present and future risks,” *Lancet Review*, vol. 367, pp. 859-869, 2006.
- [30] A. Niederl-Schmidinger e M. M. Narodoslawsky, “Life Cycle Assessment as an engineer’s tool?,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 16, pp. 245-252., 2008.
- [31] S. Sangwon e G. Huppel, “Methods for life cycle inventory of a product,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, pp. 687-697, 2005.
- [32] C. Rúa e Y. Y. Lechón, “Life cycle environmental benefits of biodiesel production and use in Spain,” em *8th Highway and Urban Environment Symposium*, 2007.

La biomasa generada como residuo durante la producción de alimentos en la industria agrícola es una fuente de energía renovable (bioenergía). La sinergia entre la producción de alimentos y de bioenergía conlleva a una disminución de los precios de los alimentos, un crecimiento de la oferta de fuentes de energía, un efecto regulador en los precios de los combustibles fósiles, y evita la generación excesiva de gases de efecto invernadero y otras sustancias contaminantes.

En este libro, editado por la Red de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en la Generación de Energía (Bioenergía), se sustenta esta hipótesis mediante la descripción y ejemplos de acopio, pre tratamiento y transformación de la biomasa en bioenergía. Adicionalmente, y dado que el uso de la biomasa compite fuertemente con el uso de los combustibles fósiles, en sus últimos capítulos aborda el tema de la evaluación técnico-económica y gestión de proyectos energéticos así como de evaluación de la sustentabilidad.

La obra es producto del esfuerzo de diferentes académicos, industriales y organizaciones quienes a lo largo de los últimos 10 años han promovido y desarrollado diversos proyectos, con el fin de mejorar el abastecimiento de energía, de manera sostenible y contribuir a la amortiguación del Calentamiento Global mediante el uso de la bioenergía.

JOSÉ MARÍA RINCÓN MARTÍNEZ
Coordinador de la Red.

ISBN-13: 978-958-58880-0-5



9 789585 888005