



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS AMBIENTALES, ENERGÉTICOS Y OPERATIVOS
ASOCIADOS A LOS PROCESOS PARA LA OBTENCIÓN DE BIOENERGÉTICOS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MARISOL ALFONSO ROMERO

TUTOR
M.I. ABEL CLEMENTE REYES
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, MARZO 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Francois Lacouture Juan Luis
Secretario: Dr. León De Los Santos Gabriel
1^{er}. Vocal: Dr. Durán Moreno Alfonso
2^{do}. Vocal: Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia
3^{er}. Vocal: M. en I. Rodiles Amaro Fabiola

Lugar donde se realizó la tesis: Posgrado de Ingeniería, FI-UNAM, Ciudad Universitaria, CDMX.

TUTOR DE TESIS:

M.I. ABEL CLEMENTE REYES

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional, Autónoma de México (UNAM), porque ser mi segunda casa desde el bachillerato, dándome la mejor educación que puede recibir una persona en México.

A la Facultad de Ingeniería, por permitirme nuevamente la oportunidad de crecer profesionalmente dentro de sus instalaciones.

Se agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) y a la Secretaría de Energía (SENER) por la beca otorgada para la realización de los estudios de maestría.

A mi tutor Abel Clemente Reyes, por ser una persona ejemplar, brindándome sus conocimientos y consejos tanto profesionales como personales, agradeciendo su paciencia y esfuerzo para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco al Dr. Francois por su paciencia y su seguimiento durante mi estancia en el posgrado.

A los miembros del jurado; M.I. Fabiola Rodiles, Dr. Alfonso Durán, Dra. Cecilia Martín del Campo y Dr. Gabriel León, quienes aportaron comentarios e ideas para la mejora de este trabajo de investigación.

A mis compañeros y amigos de maestría Neri, Sergio, Polo, Juan Manuel, Sebastián y Ricardo, con quienes compartí excelentes momentos que me ayudaron a crecer personal y profesionalmente.

Dedicatoria

A mis padres por creer en mí y por haber estado en los momentos que más los he necesitado, por darme su cariño, amor, comprensión, paciencia y sus sabios consejos para seguir adelante en las decisiones difíciles.

A mi hermano David, por ser un gran apoyo y motivación para continuar mi trayectoria profesional, agradezco tu agradable compañía en todas las noches de desvelo que hemos tenido trabajando juntos en nuestros proyectos, así como los excelentes consejos y opiniones que me han ayudado a seguir adelante.

A mi hermano Gerardo, por brindarme su cariño y atención.

A mi cuñada Rocío, quien ha estado conmigo en los momentos difíciles, siendo una excelente amiga y hermana.

Por todo esto y más, gracias.

ÍNDICE

Índice de Figuras	vii
Índice de Tablas	ix
INTRODUCCIÓN	11
PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	12
OBJETIVO GENERAL	12
OBJETIVOS PARTICULARES	12
CAPÍTULO I. Antecedentes Generales	13
1.1. Análisis de los principales esquemas de gestión integral de Biomasa	13
1.1.1. Concepto de biomasa.....	13
1.1.2. Caracterización de la biomasa por tipo de manejo.....	13
1.1.3. Tipos de biomasa	14
1.2. Caracterización de los principales tipos de biomasa útiles para la generación de biocombustibles	15
1.2.1. Propiedades de la biomasa.....	15
1.2.2. Biocombustibles.....	17
1.2.3. Procesos de obtención	18
1.3. Caracterización del biogás y biodiésel como biocombustibles	19
1.3.1 Características del biodiésel.....	19
1.3.2. Características del biogás	20
1.3.3. Comparación energética entre el biogás y el biodiésel a nivel industrial	20
1.4. Biometano.....	22
1.5. Biohidrógeno.....	23
1.6. Entorno normativo aplicable en México en el tema de biocombustibles.....	24
CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles	29
2.1. Metodología y características para la obtención del biogás.....	29
2.1.2. Condiciones operativas y de seguridad en la obtención del biogás.....	30
2.1.3. Métodos y características de transformación para la obtención del biogás.....	31
2.1.4. Tecnologías para la obtención de biogás	39
2.1.5. Aportaciones del biogás	40
2.1.6. Obtención de biometano por medio de la purificación del biogás	41
2.1.7. Obtención del biohidrógeno por medio del biogás.....	42

2.2.	Metodología y características para la obtención del biodiésel	45
2.2.2.	Condiciones operativas y de seguridad para la obtención del biodiésel.....	49
2.2.3.	Métodos y características de transformación para la obtención de biodiésel.....	51
2.2.4.	Tecnología para la obtención de biodiésel.....	53
2.2.5.	Aportación del biodiesel	55
CAPÍTULO III.	Casos de referencia en materia de biocombustibles	56
3.1.	Entornos industrial y municipal en tema de biocombustibles	64
3.2.	Planteamiento y definición de casos en materia de bioenergéticos	67
3.2.1.	Referentes Internacionales y Nacionales en temas de biogás.....	67
3.2.2.	Referentes Internacionales y Nacionales en temas de biodiésel.....	71
3.3.	Análisis de las condiciones operativas y de escalabilidad	73
3.3.1	Condiciones operativas y de escalabilidad para el biogás	73
3.3.2.	Condiciones operativas y de escalabilidad para el biodiésel	82
CAPITULO IV.	Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial	100
4.1.	Flujo neto de efectivo	100
4.2.	Tasa de descuento	103
4.3.	Indicadores financieros.....	104
4.1.1.	Evaluación Económica del Biodiésel	106
4.1.2.	Evaluación Económica del Biogás	115
CAPÍTULO V.	Análisis comparativo de los beneficios entre biogás y biodiésel	128
5.1.	Análisis comparativo de los beneficios energéticos y de producción	128
5.2.	Análisis comparativo de los beneficios ambientales.....	129
5.3.	Análisis comparativo de los beneficios económicos.....	129
CONCLUSIONES	132
ANEXO 1	134
	Biogás	134
	Biodiésel	145
ANEXO 2	153
	Referencias	157

Índice de Figuras

Figura 1. 1. Tipos de biocombustibles	18
Figura 1. 2. Procesos de obtención de bioenergéticos	19
Figura 1. 3. Entorno normativo.	24
Figura 2.1. Sistema convencional de una Planta de Biodigestión Anaerobia.	29
Figura 2.2. Procesos para el funcionamiento de planta de biogás	33
Figura 2. 3. Etapas de producción de biogás	34
Figura 2. 4. Tasa de crecimiento de microorganismos	35
Figura 2. 5. Proporciones de carga orgánica respecto al TRH.	38
Figura 2. 6. Aportaciones del biogás dependiendo tipo de sustrato.	40
Figura 2. 7. Sistema convencional para una planta de biodiésel.	45
Figura 2. 8. Procesos para el funcionamiento de planta de biodiésel.	49
Figura 2. 9. Proceso discontinuo o Batch	53
Figura 2. 10. Proceso continuo	54
Figura 2. 11. Proceso supercrítico	54
Figura 2. 12. Proceso supercrítico	55
Figura 3. 1. Consumo energético mundial por tipo de combustible	57
Figura 3. 2. Participación del consumo mundial de energía primaria por tipo de combustible. ...	58
Figura 3. 3. Balance de energía primaria en México.	59
Figura 3. 4. Balance de energía secundaria en México.	59
Figura 3. 5. Precios de algunos combustibles en México	63
Figura 3. 6. Caracterización por sector y entorno de aplicación para el biogás y biodiésel	65
Figura 3. 7. Panorama mundial del biodiésel – producción actual y proyección	72
Figura 3. 8. Principales países productores y países en desarrollo en tema de biodiésel.	72
Figura 3. 9. Obtención de biogás, metano y digestato.	74
Figura 3. 10. Reacción ácidos grasos libres	84
Figura 3. 11. Entradas-salidas de la filtración.	85
Figura 3. 12. Entradas-salidas del proceso de secado.	85
Figura 3. 13. Correlación por medio de regresión potencial y logarítmica	87
Figura 3. 14. Ajustes por medio de regresión potencial y logarítmica	88
Figura 3. 15. Esquema general de esterificación para aceites.	89

Figura 3. 16. Correlación de esterificación de diferentes grasas	93
Figura 3. 17. Esquema general del proceso de esterificación para grasas.....	95
Figura 3. 18. Esquema de esterificación	96
Figura 3. 19. Esquema de transesterificación	99
Figura 4. 1. Flujo de efectivo de la obtención de biodiésel con aceite usado de girasol.....	110
Figura 4. 2. Periodo de recuperación de la planta de biodiésel con aceite usado de girasol. ...	111
Figura 4. 3. Análisis de sensibilidad respecto al VPN, variando los km de recolección.....	112
Figura 4. 4. Análisis de sensibilidad respecto a la TIR, variando los km de recolección.	112
Figura 4. 5. Precio óptimo y TIR por tipo de sustrato.....	114
Figura 4. 6. Flujo de efectivo para una planta de biogás.	121
Figura 4. 7. TR de inversión para una planta de biogás.	121
Figura 4. 8. Análisis de sensibilidad para la tarifa de la región I.....	123
Figura 4. 9. Análisis de sensibilidad para la tarifa de la región VI.	123
Figura 4. 10. VPN y TIR viables para tarifa región I.....	124
Figura 4. 11. VPN y TIR viables para tarifa región II.....	125
Figura 4. 12. VPN y TIR viables para tarifa región III.....	125
Figura 4. 13. VPN y TIR viables para tarifa región IV.	126
Figura 4. 14. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.....	126
Figura 4. 15. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.....	127
Figura 4. 16. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.....	127
Figura A-1. 1. Producción de biogás por tipo de sustrato	136
Figura A-1. 2. Productos por cada tipo de biomasa	137
Figura A-1. 3. Reducción de emisiones de CO ₂ por utilización de CH ₄	138
Figura A-1. 4. Comparativa energética con otros combustibles	139
Figura A-1. 5. Comparación calorífica del biodiésel con respecto al diésel	151
Figura A-1. 6. Comparación energética del biodiésel con respecto al diésel.....	151
Figura A-1. 7. Reducción de emisiones de CO ₂ equivalente.	152

Índice de Tablas

Tabla 1. 1. Características del biogás	20
Tabla 1. 2. Comparación entre biogás y biodiésel.	21
Tabla 1. 3. Descripción de la legislación en materia energética.	24
Tabla 2. 1. Características cuantitativas por tipo y clase de sustrato.	30
Tabla 2. 2. Rangos de temperatura para obtención de biogás.	35
Tabla 2. 3. Inhibidores de la producción de biogás.	36
Tabla 2. 4. Técnicas de limpieza del biogás.	41
Tabla 2. 5. Comparación de catalizadores para obtención de biodiesel.	48
Tabla 2. 6. Propiedades de líquidos para la elaboración de biodiésel	50
Tabla 2. 7. Distancias mínimas para líquidos de categoría IIIB.	50
Tabla 2. 8. Distancias mínimas para líquidos de clase I, II y IIA.	50
Tabla 2. 9. Propiedades del biodiésel.	52
Tabla 3. 1. Producción y demanda de energía primaria y secundaria a nivel nacional.	60
Tabla 3. 2. Emisiones de GEI por sector, en MtCO ₂ e.	61
Tabla 3. 3. Emisiones de GEI de GN y biogás.	62
Tabla 3. 4. Plantas de biogás a nivel mundial	68
Tabla 3. 5. Plantas de biogás a nivel nacional.	70
Tabla 3. 6. Características para producción de biogás y metano por tipo de biomasa.	75
Tabla 3. 7. Relación C/N	78
Tabla 3. 8. Contenido de H ₂ S en biogás por tipo de biomasa	79
Tabla 3. 9. Características y contenidos de ácidos grasos de grasas/aceites.	82
Tabla 3. 10. Composición de triglicéridos y ácidos grasos libres por tipo de grasa/aceite.	83
Tabla 3. 11. Esterificación por diferentes métodos de obtención.	86
Tabla 3. 12. Ajustes para las correlaciones logarítmica y potencial.	92
Tabla 3. 13. Eficiencias y acidez inicial y final en cada proceso.	94
Tabla 4. 1. Costos de Capital.	103
Tabla 4. 2. Costos de producción de biodiésel.	106
Tabla 4. 3. Equipos considerados para la planta de producción de biodiésel.	107
Tabla 4. 4. Costos de instalación de la planta de biodiésel.	108
Tabla 4. 5. Evaluación económica en la producción de biodiésel con aceite usado de girasol.	109
Tabla 4. 6. Análisis de sensibilidad por recolección de aceite usado de cocina.	111

Tabla 4. 7. Análisis de sensibilidad por precio de venta del biodiésel.....	113
Tabla 4. 8. Tarifas del gas natural por región.....	115
Tabla 4. 9. Costos de administración, mantenimiento y otros.	116
Tabla 4. 10. Costos de inversión por concepto.....	117
Tabla 4. 11. Resumen de los costos de inversión.....	118
Tabla 4. 12. Equipos para purificación de biogás, de seguridad y de operación.....	118
Tabla 4. 13. Evaluación económica en la producción de biogás.	119
Tabla 4. 14. Resultados de la evaluación económica en diferentes tarifas por región.	121
Tabla 4. 15. Análisis de sensibilidad para las tarifas I y VI variando los costos de bioabono....	122
Tabla A-1. 1. Productos del proceso de biodigestión.....	134
Tabla A-1. 2. Equivalencias energéticas del biogás.....	140
Tabla A-1. 3. Dimensionamiento de las estructuras de proceso en la obtención de biogás.....	142
Tabla A-1. 4. Balance de entradas y salidas del proceso de esterificación.....	145
Tabla A-1. 5. Balance de entradas y salidas del proceso de transesterificación	148
Tabla A-1. 6. Producción de biodiésel final para cada tipo de sustrato.....	150
Tabla A-1. 7. Producción de glicerina final para cada tipo de sustrato.....	150
Tabla A-1. 8. Comparativa energética del biodiésel respecto al diésel	150
Tabla A-2. 1. Costos de inversión, VPN, TIR, TR y tipo de tarifa	153
Tabla A-2. 2. Costos anuales de diferentes insumos para producción de biodiésel.....	156
Tabla A-2. 3. VPN, TIR, TR y precio para diferentes insumos en la conversión de biodiésel. ...	156

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con información publicada por el Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI, 2019), en México se producen diariamente en el orden de 96,000 toneladas de residuos sólidos, de los cuales se estima que el promedio nacional estriba en el 50% de residuos orgánicos de distintos sustratos y que se generan en los sectores industrial, municipal, agropecuario y de tratamiento de agua residual (cabe señalar que esta cifra puede cambiar dependiendo la entidad del país, pero prevalece para efectos de este documento, el criterio del 50% como promedio estadístico nacional).

En el esquema actual de gestión de residuos que se realiza en el país, la gran mayoría de éstos tienen una disposición final en una de tres alternativas: rellenos sanitarios normados, sitios de disposición final controlados y tiraderos a cielo abierto, generando una gran cantidad de emisiones a la atmósfera, fauna nociva, lixiviación y distintos problemas de salud y malestar social, a lo que se agrega el desaprovechamiento energético o desvalorización de tales residuos, lo cual impacta en poca eficacia del gasto social, costos operativos y costos de remediación, junto con una pérdida de competitividad, sustentabilidad y sostenibilidad de distintas entidades públicas y privadas en los sectores industrial, municipal, agropecuario y de tratamiento de aguas.

La gestión integral de residuos usualmente es un proceso complejo que contempla el aprovechamiento de tales residuos y su valorización tanto física como energética, aportando distintos beneficios operativos, ambientales, energéticos y económicos, para los usuarios en los sectores ya mencionados, particularmente en lo que se refiere a los usuarios de biocombustibles derivados del biogás, como biometano y el biohidrógeno, y que no han sido del todo estudiados en el país y menos aprovechados, pero que al analizar los beneficios que tales biocombustibles aportan, se coadyuvaría de manera eficaz tanto al cumplimiento de metas de emisiones de GEI a las que México se adhirió conforme al COP 21 y a la agenda 2030. Además de desarrollar mediante este estudio, una serie de criterios que permita vincular los temas de gestión integral de residuos, con la agenda nacional de biocombustibles y reducción de diferentes tipos de la contaminación que ocurre en distintas entidades a nivel municipal, regional, estatal o federal, ocasionada por entidades tanto públicas como privadas y de la sociedad civil en general.

En este trabajo, se realizó un análisis de la producción energética para diferentes biocombustibles; biogás, biometano, biohidrógeno y biodiésel, por medio de la premisa de minimizar la problemática que producen los residuos orgánicos en los diferentes sectores mencionados, utilizando esquemas que ayuden a comprender el funcionamiento del aprovechamiento energético.

Uno de los fines de este trabajo es el análisis de los procesos de transformación para el biogás y biodiésel; siendo el primero el productor directo del biometano y del biohidrógeno, obteniendo las características y requerimientos de transformación para diferentes biomásas llevándolo a esquemas conceptuales que ayuden a la comprensión de la formulación matemática de los productos obtenidos. Asimismo, se obtuvieron los beneficios energéticos y ambientales para dichos insumos, los cuales, como ya se mencionó con anterioridad, tienen la característica de ser catalogados como residuos (sin valor económico aparente), proponiendo introducirlos a una cadena de valor energética, dando aportaciones para su aprovechamiento como combustible y obteniendo los beneficios ambientales al reducir las emisiones de CO₂ y Gases Efecto Invernadero (GEI) que afectan a la atmósfera.

Otro factor importante para estudiar en este trabajo es el análisis económico en la producción de biogás y biodiésel en diferentes condiciones de operación (por tipo de insumo), dando a conocer la viabilidad correspondiente en cuanto a los ingresos y egresos de una planta, siendo escalable a nivel industrial.

PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- ¿Qué obstáculos hay en México para la producción de biogás y biodiésel?
- ¿Por qué en México no existen suficientes plantas de biogás y biodiésel que utilicen residuos o desechos que pueden ser introducidos a una cadena de valor energética?
- ¿Cuáles son los beneficios ambientales, energéticos y económicos que aporta la utilización de residuos orgánicos en la obtención de biogás y biodiésel?
- ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de la utilización de residuos para la transformación energética?

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica, económica y ambientalmente la producción de biogás y biodiésel a nivel de planta industrial a partir de diferentes residuos orgánicos para conocer su aprovechamiento al introducirlos a una cadena de valor energética dentro del país.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Obtener las equivalencias energéticas del biogás a biometano y biohidrógeno para su comparativa en el uso vehicular con respecto al biodiésel y a los combustibles de fuentes fósiles.
- Analizar y proponer un modelo matemático de la obtención de diferentes insumos que permita simular los procesos para la obtención biogás y biodiésel en diferentes sectores para la estandarización de resultados.
- Comparar los beneficios ambientales como son reducción de emisiones de CO₂ en la utilización de residuos al introducirlos en las cadenas de valor energético.
- Evaluar económicamente la producción de plantas de biogás y biodiésel respecto a diferentes insumos para conocer la factibilidad económica aplicada en México.

CAPÍTULO I. Antecedentes Generales

1.1. Análisis de los principales esquemas de gestión integral de Biomasa

1.1.1. Concepto de biomasa

La biomasa es la materia orgánica proveniente de procesos biológicos y que puede ser utilizable como fuente de energía renovable. Una definición formal de biomasa, es la siguiente: “La biomasa es la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura, residuos forestales y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales” (Pac, Ochoa, Hernández, & Casanova, 2011).

Entrando un poco al contexto energético, la biomasa como energía renovable, será aquella porción biodegradable utilizable para su transformación energética ya sea en forma eléctrica, térmica, como biocombustible o simplemente como un bioenergético alterno.

1.1.2. Caracterización de la biomasa por tipo de manejo

Gran cantidad de la biomasa aprovechable es en forma de residuos, por lo que para conocer más sobre el tipo de biomasa se describen los residuos por su tipo de manejo que, para hablar en términos sostenibles. La caracterización se tomó de las Normas Oficiales Mexicanas 083-SEMARNAT-2015, 161-SEMARNAT-2011 y 052-SEMARNAT-2005.

Por tipo de residuos entiéndase en esencia, tres tipos; residuos sólidos urbanos (RSU), residuos de manejo especial (RME) y residuos peligrosos (RP), los cuales se integran de la siguiente forma:

Los RSU son aquellos que se producen en casa habitación en cantidades menores a 10 toneladas anuales y es competencia constitucionalmente del municipio su plan de manejo, éstos se subdividen en RSU inorgánicos y orgánicos.

Los RME son aquellos que se producen en cantidades mayores a 10 toneladas anuales, los cuales requieren plan de manejo y se caracterizan, entre otras cosas, por ser competencia estatal su manejo conforme a las legislaciones mexicanas vigentes. Según la NOM-161-SEMARNAT-2011, se subdividen en ocho clases:

- I. Residuos de servicios de salud generados en centros médico-asistenciales, como son: papel y cartón, ropa clínica, ropa de cama y colchones, plásticos, madera y vidrio.
- II. Residuos agroplásticos generados por las actividades agrícolas, silvícolas y forestales.
- III. Residuos orgánicos de las actividades intensivas agrícolas, avícolas, ganaderas y pesqueras.
- IV. Residuos de las actividades de transporte federal.
- V. Lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales, a excepción de los indicados en la NOM 052-SEMARNAT-2005.

- VI. Residuos de tiendas departamentales o centros comerciales, incluyendo tiendas departamentales, centrales de abasto, mercados públicos y ambulantes. Los residuos que entran en el listado para este punto son: Envases metálicos, de vidrio, tereftalato de polietileno, poliestireno expandido, tarimas, envases y embalajes, residuos orgánicos y película de polietileno para embalaje.
- VII. Residuos de construcción y demolición.
- VIII. Productos que por su vida útil se desechan; residuos tecnológicos, de fabricantes de vehículos y, otros que por transcurrir su vida útil requieren de un manejo específico, por ejemplo: aceite vegetal usado.

De los puntos mencionados, son considerados biomasa aquellos que están incluidos en los puntos III, V, VI y VIII. Cabe mencionar, que para el punto V se excluyen los lodos residuales provenientes de Plantas de tratamiento industriales, debido a su alto contenido de agentes químicos. Para el punto VI se considera la fracción orgánica si se tiene una debida separación en el sitio de generación.

Por otra parte, los RP se caracterizarán en cuatro listados de acuerdo con la NOM 052-SEMARNAT-2005 dependiendo la fuente específica y, conforme las leyes vigentes en México; son de competencia federal su disposición y tratamiento. Para este trabajo sólo se hará esta mención debido a que no hay ningún tipo de biomasa que entre en la categoría de RP.

Como parte fundamental de los tipos de biomasa caracterizados tanto en RSU y RME, es importante clasificarlos por su tipo de fuente para poder dar, en su caso, un adecuado proceso de gestión ya sea para su tratamiento, disposición, aprovechamiento o transformación.

1.1.3. Tipos de biomasa

La biomasa tendrá diversas clasificaciones determinadas por sus características físicas, químicas y biológicas, agrupadas por el tipo de producto energético obtenible. Las clasificaciones son las siguientes: según su origen, según su naturaleza y fuentes por fines energéticos.

Tipos de biomasa según su origen

Conforme al origen de la biomasa, de manera esencial (o básica), ésta es susceptible de ser clasificada en alguna de las siguientes categorías: primaria, secundaria o terciaria, donde la primaria corresponde a todos los seres biológicos fotosintéticos; plantas, algas y seres autótrofos; la biomasa secundaria conlleva a toda aquella materia orgánica producida por seres heterótrofos, es decir; que se alimentan de biomasa primaria; organismos o animales herbívoros, la biomasa terciaria será definida como aquella que se produce de los organismos que se alimentan de la biomasa secundaria; organismos o animales carnívoros. Esta clasificación también podría determinarse como una agrupación de organismos correspondientes a la cadena alimenticia básica.

Tipos de biomasa según su naturaleza.

Para la clasificación de la biomasa según su naturaleza, atiende a las propiedades de la clasificación anterior, y estará dada por los compuestos como hidratos de carbono (lignocelulósicos o amiláceos), lípidos y compuestos orgánicos nitrogenados. (San Miguel & Gutiérrez, Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética, 2015)

Biomasa lignocelulósica: Será la materia orgánica en donde predominan las holocelulosas y la lignina, es decir, será la materia con alto contenido de celulosa y hemicelulosa, por ejemplo; la madera, la leña y/o las ramas leñosas de árboles, arbustos o setos.

Biomasa amilácea: Será la materia orgánica con alto contenido de hidratos de carbono y se encontrarán en forma de polisacáridos, por ejemplo; cultivos con alto contenido de almidones o inulina, como las papas, las remolachas, etc.

Biomasa azucarada: Será la materia orgánica cuyo componente principal son los azúcares monosacáridos (glucosa o fructuosa) o disacáridos (sacarosa), por ejemplo; la caña de azúcar.

Fuentes de biomasa por fines energéticos

Biomasa natural: Es aquella que se produce en ecosistemas naturales (sin que el hombre influya en su generación), es decir, se trata de los recursos forestales como los son bosques, coníferas, helechos, etc.

Biomasa residual: Es aquella producida de las actividades humanas y serán los residuos provenientes de explotaciones agrícolas, forestales o ganaderas, esto como producto de las actividades económicas primarias. Dentro de las actividades económicas secundarias, se tienen todos los residuos orgánicos generados en industrias, por ejemplo, residuos de industrias que manejan algún tipo de biomasa o ingenios azucareros, industrias agroalimentarias, entre otras. Así mismo, en esta clasificación se encuentran los residuos orgánicos producidos en los asentamientos poblacionales.

1.2. Caracterización de los principales tipos de biomasa útiles para la generación de biocombustibles

1.2.1. Propiedades de la biomasa

Para la caracterización de la biomasa, es indispensable conocer las propiedades físicas, químicas, biológicas y energéticas de los compuestos o sustratos que la integran, con la finalidad de conocer el tipo de aprovechamiento que maximice su transformación energética. Las propiedades se describen a continuación (San Miguel & Gutiérrez, Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética, 2015):

Granulometría. Hace referencia a un tamaño de partícula estándar para su proceso y utilización, permitiendo homogeneizar el sustrato para su utilización.

Densidad real. Es la densidad de algún tipo de material sin considerar los espacios entre partículas, por lo que no dependerá de su granulometría.

Densidad aparente. Es definida como el peso por unidad de volumen del material en el estado físico que presenta.

Contenido de humedad. También denominada humedad relativa, será la relación de la masa de agua contenida por kilogramo de masa seca. Teniendo así:

$$H = (P_h - P_o) / P_h$$

Donde P_h será el contenido de masa húmeda, P_o será el contenido de masa seca y H será el contenido de humedad dado en porcentaje.

Cenizas: Es la fracción inorgánica no combustible y es la parte residual que se genera después de la combustión de la biomasa.

Carga Orgánica. La carga orgánica será el total de alimentación al reactor expresándose como concentración de sólidos totales (ST), Fijos (SF), volátiles (SV), así como Demanda Química de Oxígeno (DQO), dependerá plenamente del tipo de sustrato y de sus características.

Sólidos fijos (SF). Será la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de materia prima. Se obtiene a partir de la fracción volátil y las cenizas, en donde la suma debe ser igual a 100%.

Sólidos volátiles (SV). Es la fracción que se desprende en forma de vapor y gases, restando la humedad, al calentar el combustible en ausencia de aire hasta la temperatura de combustión. Para la obtención del biogás es importante conocer el porcentaje de SV contenidos en la biomasa, dado que será teóricamente el equivalente de conversión a biogás.

Sólidos Totales (ST). Es la fracción orgánica presente en su estado sólido (vegetal o animal), sin contenido de humedad. Para su transformación energética a biogás, es la parte proporcional que se transforma en biosólidos.

Análisis elemental CHON. Son denominados macroelementos por su abundancia relativa, constituyendo el 96% de la biomasa en base seca, siendo el carbono y el oxígeno los más abundantes con un 43 a 48%, posteriormente se tiene el hidrógeno con un 5.5 a 6.5% y finalmente el Nitrógeno con un valor de 1.5 a 5%. El oxígeno será un comburente favoreciendo la combustión al disminuir la cantidad de aire.

Poder calorífico. Es determinado por la energía disponible en la biomasa. Su poder calorífico estará relacionado directamente por el contenido de humedad, un alto contenido de humedad disminuirá su eficiencia en la combustión. Para este contenido energético se consideran dos conceptos: el poder calorífico superior (PCS) y el inferior (PCI). El PCS indica la energía total que se desprende en la combustión completa y a volumen constante de 1 kg. Por otra parte, el PCI se obtendrá de la diferencia del calor latente de vaporización respecto al PCS.

Contenido de Cloro (Cl) y Azufre (S). El cloro puede dar lugar a dioxinas y cloro libre, tratándose como agente nocivo al ambiente ya sea que se encuentre solo o mezclado con un hidróxido formando hidróxido de cloro HCl, que a su vez al mezclarse con vapor de agua forma corrosión en materiales. Este factor es importante para el diseño en cuanto al tipo de material que se empleará en una planta de biomasa.

Elementos inorgánicos mayoritarios, Al, Ca, Fe, Mg, P, K, Si, Na, P, Se, Si y Ti. Algunos de estos elementos son contenidos por la biomasa y se encontrarán en diferentes proporciones dependiendo las características químicas de ésta. Para determinar cuál es el porcentaje de elementos inorgánicos mayoritarios que contiene la biomasa, es necesario realizar procesos fisicoquímicos que los separen de la materia orgánica, los cuales son: fusión, sublimación, difusión, electrólisis, entre otros.

Elementos inorgánicos minoritarios As, Ba, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Mo, Ni, Pb, Sb, V y Zn. Son considerados oligoelementos o elementos traza (aplicaciones como micronutrientes) que suelen presentarse en muy bajas proporciones, alrededor del 0.1% de la biomasa. Al igual que los elementos inorgánicos mayoritarios, se obtendrán por cualquiera de las pruebas anteriormente mencionadas, con la diferencia que éstos son más complicados de determinar debido a que sus

bajas concentraciones hacen que se vuelvan despreciables en las pruebas. Cabe mencionar que éstos serán elementos nocivos para la salud humana.

1.2.2. Biocombustibles

Entiéndase por biocombustible, a la fracción obtenida de la transformación de la biomasa para su aprovechamiento energético, descartando los combustibles fósiles que, como bien se sabe, provienen igualmente de la transformación de la materia orgánica inerte, pero su proceso ha llevado miles de años teniendo características físicas y químicas contaminantes considerando que es una fuente de energía no renovable y, a su vez, su proceso de transformación implica grandes daños ambientales.

Para la transformación de los biocombustibles se tienen tres tipos diferentes, los sólidos, los líquidos y los gaseosos (ver Figura 1.1), los cuales se describen a continuación:

Biocombustibles sólidos; son aquellos que usan directamente la biomasa sin algún proceso complejo, es decir, que el insumo para su utilización requiere menores grados de transformación física o química, y mantendrá su estado sólido hasta el final (García & Maserá, 2016). La forma común de utilización es para la obtención de energía térmica (calefacción de hogares, cocción de alimentos e iluminación interior y exterior). Como ejemplo se tiene la leña, el carbón vegetal, residuos agrícolas, residuos forestales, entre otros (Álvarez C. , Producción de etanol como biocombustible a partir de residuos vegetales no alimenticios (Tesis de maestría), 2018, pág. 11).

Biocombustibles líquidos; son obtenidos de los cultivos energéticos como caña de azúcar, oleaginosas o aceite vegetal usado. Para poder obtener un producto energético es necesario llevar a cabo algún tipo de transformación bioquímica o fisicoquímica que aportará mayores beneficios energéticos (Red Mexicana de Bionergía, 2011, págs. 7-8). Por ejemplo, se tienen los alcoholes como el bioetanol, etanol celulósico, etanol de alga, y los biohidrocarburos como el biodiésel, licor negro, syndiésel, aceite de pirólisis y diésel de alga.

Biocombustibles gaseosos; éstos serán obtenidos a partir del aprovechamiento de insumos con alto contenido orgánico que se encuentren en estado sólido, semisólido o líquido. El proceso de transformación puede ser por medio de digestión anaerobia, para la obtención de biogás, por procesos termoquímicos, para la obtención de biohidrógeno o gas de síntesis, o por mezcla de ambos, para la obtención de biometano.

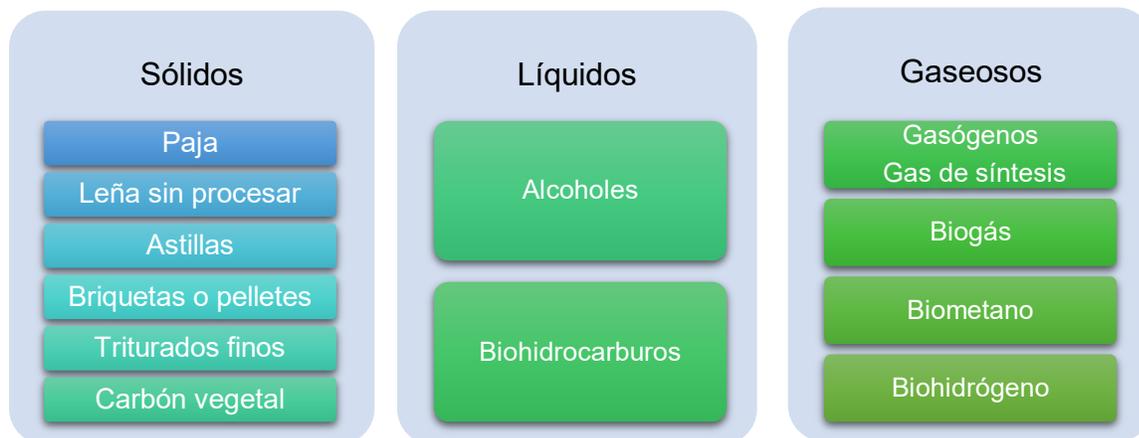


Figura 1. 1. Tipos de biocombustibles

Elaboración propia con base en (Salinas & GASCA, LOS BIOCMBUSTIBLES, 2009)

1.2.3. Procesos de obtención

Dependiendo el tipo de biomasa, se tendrán diferentes métodos para la obtención del biocombustible, los cuales son: procesos mecánicos, como la trituración; astillado y compactación; termoquímicos, combustión, pirólisis y gasificación, bioquímicos; digestión anaerobia y fermentación, y extractivos o también llamados fisicoquímicos; esterificación y transesterificación (véase Figura 1.2) (Red Mexicana de Bionergía, 2011).

Los biocombustibles se separan en diferentes generaciones, según su nivel de desarrollo (grado de complejidad en la transformación de la biomasa), y de las materias primas que utilizan, aunque no existe una definición universalmente aceptada. (IEA Bioenergy, 2009)

Biocombustibles de 1ª Generación: Son denominados biocombustibles de primera generación a los que su materia prima proviene de cultivos alimenticios (compite en parte con el alimento, por lo que recibe crítica debido a la crisis alimenticia en algunos países), siendo la primera forma de obtención de biocombustibles fue caracterizada en su momento como una tecnología en transición.

- *Insumos:* Se tendrán plantas con alto contenido de almidón, azúcares; caña de azúcar, y aceite; semillas de girasol, soya, palma, jatropha curca, cacahuete, etc. En el caso de aceites, también se puede usar aceite de desecho vegetal y animal.
- *Proceso y obtención:* Para el caso de los residuos agrícolas (sólidos) se emplean digestión anaerobia, dando como producto biogás (que igual puede ser usada esta técnica para casos de residuos líquidos); en el caso de la biomasa líquida se utilizan tecnologías convencionales. Es decir, para los azúcares y almidones se emplea la fermentación la cual dará como resultado el bioetanol y; para el caso de los aceites, se usa la transesterificación que dará como resultado el biodiésel.

Biocombustibles de 2ª Generación: Se denominan así por obtenerse a partir de cultivos alternativos no alimenticios, o mejor dicho, de sitios que no estén destinados a cultivar alimento de manera efectiva, que no consuma mucha agua y se evite fertilizante.

- *Insumos:* Residuos agrícolas forestales compuestos por lignocelulosa como lo es el bagazo de caña, aserrín, hojas y ramas secas, etc.
- *Procesos de obtención:* Los procesos de obtención para el caso de la biomasa líquida se tienen productos como el etanol celulósico obtenido por el proceso de Fischer-Tropsch (también conocido como proceso GTL o BTL), el cual consiste en la gasificación del carbón o de la biomasa lignocelulósica. También se obtendrá el licor negro por medio de pirólisis rápida y el biometano por medio de la pirólisis.

Biocombustibles de 3ª Generación: La producción no depende de insumos agrícolas, por lo que no incide en la cadena alimenticia, se obtiene de técnicas de biología molecular.

- *Insumos:* Son todos los insumos vegetales no alimenticios de crecimiento rápido o con alta densidad energética como lo son las algas y microalgas.

- *Proceso y obtención:* Estos biocombustibles aún se encuentran en fase de desarrollo, sin embargo, se emplean en la utilización de biogás, biohidrógeno, biometano, biodiésel y bioetanol. Como productos gaseosos, se tendrán el biogás por medio de la digestión anaerobia, el hidrógeno y biometano, por medio de la fotosíntesis anaerobia. Para los productos líquidos; biodiésel y bioetanol se llevan los procesos de gasificación, síntesis catalítica y transesterificación.

El objetivo de las tecnologías de segunda y tercera generación es, por tanto, producir biocombustibles sostenibles, competitivos en varios sentidos y de bajo costo a partir de una amplia gama de recursos que no compitan con la producción de alimentos y que tienen emisiones de GEI significativamente menores que la 1ª generación de biocombustibles.

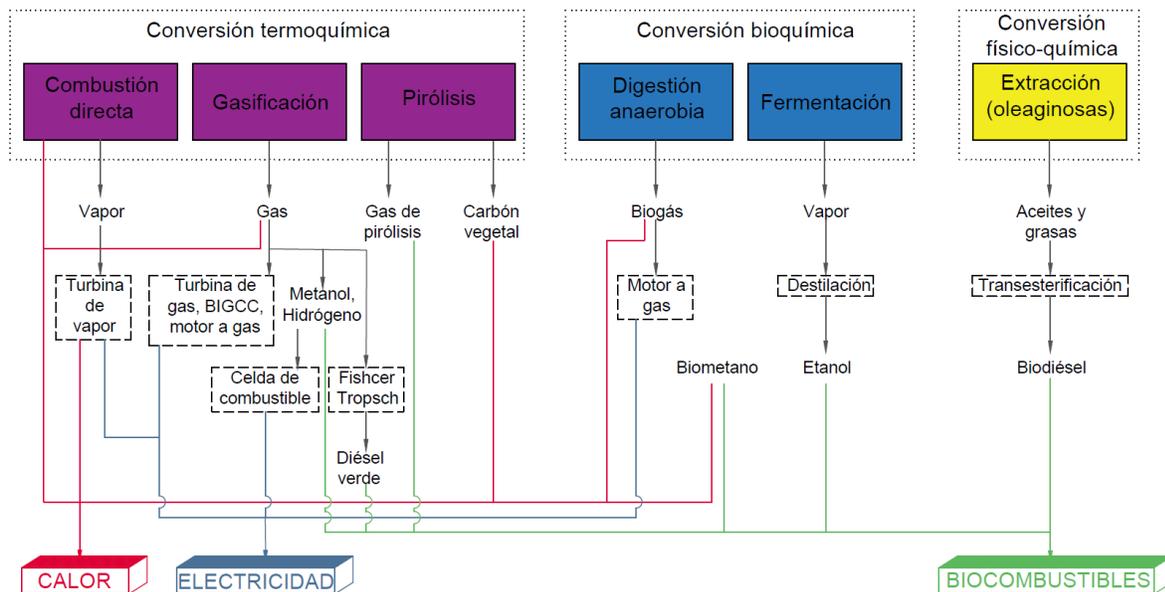


Figura 1. 2. Procesos de obtención de bioenergéticos

Fuente: Elaboración propia con base en (Red Mexicana de Bionergía, 2011).

1.3. Caracterización del biogás y biodiésel como biocombustibles

1.3.1 Características del biodiésel

El biodiésel es un combustible limpio y renovable que puede producirse a partir de aceites vegetales, grasas animales y lípidos de micro algas. Sus propiedades físicas y químicas son muy similares a las del diésel convencional, por lo que es una alternativa prometedora para competir con dicho combustible (García & Mesera, 2016).

Existen diferentes formas de uso del biodiésel, la primera es su uso en su forma pura, la cual es denominada B100 (también conocida como gasoil verde), la cual consiste en usarlo en un motor diésel directamente sin necesidad de alguna modificación en el motor, sin embargo, el rendimiento es menor al diésel convencional. Es por eso que se atribuye el uso a ciertos porcentajes de biodiésel mezclado con diésel, denominadas mezclas B20, B50, B80, etc., donde el número representa el porcentaje de biodiésel utilizado en la mezcla (García & Masera, 2016).

De forma general, la proporción en porcentaje en cuanto a insumos y productos para el biodiésel después del proceso de transesterificación son los que se presentan a continuación (cabe mencionar que para la determinación precisa de los productos se puede realizar la prueba ASTM D 6751):

Insumos		Productos
(87%) Aceite		(86%) Biodiésel
+		+
(12%) Metanol	→	(9%) Glicerina
+		+
(1%) Catalizador		(4%) Etanol
		+
		(1%) Fertilizante

Fuente: (IICA, 2010)

Lo anterior hace referencia a porcentajes obtenidos directamente de las semillas y no como materia prima de bajo valor comercial (aceite/grasas de fritura).

1.3.2. Características del biogás

Se define como una mezcla que se produce de manera natural o inducida, consecuente de la degradación biológica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno (Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, 2017). El biogás es una mezcla de gases formada principalmente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), por mencionar los más importantes.

La composición del biogás se muestra en la tabla 1.1:

Tabla 1. 1. Características del biogás

Características	Rango cuantitativo
Composición	55-70 % CH ₄ 30-45 % CO ₂ Trazas de otros gases (N ₂ S, N ₂ , etc.)
Contenido energético	6.0-6.5 kWh m ⁻³
Equivalente de combustible	0.60 – 0.65 L petróleo/m ³ biogás
Límite de explosión	6-12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650- 750 °C
Presión crítica	74 – 88 atm
Temperatura crítica	-82.5 °C
Densidad normal	1.2 kg m ⁻³
Olor	Huevo podrido
Masa molar	16.043 kg kmol ⁻¹

Fuente: (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011)

1.3.3. Comparación energética entre el biogás y el biodiésel a nivel industrial

Con base en las propiedades descritas para el biodiesel y biogás, se realizó la siguiente tabla comparativa, con la finalidad de conocer sus ventajas como producto para la utilización bioenergética a nivel industrial.

Tabla 1. 2. Comparación entre biogás y biodiésel.

Característica		Biodiésel	Biogás
Sustrato		<ul style="list-style-type: none"> • Aceites vegetales de: Jatrophas curcas, soya, colza, girasol, coco, palma, etc. • Aceite de desecho de cocina vegetales y animales. • Aceites de semillas genéticamente modificadas; aceite de girasol de alto oleico. • Grasas animales. • Aceite de Microalgas.o de producciones microbianas. <p>(García & García, Biocarburentes líquidos: biodiésel y bioetanol, 2006)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Residuos de origen animal: estiércol, orina, rastros, industria Residuos orgánicos de industrias de granjas lecheras, ganaderas, bobinas, porcinas, aviar, etc. • Residuos de origen vegetal: malezas, rastrojos de cosechas, pajas, forraje, etc. • Residuos de origen humano: heces, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), orina. • Residuos agroindustriales: Papelera, ingenios azucareros, alimentos, licorera/ cervecera, etc. • Lodos de plantas de tratamiento (PTAR) • Aprovechamiento de biogás de rellenos sanitarios. • Residuos forestales. • Residuos de cultivos acuáticos: algas marinas, jacintos y malezas acuáticas. <p>(Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, 2017)</p>
Productos y subproducto		Biodiésel, glicerina.	Biogás, biometano, lodos estabilizados (fertilizantes).
Transformación energética		Biocombustible	Energía Eléctrica Energía Calorífica Biocombustible
Aplicaciones como biocombustible		Se puede usar como sustituto de combustible en motores de ciclo Diésel.	Se puede usar como sustituto de gas natural e implementar en motores de ciclo Diésel y ciclo Otto (con sus respectivas modificaciones para su aprovechamiento).
Mitigación de GEI	CO ₂	95 – 100% ¹	1.5% mayor respecto al Gas natural ²
	SO _x	100%	S/P*
	HCl	10-50%	S/P
	CO	10-50%	
	NO _x	5-10 % (reduce o aumenta de acuerdo con el desgaste del motor y la calibración de la bomba de inyección)	
Ventajas		No requiere una modificación en el motor diésel para su utilización. (Ortiz, págs. 19-20). Puntos de fusión más elevados que el gasóleo. Reducciones entre 40 y 80% de GEI.	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de biofertilizante rico en nitrógeno, fósforo y potasio capaz de competir con los fertilizantes químicos que son más caros y afectan al medio ambiente. • Reducción de contaminación en suelo, agua y aire.
Desventajas		<ul style="list-style-type: none"> • Leve incremento en consumo debido a menor poder calorífico. • Limitaciones a bajas temperaturas. • Necesidad de utilizar aditivos para mejorar el ensayo del punto de obturación del filtro en frío. • Incompatibilidad con materiales. • Los esterres son más agresivos que el gasóleo y pueden atacar el caucho y a los tipos comunes de pinturas. • Para el caso de cultivos como materia prima, se invierte en: cultivo de la planta, extracción del aceite, refinación del aceite y transporte. • Para el caso de aceite de desecho se deben contemplar costos de transporte para su recolección. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para su uso como combustible para vehículos requiere ser almacenado en contenedores cilíndricos de alta presión (200 a 300 bar), esto implica que deba ser purificado antes de su compresión. • La conversión de los motores para su utilización, es costosa. • Su poder calorífico es menor al del gas natural (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011).

¹ Las emisiones durante el ciclo de vida del B100 son 78.45% más bajas que aquellas debidas al diésel, si se compara con un B20 se reduciría 15.66%. (Fuentes, 2006)

² Esto debido a que el biogás está compuesto por 50-75% CH₄ y 25-45% CO₂.

Característica	Biodiésel	Biogás
	• Efecto de saponificación (formación de jabones).	

1.4. Biometano

El biometano es equivalente al gas natural clásico por lo que se puede distribuir empleando las redes de gas natural actuales y utilizarlo tanto para alimentar industrias como para uso vehicular y para calentar hogares.

Cuando el destino del biogás es su combustión directa, por ejemplo; uso doméstico, es recomendable que el poder calorífico del mismo sea elevado mediante el aumento en la concentración de metano. Si, por el contrario, se utiliza para inyectarlo en una red de gas natural o utilizado en un motor de combustión interna, el aumento en la concentración de metano es imprescindible, y con él, la eliminación de compuestos que pueden causar daños a motores o calderas. Entre estos compuestos destacan el H_2S y el vapor de agua (más adelante se describirá con más detalle).

El biometano puede sustituir al combustible vehicular GNV (Gas Natural Vehicular) sin perjudicar la potencia del vehículo y sin grandes modificaciones en los equipamientos. Podrá ser utilizado también en sistemas de refrigeración industrial, equipos de tratamiento térmico, estufas y hornos industriales, equipos de calefacción, climatización, combustible agrícola, motores de combustión interna, turbinas, etc. Además, podrá ser utilizado para producir hidrogeno (H_2), excelente recurso para celdas de combustible.

El biometano puede producirse a partir de la depuración del biogás generado por digestión anaerobia, o bien a partir del lavado del gas de síntesis generado en la gasificación de la biomasa, siendo 100% renovable. También se incluye el metano del proceso Power-to-Gas, cuando la energía eléctrica utilizada se ha generado a partir de fuentes renovables y el hidrógeno se convierte biológicamente en metano en el digestor, conjuntamente con el CO_2 .

El biogás lo genera una amplia variedad de sustratos, ya que puede originarse a partir de desechos biológicos, tales como residuos agrícolas (paja, cultivos intermedios, estiércol, etc.), cultivos energéticos, lodos de aguas residuales, residuos orgánicos domésticos e industriales.

El biogás lo produce una bacteria mediante la digestión anaerobia (AD) de sustratos orgánicos en ausencia de oxígeno. La composición química del biogás no tratado consiste en un 50% a 75% de metano (CH_4), un 25% a 50% de dióxido de carbono (CO_2) y el resto está compuesto por vapor de agua (H_2O), trazas de oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2) y ácido sulfhídrico (SH_2). Al gas generado se le puede eliminar el agua y el ácido sulfhídrico. Lo más frecuente es utilizarlo para la producción conjunta de electricidad y calor.

Es de resaltar que el biogás/biometano es un biocombustible avanzado ya que una gran parte de las hemicelulosas y celulosas se degradan de forma natural. Con un pretratamiento apropiado, la degradación aumenta de manera sustancial. Ya que para la producción de biometano mediante digestión anaerobia puede emplearse una amplia variedad de materias primas, también varían sus características medioambientales, pero son notablemente mejores que en el caso de fuentes fósiles de energía.

Además, debería tenerse en cuenta al calcular la sostenibilidad del biometano, la reducción de emisiones debido a la valorización como fertilizante del digestato. Cuando se utilizan digestatos

como fertilizantes orgánicos para cultivos y mejora del suelo, se ahorran los costes de producción de fertilizantes minerales y se evitan las emisiones de dicha producción. Pueden ahorrarse hasta 13 kgCO₂ equivalente por tonelada, cuando los fertilizantes minerales se sustituyen por digestato.

1.5. Biohidrógeno

El hidrógeno (H₂) es un vector energético que tienen grandes ventajas ambientales, su característica principal es que, aunque no es en sí una fuente energética, puede tener diferentes orígenes tanto renovables como no renovables. Es un combustible limpio, cuando se quema con aire las emisiones que produce son no contaminantes. Además de la combustión directa, se ha desarrollado una tecnología basada en pilas de combustibles en las que se transforma la energía química en energía eléctrica y vapor de agua.

Actualmente, el 40% del gas de hidrógeno que se produce proviene de la oxidación catalítica de gases naturales, el 30% de metales pesados y nafta, el 18% de carbón, el 4% de la electrólisis y menos del 1% de biomasa. Entre las formas de conversión de hidrógeno mencionadas, la producción biológica a partir de biomasa es la que genera el mayor interés por ser una forma potencial de producción inagotable (Blanco & Rodríguez, 2012). Se reporta que la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables es por dos vías principales: la fotosíntesis y fermentación. De estas alternativas, se reporta que los procesos de fermentación presentan una mayor producción. Dentro de los procesos de fermentación, estos se pueden dar con luz (fotofermentación) o sin luz (fermentación oscura). Dentro de procesos, la fermentación oscura aparenta ser la más favorable puesto que puede operar de forma continua y con altas tasas de producción comparado con los otros procesos biológicos. De forma complementaria, si se aprovecha los residuos de la fermentación es posible obtener un producto con valor agregado. Sin embargo, los estudios en relación con la producción de hidrógeno vía fermentación oscura no presentan resultados concluyentes (Blanco & Rodríguez, 2012). Se reporta, que a pesar de que ha sido ampliamente estudiada la producción de biohidrógeno por fermentación oscura de residuos, aún quedan muchos aspectos por mejorar.

1.6. Entorno normativo aplicable en México en el tema de biocombustibles

El marco regulatorio referente al campo energético y ambiental es bastante amplio, sin embargo, para el tema de biocombustibles aún se tiene mucho por trabajar en cuanto a las especificaciones técnicas, administrativas y de control. Como en todos los proyectos en México, es indispensable cumplir con un entorno normativo, el cual va a regir en los tres órdenes de gobierno, los cuales son federal, estatal y municipal (figura 1.3).

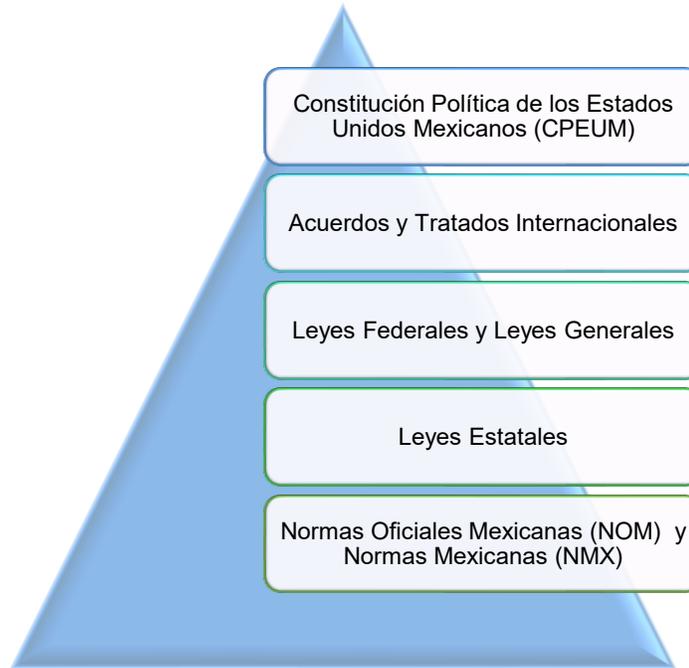


Figura 1. 3. Entorno normativo.

Fuente: Elaboración propia.

Es por eso, que se describe la normatividad regulatoria aplicable en materia de bioenergía que compete el cumplimiento para cualquier proyecto particular o gubernamental.

Tabla 1. 3. Descripción de la legislación en materia energética.

Legislación	Descripción
Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM)	
Artículo 1.	Todas las autoridades, en el ámbito de sus competencias, tienen la obligación de promover, respetar, proteger y garantizar los derechos humanos de conformidad con los principios de universalidad, interdependencia, indivisibilidad y progresividad. En consecuencia, el Estado deberá prevenir, investigar, sancionar y reparar las violaciones a los derechos humanos, en los términos que establezca la ley. (Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 1917)
Artículo 4.	Establece que toda persona tiene derecho a un ambiente sano para su desarrollo personal, resaltando que es el estado el que debe garantizar dicho cumplimiento.
Artículo 26.	Que establece los procedimientos de participación y consulta popular para el sistema nacional de planeación democrática, y los criterios para la formulación, instrumentación y control.

Legislación	Descripción
Artículo 27.	Que establece que es competencia de la nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como los servicios públicos de transmisión y distribución de energía eléctrica.
Artículo 28.	Se estipula que quedarán prohibidos los monopolios y deberá haber una regulación en los precios y tarifas de los servicios, para esto, se establece que el poder Ejecutivo contará con dos órganos reguladores coordinados en materia energética, los cuales son la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.
Artículo 115 (fracción III).	Será competencia de los municipios la prestación de servicios públicos, entre éstos: a) Agua potable, drenaje, alcantarillado, tratamiento y disposición de sus aguas residuales, b) Alumbrado público c) Limpia, recolección, traslado, tratamiento y disposición final de residuos sólidos urbanos. d) Mercados y centrales de abasto f) Rastro g) Calles, parques, jardines y su equipamiento
Acuerdos y Tratados Internacionales	
<i>Acuerdos y tratados internacionales en los que participa México en materia ambiental</i>	
Protocolo de Montreal relativo a las sustancias peligrosas que agotan la capa de ozono.	Su objetivo principal es la protección de la capa de ozono, en donde los países participantes tendrán la obligación de controlar y tomar medidas para la reducción de gases y sustancias que la agotan.
Acuerdo de Cooperación en materia de Medio Ambiente entre gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y la República Federativa de Brasil.	Los objetivos serán: alentar la protección y el mejoramiento del medio ambiente en territorio de las partes, para el bienestar de las generaciones presentes y futuras, promover el desarrollo sustentable a partir de la cooperación y el apoyo mutuo, apoyar metas ambientales del TLC, promover la transparencia, políticas y prácticas para prevenir la contaminación promoviendo medidas ambientales efectivas y económicamente eficientes, por mencionar lo más importante del acuerdo.
Protocolo de Cartagena sobre seguridad de la Biotecnología del Convenio sobre la Diversidad Biológica.	El cual precisa a actuar de forma inmediata a países desarrollados, aunque México comparado con otras naciones de primer mundo no genera tantos gases efecto invernadero, sin embargo, está dentro del tratado para minimizar los impactos de efecto mundial. México en conjunto con otros países aplica el 14% de las emisiones mundiales dado que las potencias que más generan emisiones no están dentro del tratado internacional y son las mayores productoras de gases efecto invernadero.
Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.	Su propósito es la disminución de gases de efecto invernadero (GEI) que son causantes del cambio climático.
Leyes Federales y Leyes Generales	
<i>Leyes Federales en materia ambiental</i>	
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente	Sus disposiciones son de orden público e interés social y tiene por objeto propiciar el desarrollo sustentable y establecer las bases para: Garantizar el derecho a toda persona a vivir en un medio ambiente adecuado para su desarrollo, salud y bienestar. Por otra parte, también enuncia de forma general los ordenamientos en materia ambiental para el aprovechamiento de recursos naturales, junto con la prevención de contaminación ambiental originada por ruido, vibraciones, energía térmica, lumínica, radiaciones electromagnéticas y olores perjudiciales, esto por mencionar lo más importante.

Legislación	Descripción
Ley de Aguas Nacionales	Regula la explotación, el uso, la distribución y el control de las aguas, así como de la preservación de su cantidad y calidad para lograr el desarrollo sostenible e integrado.
Ley de Bioseguridad de Organismos genéticamente modificados	Tiene por objeto regular las actividades de utilización confinada, liberación experimental, liberación en programa piloto, liberación comercial, comercialización, importación y exportación de organismos genéticamente modificados, con el fin de prevenir, evitar o reducir los posibles riesgos que estas actividades pudieran ocasionar a la salud humana o al medio ambiente y a la diversidad biológica o a la sanidad animal, vegetal y acuícola.
Ley General de Asentamientos Humanos, ordenamiento territorial y desarrollo urbano.	Es de orden público e interés social, en donde se dispone: fijación de normas básicas para el uso del territorio y asentamientos respetando los derechos humanos, conservación de centros poblacionales, realización de obras de equipamiento, infraestructura o servicios urbanos, conservación de zonas con valor histórico y cultural, así como proteger y mantener el equilibrio ecológico.
Ley General de Bienes Nacionales	Establece los bienes que constituyen el patrimonio de la nación (régimen de dominio público de la Federación) y los bienes de uso común y los inmuebles de los organismos descentralizados y desconcentrados.
Ley General de Cambio Climático	Dispone las medidas que se deben tomar para minimizar el impacto que produzca alguna alteración a la atmósfera (como lo son los gases de efecto invernadero que se generen después de una obra, mal manejo de recursos, procesos productivos, entre otros).
Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos	Estipula la regulación de los diferentes tipos de residuos (RP, RME y RSU), en donde el tratamiento y disposición de los RP es competencia de la federación, los RME, son competencia del estado y los RSU es competencia de los municipios.
<i>Leyes Federales en materia de Sustentabilidad</i>	
Ley de Desarrollo Rural Sustentable	Sus disposiciones son de orden público y están dirigidas a: promover el desarrollo rural sustentable del país, propiciar un medio ambiente adecuado, por medio de la planeación y organización de la producción agropecuaria, industrialización y comercialización, procurando la seguridad alimentaria.
Ley del Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar	Es de interés estratégico para la economía nacional, en donde su objetivo es normar las actividades asociadas a la agricultura de contrato y a la integración sustentable de la caña de azúcar, sus procesos, siembra, cultivo, cosecha, industria y comercialización (de productos, subproductos, coproductos y derivados).
Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable	Tiene por objeto regular y fomentar el manejo integral y sustentable de los territorios forestales, la conservación, protección, restauración, producción, ordenación, el cultivo, manejo y aprovechamiento de los ecosistemas forestales del país y sus recursos; así como distribuir las competencias que en materia forestal correspondan a la Federación, las Entidades Federativas, municipios y demarcaciones territoriales de la Ciudad de México
Ley para el Aprovechamiento Sustentable de Energía	Tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.
Ley General de Pesca y Acuicultura Sustentables	Tiene por objeto regular, fomentar y administrar el aprovechamiento de recursos pesqueros y acuícolas en el territorio nacional, considerando los aspectos sociales, tecnológicos, productivos, biológicos y ambientales.
<i>Leyes Federales en materia Energética</i>	

Legislación	Descripción
Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos	Su función es promover y predecir insumos para bioenergéticos con la finalidad de coadyuvar a la diversificación energética.
Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética	Su propósito es regular la utilización de energías renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público, establecer la estrategia nacional y los instrumentos de financiamiento de la transición energética.
Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética	Que trata de las competencias de los órganos reguladores en materia energética, los cuales son: la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los cuales tendrán autonomía técnica, operativa y de gestión, y sus actividades deberán coordinarse con la secretaría de Energía.
Ley de la Comisión Reguladora de Energía	Trata sobre la competencia de la CRE para promover el desarrollo eficiente del suministro, venta, la generación, exportación e importación de energía eléctrica a usuarios de servicio público, determinando tarifas y cuidando el servicio correcto del sistema, por mencionar lo más importante.
Ley de Transición Energética	Su propósito es mantener la competitividad de los sectores productivos eléctrico mediante un incremento de la participación del sector privado. Regula el aprovechamiento sustentable, la planeación estratégica en materia de energía, eficiencia energética y reducción de emisiones. De igual forma, enuncia la competencia de las instituciones gubernamentales para el cumplimiento de la presente ley, las cuales son SEMARNAT, CRE, CENACE, CONJEE, PROFEPA.
Ley de la Industria Eléctrica	Tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público. Su finalidad es promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.
Normas Oficiales Mexicanas³	
<i>Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental</i>	
NOM-001-SEMARNAT-1996.	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
NOM-004-SEMARNAT-2002.	Protección ambiental- Lodos y biosólidos.- Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.
NOM-052-SEMARNAT-2005.	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
NOM-083-SEMARNAT-2003.	Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias de un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial.
NOM-085-SEMARNAT-1994.	Contaminación atmosférica de fuentes fijas estableciendo los niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera.
NOM-161-SEMARNAT-2011.	Que establece los criterios para clasificar a los residuos de manejo especial y determinar cuáles están sujetos a plan de manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así

³ El marco aplicable en este rubro es muy extenso, dado que aquí se describe de forma específica algunos aspectos generales descritos en las Leyes (Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, CMIC, 2018).

Legislación	Descripción
	como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
NOM-117-SEMARNAT-2006.	Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
NOM-129-SEMARNAT-2006.	Redes de distribución de gas natural- Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.
<i>Normas Oficiales Mexicanas en materia energética</i>	
NOM-001-SECRE-2010.	Especificaciones del gas natural. Importante en el caso de la utilización de biogás en la red de ductos de gas natural.
NOM-002-SECRE-2010.	Instalaciones de aprovechamiento de Gas Natural.
PROY-NOM-007-ASEA-2016.	Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
Normas extranjeras que sirven como métodos de prueba en la evaluación de los biocombustibles	
<i>Para el caso de biodiésel⁴</i>	
ASTM ⁵ D-4377 Ed. 2006.	Agua por Karl Fisher Coulométrica, % p/p.
ASTM D-1500 Ed. 2007.	Color ASTM.
ASTM D-975.	Pruebas y especificaciones de combustible diésel.
ASTM D-6751.	Calidad del combustible biodiesel.
<i>Para el caso de biogás</i>	
ISO-3046-1	Motores de combustión internacionales recíprocos – Rendimiento-Declaraciones de consumo de energía, combustibles y aceites lubricantes y métodos de prueba. Requisito adicional para motores de uso general.
ISO-10440-2	Industrias de petróleo y gas natural- Compresor rotatorio de desplazamiento positivo. Paquetes de aire comprimido.
ISO-10441	Industrias de petróleo y gas natural - Transmisión de acoplamiento flexible para energía mecánica- aplicación en propósitos especiales.
IRAM 5512	Establece la disolución de una cantidad pesada de muestra, para su posterior titulación con NaOH.

⁴ Las demás normas y métodos de prueba se en listan en el capítulo 2, subcapítulo 2.2.3. Métodos y características de transformación para la obtención de biodiésel.

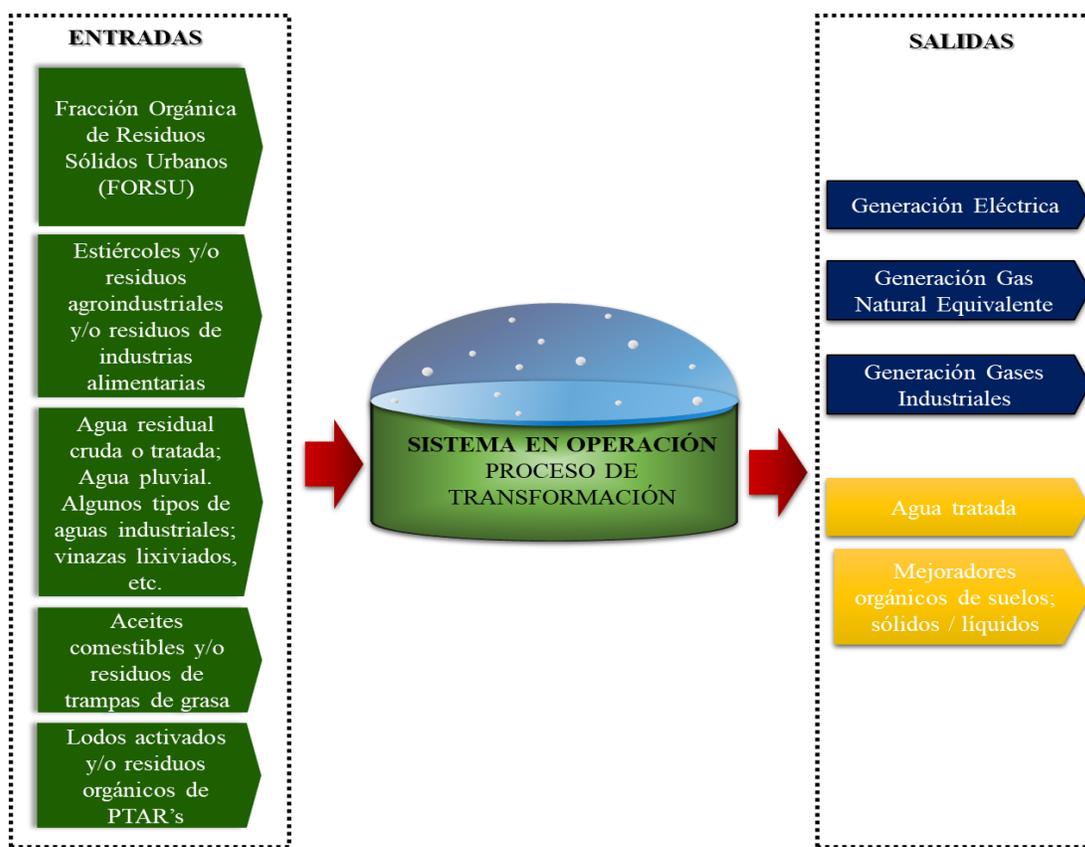
⁵ Norma de la American Society for Testing and Materials.

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

2.1. Metodología y características para la obtención del biogás

Para entender el funcionamiento de una Planta de Biodigestión Anaerobia (PBA), es necesario analizar el sistema como un conjunto de elementos organizados e interrelacionados entre sí, en el cual, se analizan todas las posibles entradas; sustratos, el proceso de transformación (el cual se describirá a detalle en este capítulo) y, salidas; subproductos o materias procesadas (ver figura 2.1).

Figura 2.1. Sistema convencional de una Planta de Biodigestión Anaerobia.



Fuente: (Clemente & Estradas, México- Alemania: Diálogos por un futuro sustentable-Energía de residuos, 2015)

Lo que se muestra en la figura 2.1, es una representación gráfica de lo que se mencionó en la tabla 1.2 del capítulo anterior, esto con la finalidad de comprender el funcionamiento conceptual básico para cualquier tipo de planta a escala industrial en la gestión de biomasa para la obtención de biogás. Esto no significa que el proceso de transformación siempre sea el mismo, debido a que éste dependerá de diferentes factores, como son; tipo de sustrato, disponibilidad tecnológica, facilidad de manejo, características de sitio, entre otras.

Las entradas al sistema que se enlistan en la figura 2.1, a su vez, se identifican por cuatro clases diferentes que van de menor a mayor concentración contaminante, lo que ayudará a identificar sus características cuantitativas que sirven para conocer las condiciones previas a la operación del arreglo de biodigestores, que son: contenido de sólidos totales (ST), sólidos volátiles (SV) y/o

demanda química de oxígeno (DQO). Esto será el preámbulo para conocer el proceso de transformación (ver tabla 2.1).

Tabla 2. 1. Características cuantitativas por tipo y clase de sustrato.

Características	Clase	Tipo de sustrato	Características cuantitativas	Tipo de biodigestor
Sólidos	1	Basura doméstica	>20% ST 40-70% Fracción orgánica	Pueden degradarse eficientemente en digestores tipo Bach o por lotes
		Estiércol sólido		
		Restos de cosecha		
Lodo altamente contaminado, alta viscosidad	2	Heces animales	100-150 g/l DQO 5-10% ST 4-8% SV	Son degradados de manera eficiente en digestores mezcla completa de operación continua
Fluidos con alto contenido de sólidos suspendidos (SS)	3	Heces animales de cría Levante diluido con agua de lavado	3-17 g/l DQO 1-2 g/l SS	Deben tratarse con digestores de alta eficiencia, p.e. de filtro anaerobio
		Aguas residuales de mataderos		
Fluidos muy contaminados	4	Aguas residuales industriales	5-18 g/l DQO	Debido a su alto contenido de DQO deben ser degradados en digestores anaerobios intensivos.
		Aguas negras	4-500 g/l DQO	

Fuente: (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011)

2.1.2. Condiciones operativas y de seguridad en la obtención del biogás

Por otra parte, el proceso de transformación se va a dividir en tres condiciones operativas fundamentales; el acondicionamiento de sustrato, procesos de la planta de biogás y acondicionamiento de productos, como se muestra en la figura 2.2 (AMBB, 2017).

La etapa previa a la biodigestión será la denominada “acondicionamiento de sustrato”, la cual consiste en un proceso de homogenización, cuya finalidad es lograr un funcionamiento óptimo dentro del biodigestor, o biodigestores, y así evitar un mal funcionamiento en cualquier etapa posterior. Dependiendo del tipo de sustrato, se deberá acondicionar la planta con algún sistema de pretratamiento para la homogenización, previo al proceso de biodigestión, los cuales, pueden ser de tipo mecánico, químico o biotecnológico (Botempo, et.al, 2016). Es decir, si se tuviera una planta en donde el insumo es FORSU y/o residuos orgánicos de distinta índole, se tendría que instalar algún sistema de tipo mecánico, p.e. trituración; para que el tamaño de partícula sea aproximadamente igual. Por otra parte, si hablamos de una planta donde el insumo es agua residual, se deberá realizar un sistema biotecnológico para determinar la calidad de entrada, esto ayudará a conocer el tiempo que requerirá dentro del reactor o si deberá llevar otro tipo de tratamiento previo, que puede ser de tipo químico o mecánico.

Los procesos de la planta de biogás están constituidos por el biodigestor, sistema de almacenamiento de gas, trampa de condensados, mezcla y homogeneización, filtros para el tratamiento de lodos y quemador de alta eficiencia y combustión completa, sistema de control; esto por mencionar los dispositivos más importantes, debido a que se requiere una serie de dispositivos para el debido funcionamiento de esta parte del sistema.

Como medida de seguridad del biodigestor, es indispensable cuidar que la presión sea positiva en todo momento, para evitar el riesgo de que al disminuir la presión se introduzca el oxígeno atmosférico y pueda ocasionar que no se complete la digestión anaerobia correctamente, por tanto, se debe mantener la hermeticidad y estabilidad de éste. Siguiendo los parámetros operativos para el diseño del biodigestor se deben cumplir las normas ISO 6708, la cual establece los diámetros mínimos para la operación de éste, de igual forma, trata sobre los parámetros operativos de llenado de éste, con la finalidad de no sobrepasar la capacidad y evitar poner en riesgo todo el sistema, sin mencionar los posibles riesgos para los humanos.

Dentro del biodigestor se tendrán los agitadores sumergibles (si es el caso que se opte por tipo de mezcla mecánica), los cuales se elegirán en el diseño dependiendo el tipo de sustrato, y las características principales que debe cumplir son: grado de corrosión por tipo de material, cizallamiento (esfuerzo cortante) y estabilidad térmica. En el caso de mezcla hidráulica, los tubos y demás componentes deben ser resistentes, pero de manera distinta, es decir, estarán húmedos en el interior, por lo que no son sumergibles.

Por otra parte, el sistema de instrumentación y control es aquel que impide introducir aire dentro del biodigestor para que se pueda llevar la biodigestión anaerobia correctamente. De igual forma, busca ser un sistema de seguridad al mezclar el oxígeno del aire con los componentes dentro del biodigestor, por lo tanto, debe ser a prueba de explosión y servicio amargo cuando están en áreas clasificadas y/o húmedas en el entorno del digestor.

El sistema de almacenamiento de gas debe cumplir las siguientes características (Botempo, et.al., 2016):

- Resistencia a rotura mín 500 N/5cm o resistencia tensil 250 N/5cm.
- Permeabilidad con respecto al metano debe ser menor a $1000 \text{ m}^3 / (\text{m}^3 \times d \times \text{bares})$.
- Estabilidad térmica en procesos de digestión mesofílico y termofílico (se describe esto más adelante).
- Deberá estar diseñado de forma hermética, resistente a presión atmosférica, condiciones climatológicas y meteorológicas del sitio.

La trampa de condensado es un sistema que sirve para retener la saturación de agua que contiene el biogás. Es importante eliminar esta saturación de agua previamente a la limpieza del biogás porque generalmente el biogás contiene H_2S , que al mezclarse con agua forma H_2SO_4 que puede ser altamente corrosivo para las tuberías.

Posterior a este proceso de biodigestión, se tendrán dispositivos que servirán como acondicionamiento, cuya finalidad es que todos los subproductos tengan la calidad requerida para su utilización. Los dispositivos pueden variar dependiendo de las limitaciones tecnológicas, económicas, tasa de flujo del gas, por mencionar las más importantes.

2.1.3. Métodos y características de transformación para la obtención del biogás

Proceso de transformación microbiana y bioquímica

Existen cuatro etapas para el proceso de transformación más comúnmente usados, sin embargo, dependiendo la bibliografía empleada, podrían ser tres, esto depende de las condiciones tecnológicas y operativas de la planta. Las etapas son: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis (figura 2.3) (García & Masera, 2016).

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

En la etapa de hidrólisis las bacterias liberan enzimas que convierten los carbohidratos complejos en monómeros y azúcares; las proteínas en aminoácidos y los lípidos en ácidos grasos. Las bacterias fermentativas son las primeras en actuar y degradan el sustrato, entre los que destacan Bacteroides, Lactobacillus, Propioni- bacterium, Sphingomonas, Sporobacterium, Megasphaera, Bifidobacterium.

En el proceso de acidogénesis se estabilizan las proteínas, lípidos y proteínas complejas. En esta etapa se limita el proceso anaerobio cuando los sustratos no son fácilmente hidrolizables, por ejemplo, aquellos que tengan alto contenido de celulosa.

Para la etapa de acetogénesis se tendrán dos grupos, uno será de las bacterias productoras de hidrógeno que convierten los compuestos orgánicos en acetato, formando H_2 y CO_2 , mientras que el otro grupo será el que consuma el hidrógeno y el CO_2 y producirá acetato.

En la metanogénesis consumirá el hidrógeno y el acetato producido en la etapa anterior, en donde al final de la cadena de degradación se formará el biogás constituido por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). En esta fase de descomposición anaerobia, se encuentran los microorganismos denominados Arqueas metanogénicas, son que son las más importantes para la formación final del metano.

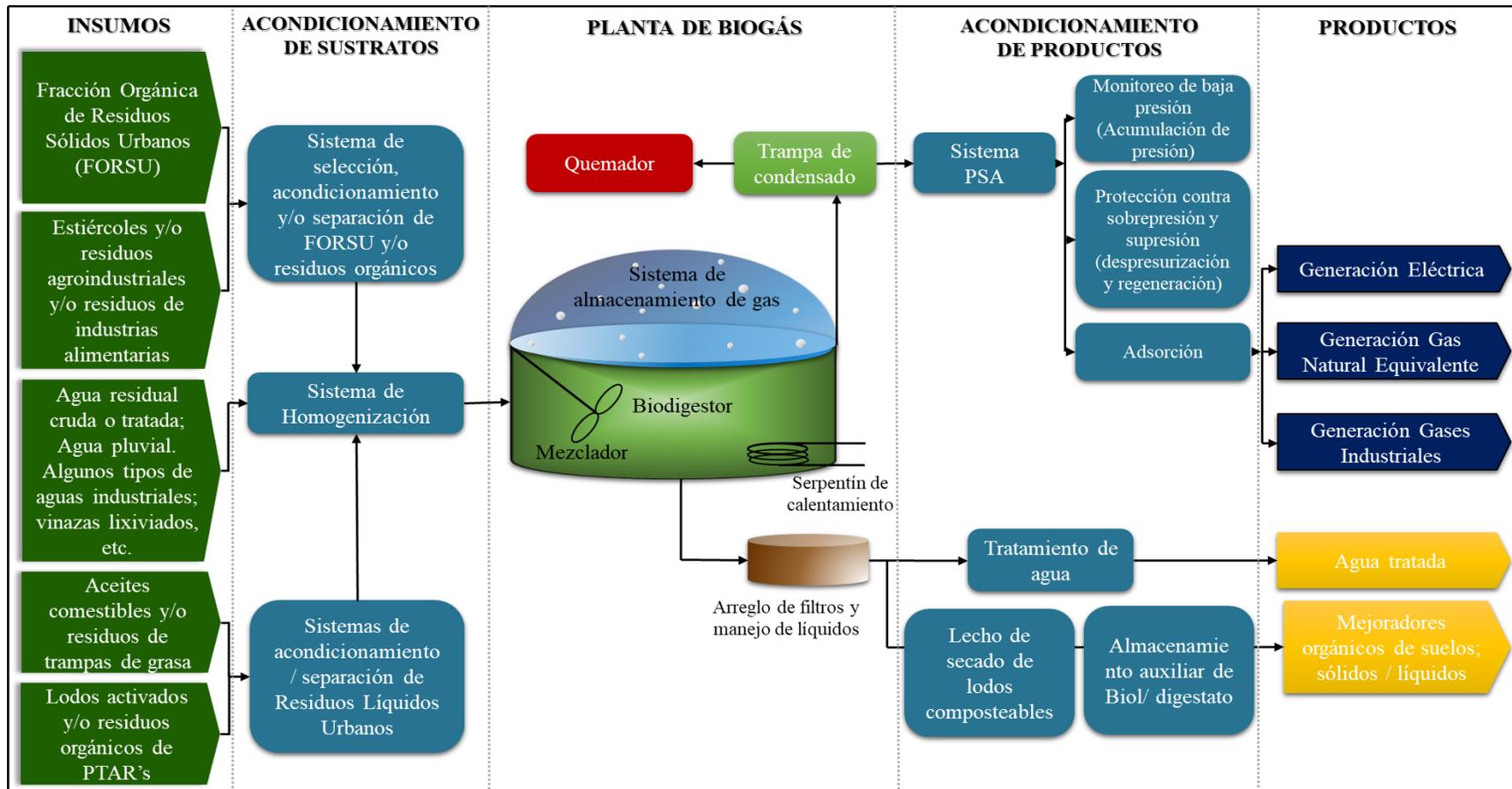


Figura 2.2. Procesos para el funcionamiento de planta de biogás

Fuente: (Clemente & Estradas, 2015).

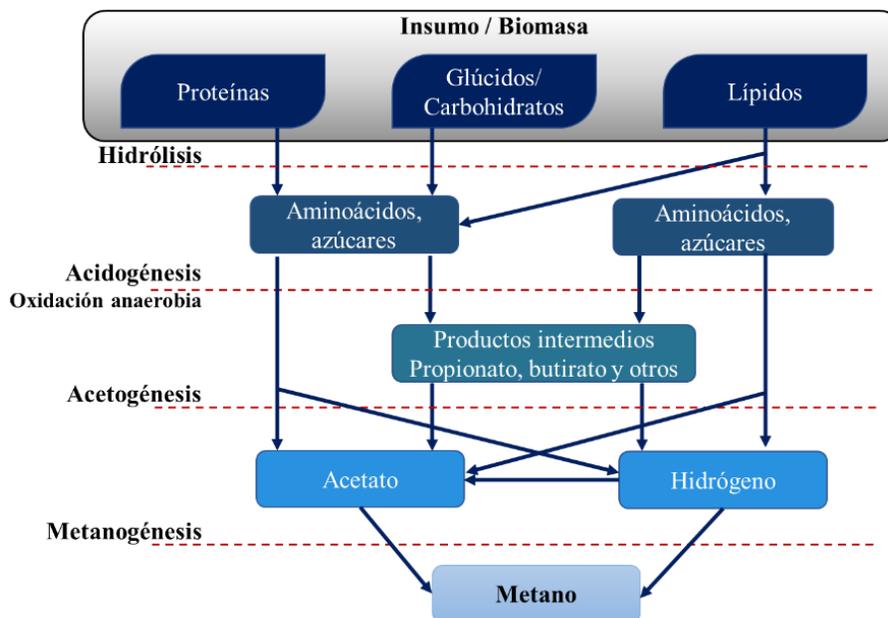


Figura 2. 3. Etapas de producción de biogás

Fuente: (GIZ, 2010)

Condiciones ambientales en el reactor

Temperatura. Se manejan tres intervalos de temperatura para los procesos anaerobios; psicofílico, mesofílico y termofílico (véase figura 2.4), los cuales se describen a continuación:

- * *Psicofílico.* En este proceso se forman microorganismos encargados de degradar la biomasa a temperaturas por debajo de los 25°C. No es recomendable la producción de biogás en esta etapa, dado que el tiempo de fermentación sobrepasa los 100 días, siendo inviable económicamente.
- * *Mesofílico.* Este régimen de operación es el más utilizado con temperaturas entre 15 a 45 °C y aunque el tiempo de fermentación varía entre 1 o 2 meses, es más práctico debido a que tiene mayor estabilidad en el proceso.
- * *Termofílico.* El rango de temperatura varía entre los 25 a los 80 °C, sin embargo, la temperatura óptima de producción se encuentra entre los 50 a 60 °C. Este tipo de procesos garantiza una formación de biogás más rápida que las otras dos y elimina de forma más eficiente los organismos patógenos, sin embargo, como se mencionaba anteriormente, aún es un proceso un tanto inestable.

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

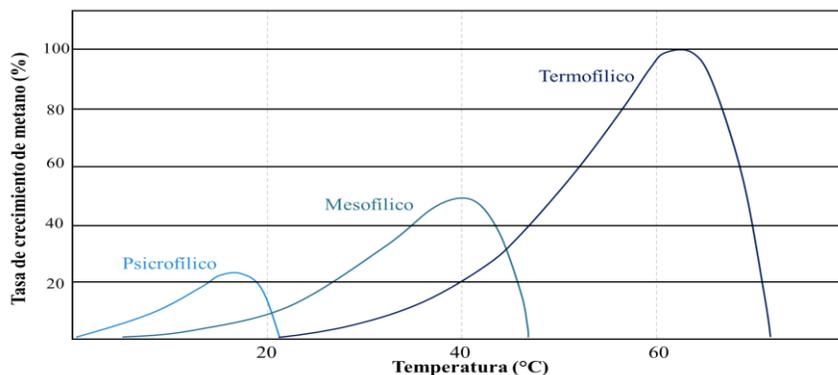


Figura 2. 4. Tasa de crecimiento de microorganismos

Fuente: (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011).

En algunos casos y dependiendo de las condiciones operativas, lo recomendable es iniciar con un proceso mesofílico que ayude a estabilizar la producción de bacterias mesofílicas y, posteriormente, pasar a la fermentación termofílica; que garantice la formación total del biogás. En la tabla 2.2 se presenta el tiempo de fermentación requerido para cada una de las etapas mencionadas anteriormente:

Tabla 2. 2. Rangos de temperatura para obtención de biogás.

Etapa de crecimiento	Temperatura [°C]			Tiempo de fermentación [días]
	Mínima	Óptima	Máxima	
Psicofílica	4-10	15-18	20-25	Sobre 100
Mesofílica	15-20	25-35	35-45	30- 60
Termofílica	25-45	50-60	75-80	10-15

Fuente: (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011).

Potencial de Hidrógeno, pH

El pH es uno de los factores más importantes en la operación para la formación de microorganismos metanogénicos encargados de la digestión anaerobia. Para que el proceso tenga un desarrollo completo, el pH debe estar en un rango de 6 a 8, si llegara a ser por debajo del rango, el biogás generado será muy pobre en metano y pierde eficiencia energética, si llegara a estar por encima, entonces puede haber cambios de NH_4^+ a formas más tóxicas no iónicas de NH_3 . El pH adecuado se puede conseguir ajustando el sustrato antes que entre al biodigestor o ya dentro de éste y dependerá de cada tipo de biomasa.

Potencial Redox

Para el adecuado crecimiento anaerobio, el valor del potencial redox se debe mantener entre -220 mV a -350 mV a pH 7.0 de manera de asegurar el ambiente adecuado para que las bacterias metanogénicas puedan desarrollarse y se alimenten de manera óptima (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011).

Oxígeno (O_2)

El oxígeno (O_2) será un factor que, en grandes cantidades, funciona como inhibidor para el proceso de biodigestión, sin embargo, todos los microorganismos necesitarán una proporción

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

mínima para desarrollarse, también considerando que no se puede eliminar completamente el oxígeno dentro del reactor, dado que cualquier biomasa que se introduzca tendrá un cierto porcentaje de oxígeno.

Inhibidores

Son aquellos que no permiten la formación correcta del biogás, haciendo más lento el proceso o deteniéndolo por completo. En la tabla 2.3 se muestran algunos elementos inhibidores.

Tabla 2. 3. Inhibidores de la producción de biogás.

Inhibidor	Concentración benéfica (mg/L)	Concentración inhibitoria (mg/L)	Efectos negativos
Cu ²⁺	-	1	Alteraciones en las estructuras enzimáticas
Zn ²⁺	-	1	Alteraciones en las estructuras enzimáticas
Ni ²⁺	0.048	1	Alteraciones en las estructuras enzimáticas
Pb ²⁺	-	1	Alteraciones en las estructuras enzimáticas
Al ³⁺	-	1,000	Inhibición del crecimiento celular
Ca ²⁺	200	> 2,500 (moderada)	Precipitación excesiva de iones
		> 8,000 (fuerte)	
K ⁺	≤ 400	> 5,800	Introducción de flujo pasivo que neutraliza el potencial de membrana
Na ⁺	≤ 350	3,500-5,500 (moderada)	Efectos sobre el metabolismo microbiano
		> 8,000 (fuerte)	
S ²⁻	1-25 (S)	100-800	Tóxico para determinados microorganismos
		50-400	
NH ₄ OH	50-200	1,500-2,000 (moderada)	Alteración del pH intracelular y reacciones enzimáticas, incremento en las necesidades energéticas de los microorganismos
		> 3000 (fuerte)	
O ₂		>0.1 mg/l	Inhibición de arqueas metanogénicas anaeróbicas obligadas
H ₂ S		>50 mg/l	El efecto inhibitorio se eleva a medida que cae el valor de pH
NH ₄ ⁺	50-100 benéfico	1,500 - 3,000	Efectos inhibitorios a niveles de pH altos
	200-1000 sin efectos adversos	>3,000	Tóxico
Ácidos grasos volátiles		>2,000 mg/l HAc (pH=7.0)	El efecto se eleva a medida que cae el valor de pH. Gran adaptabilidad de las bacterias

Fuente: Elaboración propia con base en (San Miguel & Guitierrez, Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética, 2015).

Nutrientes

Para que los microorganismos encargados de producir el metano puedan estar en condiciones óptimas de producción, es necesario suministrar diferentes tipos de nutrientes que dependerán de las proporciones de proteínas, grasas y carbohidratos que contengan.

Entre los elementos más importantes que sirven como nutrientes, se tiene el carbono y el nitrógeno que, para fines de operación, se definirá como la relación carbono-nitrógeno (C/N) (GIZ, 2010). Si esta proporción es demasiado elevada (35:1), el metabolismo resultante puede hacer que el carbón presente en el sustrato no se convierta por completo y la eficiencia será muy baja. Si se tuviera rangos menores a 20:1, se estaría produciendo cantidades excesivas de amoníaco (NH_3), el cual es un inhibidor para el crecimiento de las bacterias generadoras de metano y, ya hablando de rangos menores de 8:1 se inhibe por completo el crecimiento bacteriano (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011). Por tanto, la proporción requerida de C/N se encontrará entre 30:1 a 20:1, evitando lo anterior mencionado. La relación C/N puede calcularse de la siguiente manera:

$$K = \frac{C_1Q_1 + C_2Q_2 + \dots + C_nQ_n}{N_1Q_1 + N_2Q_2 + \dots + N_nQ_n}$$

donde:

- K C/N de la mezcla de biomasa
- C % de carbono orgánico, contenido en cada tipo de sustrato.
- N % de nitrógeno orgánico, contenido en cada tipo de sustrato.
- Q Peso fresco de cada materia, en kg.

Otro elemento importante es el fósforo, el cual se requerirá para la síntesis de biomasa y estará en función del contenido de nitrógeno, el rango recomendable es una relación 1:7 – 1:5.

Algunos elementos fundamentales para servir como nutrientes son los denominados metales del grupo I o elementos traza que, entre los más importantes se tienen el cobalto, níquel, molibdeno y selenio. Éstos ayudan en el transporte de electrones y el funcionamiento de algunas enzimas. Por ejemplo, el níquel es el encargado de estructurar el F430, el cual es un factor que ayuda a catalizar la liberación de metano, por otro lado, el cobalto es el encargado de constituir la vitamina B12 que, al igual que el factor F430, sirve como catalizador en la metanogénesis.

Parámetros operativos

Tiempo de retención hidráulica (TRH)

El tiempo de retención hidráulica (TRH) o tiempo de retención de biomasa (TRB) es el tiempo promedio en que el sustrato permanece en el digestor hasta su descarga y es el parámetro que define el tamaño del biodigestor. El cálculo implica a la proporción del volumen del reactor respecto del volumen del sustrato que se agrega diariamente.

$$TRH(\theta)(d) = \frac{V_R(m^3)}{V_S(m^3/d)}$$

donde:

- TRH ó θ Tiempo de retención hidráulica, en días.
- V_R Volumen del reactor, en m^3 .
- V_S Volumen de carga diaria, en m^3/d .

Tasa de carga orgánica

Indica los kilogramos de materia orgánica seca con que se puede alimentar al digestor en unidades de volumen de trabajo por unidad de tiempo. La tasa de carga orgánica se calcula con la siguiente fórmula:

$$B_v (kg / m^3 d) = \frac{S_0 (kg / m^3)}{TRH (d)}$$

donde:

- B_v Tasa de carga orgánica, kg/m^3d
- S_0 Concentración del influente, kg/m^3 .
- TRH Tiempo de retención hidráulica, días.

La tasa de carga orgánica también podrá determinarse como kg de DBO o kg de DQO, esto dependerá del tipo de reactor y del sustrato. Es muy importante que en la operación no sobrepasar los límites establecidos en el diseño.

De forma general se puede representar con la figura 2.5 la proporción de la tasa de carga orgánica con respecto al TRH. Cada una de las líneas representa el volumen del sustrato del que dependerá el TRH.

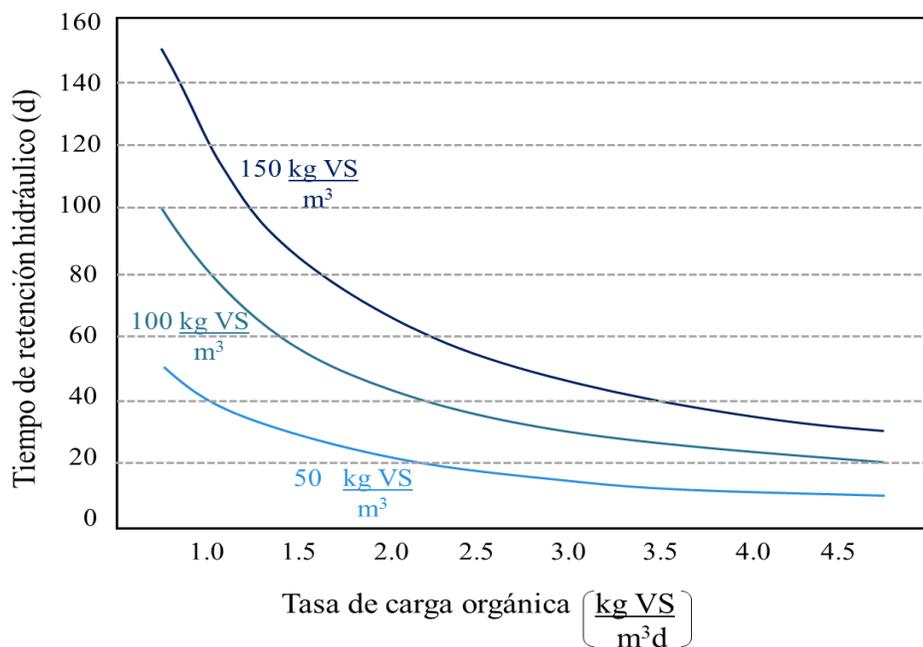


Figura 2. 5. Proporciones de carga orgánica respecto al TRH.

Fuente: (GIZ, 2010).

Mezclado

La agitación o mezclado, es una parte importante del sistema de biodigestión, ya que permite la proliferación de la flora bacteriana metanogénica, lo cual se logra en un campo rotacional con un flujo de tipo semiturbulento, la producción del biogás, a la larga, corresponderá al productor interno de la transformación isomórfica de los sustratos, la cual será de tipo lineal (AMBB, 2019).

Existen diferentes tipos de mezcla o agitación, la cual es muy importante para homogeneizar la biomasa dentro del reactor para que todos los microorganismos puedan alimentarse de forma correcta al estar en continuo movimiento. Los tipos de agitación serán: mecánica, hidráulica y gaseosa.

- *Agitación mecánica.* - Ésta consiste en agitadores con ejes rotativos manuales o eléctricos con una o más paletas, es la técnica de agitación más común pero también es la más compleja para dar mantenimiento, dado que es necesario detener toda la operación y vaciar el biodigestor.
- *Agitación hidráulica.* - Consiste en bombas de flujo lento que recircula la biomasa, a diferencia de la agitación anterior, su sistema de bombas, válvulas y tuberías se encuentra en el exterior del biodigestor, por lo que facilita su mantenimiento. La velocidad de mezclado deberá estar entre 1.5 a 2.7 m/s y la recirculación deberá ser capaz de mezclar por lo menos una vez al día todo el caudal del biodigestor.
- *Agitación gaseosa.* - Se recircula el biogás producido en el fondo del biodigestor por medio de tuberías para producir un burbujeo que mezcle la biomasa dentro del biodigestor. El caudal de gas recomendable para la recirculación es de 0.184 m³/min y m de diámetro del biodigestor, es decir:

$$QGA = 0.184D$$

donde:

QGA	Gasto de agitación, en m ³ /min.
D	Diámetro del biodigestor, en m.

2.1.4. Tecnologías para la obtención de biogás

Siguiendo el principio anterior, los sistemas de biodigestión se dividen en discontinuo, continuo y semicontinuo. (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011)

Discontinuo o régimen estacionario (Sistema Batch).

Consiste en lotes o varios digestores que trabajan de forma independiente, se usa generalmente cuando el insumo se tiene de forma discontinua. Las características de la biomasa será en forma seca o sólida los cuáles son materiales difíciles de digerir metanogénicamente, como es el caso de rastrojo. Entre las ventajas es que el fertilizante que se genera al finalizar la etapa de biodigestión se encuentra en estado sólido, pero el tiempo de retención es entre 3 a 6 meses, por lo que el rendimiento del biogás es bajo.

Sistemas continuos

El funcionamiento, como su nombre lo dice, tendrá que ser de forma continua, permitiendo altos rendimientos. El sustrato es de tipo semisólido como residuos ganaderos, vacunos, porcinos, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, FORSU y desechos de cultivos. Estos digestores tienen alta capacidad y se utilizan a grandes escalas industriales

Sistemas semicontinuos.

Estos sistemas se caracterizan por usarse principalmente en el medio rural para uso doméstico. La materia prima debe ser introducida diariamente por gravedad, produciendo una carga más o menos constante de biogás si se tiene el mantenimiento adecuado, por lo que se considera una

buena eficiencia. Otra característica es que es de los sistemas que tienen mejor producción de lodos estabilizados para uso como fertilizante (Ficha técnica de biodigestores).

2.1.5. Aportaciones del biogás

Como se mencionó anteriormente, el biogás puede obtenerse de diferentes tipos de fuentes (véase tabla 1.2), a su vez, dependiendo el tipo de residuo aprovechable se tendrá una producción de biogás cuyo modelo o función de transferencia corresponde al de una transformación lineal cuyo núcleo es la colección de vectores que presentan la masa seca o volátil de cada elemento a biodigerir, esto dependerá de cada una de las propiedades de la biomasa descritas en este capítulo (AMBB, 2017).

En la figura 2.6 se muestra la producción de biogás en m³, obtenido por tonelada dependiendo del tipo de sustrato. Como se puede observar, la aportación de biogás será muy variable por tipo de sustrato. Al presentar los datos de forma particular no implica que no se pueda hacer una mezcla de diferentes biomásas para la alimentación del biodigestor, sin embargo, la aportación será con base en el porcentaje de cada sustrato.



Figura 2. 6. Aportaciones del biogás dependiendo tipo de sustrato.

Fuente: (ESISA - AMBB,2018).

2.1.6. Obtención de biometano por medio de la purificación del biogás

La limpieza del biogás es un proceso de acondicionamiento del producto que servirá para mejorar la calidad del biogás y se pueda aprovechar al máximo el contenido de metano. Como se mencionó en el capítulo anterior, el biogás está compuesto de diferentes elementos que reducen su poder calorífico. Es por eso, que en la etapa de limpieza se busca eliminar y/o reducir contenido H_2S y CO_2 .

El biometano es el resultado de la purificación del biogás generado a partir de la digestión anaerobia de residuos orgánicos. El biogás obtenido mediante digestión anaerobia debe ser depurado para su empleo. Existen dos procesos de depuración, el primero llamado “limpieza” que estará destinado a eliminar los compuestos minoritarios presentes en el gas; el otro se llama “mejora”; conocido como upgrading, el cual se utiliza para ajustar su poder calorífico, es decir, eliminar los compuestos que reducen la eficiencia de combustión.

Uno de los sistemas de acondicionamiento que se usan más comúnmente para la obtención de productos energéticos son los denominados PSA, por sus siglas en inglés Pressure Swing Adsorption, que es un sistema de adsorción que se encarga de mejorar el biogás producido. Costa de cuatro fases; acumulación de presión, adsorción, despresurización y regeneración, que en conjunto tienen como propósito disolver componentes como H_2S y CO_2 para la purificación del biogás. En este sistema, se pueden usar tanto carbón activado como zeolíticas, y, aunque en casos específicos se puede usar tamices moleculares, pero éstos son más costosos con respecto a los dos primeros.

En el proceso de purificación del biogás y conversión de este a biometano, se retira el dióxido de carbono hasta que el porcentaje de metano quede próxima al gas natural y así, ser utilizado en los mismos usos finales. El contenido de CO_2 del biogás puede variar, dependiendo de las características del insumo, entre 30 y 45% y el vapor de agua puede alcanzar el 6%. El contenido de H_2S , es muy variable en función del sustrato empleado.

En la tabla 2.4 se mencionan algunas técnicas de desulfuración comúnmente empleadas para la purificación y limpieza del biogás.

Tabla 2. 4. Técnicas de limpieza del biogás.

Técnica de limpieza del biogás	Descripción
Adsorción física con carbón activado (PSA)	El H_2S es adsorbido en las capas interiores del sistema de carbón activado con los tamaños de poros definidos. La adición de oxígeno en presencia de agua oxida el H_2S a azufre elemental y agua, acoplándose a cada capa. Para incrementar la velocidad de reacción de la capa total, el carbón activado será impregnado por la adición de reactivos alcalinos como permanganato o yoduro de potasio (KI), hidróxido de potasio (KOH) u óxido de zinc (ZnO) como catalizadores. Para todos los catalizadores la adsorción es irreversible.
Adsorción por zeolitas o tamices moleculares	Zeolitas; tienen una alta adsorción de H_2O , H_2S , SO_2 o NH_3 . Tamices moleculares; son adsorbentes cinéticos. Para ambos casos los lechos pueden ser regenerados

Técnica de limpieza del biogás	Descripción
Precipitación	<p>La adición de iones Fe^{2+} y Fe^{3+} en forma de $FeCl_2$ o $FeSO_4$ en el digestor hace que precipiten los sulfuros en forma de sulfuros de hierro, que posteriormente son retirados junto con el digestato.</p> <p>Se utiliza para altas concentraciones de H_2S (mayores a 1000 ppm).</p>
Absorción química	<p>Se elimina el H_2S por medio de solución cáustica, se usa generalmente para altas concentraciones de biogás.</p> <p>También se usan óxidos de hierro, reduciendo los iones Fe^{3+} a Fe^{2+}, oxidando el H_2S en azufre elemental.</p> <p>Se usa generalmente en plantas que utilizan lodos como sustrato.</p>
Biofiltración	<p>Elimina el H_2S mediante oxidación con aire en un filtro biológico que contenga microorganismos capaces de oxidarlo.</p> <p>Este método se usa para concentraciones entre 50-100 hasta los 2000- 4000 ppm.</p>

Fuente: (Petersson & Wellinger, 2007).

El biometano es un combustible comercialmente viable, con la condición de que esté exento de impuestos y/o se le garanticen otros incentivos fiscales: puede apoyarse en las infraestructuras existentes para el gas natural, la tecnología para su depuración está madura y ha sido probada.

Dentro de las ventajas del uso de biometano están la reducción emisiones de CO_2 equivalente mejorando la calidad del aire (sustituyendo a combustibles fósiles se reducen masivamente partículas (<PM10) y emisiones de NO_x) anticipándose a la seguridad de suministro e independencia energética en los sectores privados y municipales.

Además, el uso del digestato como fertilizante cierra el ciclo nutritivo en ecosistemas regionales y evita las emisiones de CO_2 que serían liberadas debido a la producción de fertilizantes minerales. La producción de biogás y biometano genera además empleos verdes en zonas agrícolas. Por otra parte, el biometano es el combustible energéticamente más eficiente, siendo ahora ya el primer biocombustible de segunda generación ampliamente disponible.

2.1.7. Obtención del biohidrógeno por medio del biogás

Métodos termoquímicos

Son procesos de conversión a elevadas temperaturas que se aplican fundamentalmente a la biomasa seca de tipo lignocelulósico. Para su conversión por medio de la biomasa, actualmente se manejan tecnologías como la gasificación, estando aún en tema de estudio dada la inestabilidad económica.

La gasificación es la ruta más usada en el tema de producción de biohidrógeno, partiendo de biomasa leñosa, teniendo lugar al vapor de agua y oxígeno; la reacción genera principalmente CO que debe convertirse al máximo en CO_2 y H_2 con exceso de vapor a menor temperatura. Los productos dependen del ratio de equivalencia (oxígeno relativo a la combustión total) con valores

<0.1 (pirólisis) a 0.2-0.14 (gasificación con transferencia máxima de energía). Para el proceso por medio de gasificación, es importante la optimización térmica del gasificador para la producción de hidrógeno, cuidando los balances de materia y energía.

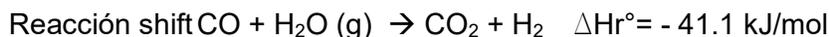
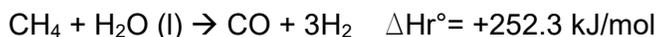
Procesos bioquímicos

Los procesos bioquímicos que generan biohidrógeno a partir de biomasa que se conocen, son: la biofotólisis directa, biofotólisis indirecta, fotofermentación y fermentación oscura. La biofotólisis es un método directo de producción de biohidrógeno, basado en la aportación energética de la luz solar, la producción de biohidrógeno es debido a algas o bacterias que reaccionan con el agua liberando hidrógeno; por desgracia, este proceso no puede dar lugar a cantidades importantes de hidrógeno. El ejemplo son las algas verdes, que producen biohidrógeno por medio de hidrogenasas, con rendimientos entre 1 y 2% considerados muy bajos.

La producción o fermentación oscura de biohidrógeno es un fenómeno que ocurre bajo condiciones anaeróbicas o anóxicas (ausencia de oxígeno). Durante este proceso, el sustrato orgánico sobre el que crecen diferentes tipos de bacterias sufre una gradual degradación a través de un proceso oxidativo, que genera y libera electrones. Con el fin de mantener la neutralidad electrónica, estos electrones deben ser cedidos a un aceptor de los mismos, en este caso hidrógeno molecular.

Reformado de biogás

Este proceso es similar al reformado de gas natural para la obtención de hidrógeno, empleando catalizadores de níquel a unos 850°C y 25 bares, con ratios vapor/metano 2:3:



Los reformadores queman típicamente parte del biocombustible (metano) para proporcionar el calor de proceso, el cual es:



El rendimiento no supera el 80% y precisa tratamientos tras la reacción “shift” (0.3 a 3% CO) para lograr una pureza de hidrógeno suficiente en pilas de combustibles PEM (50 ppm).

Sin embargo, en el caso del biogás puede aprovecharse su contenido en CO₂ convirtiendo la mezcla a CO₂ y H₂, que se separa más fácilmente que CO₂ – CH₄ o CO₂- N₂.

En la alimentación del biogás, vapor de agua y oxígeno, la reacción global transcurre con la formación únicamente de CO₂ y H₂ (sin CO y H₂O), basado en la estequiometría; por otra parte, si el ratio O₂/CH₄ es menor a 0.3412, el proceso de conversión del biogás es gaseoso con un 68% v de H₂ y 32%v de CO₂, con rendimiento de 3.3176 H₂: CH₄, lo que significa que para lograr la estabilidad del proceso de producción de biohidrógeno, se requiere mantener la temperatura y presión en las condiciones mencionadas o al tener la variación en los ratios de conversión, la eficiencia tenderá a disminuir. No se habla de un aumento en la producción dado que lo anterior

explicado aún se encuentra en etapa de investigación y se comentan las condiciones óptimas logradas en la actualidad, tratar de mejorar las condiciones implicaría mayores costes de inversión en el tema (Gutiérrez, 2015).

Warm Plasma Torch for Hydrocarbon Reforming

Uno de los temas de investigación por parte del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares ha sido el proceso de reformación de biogás a biohidrógeno por medio de un reactor de plasma, tomando el principio de conversión de hidrocarburos en gas de síntesis, debido principalmente a los procesos de disociación e ionización, es decir, la conversión de CH_4 y CO_2 para la recuperación y eficiencia de hidrógeno producido en el biogás.

Según el Dr. Joel Pacheco (Pacheco, Valdivia, M., Montoya, & Clemente, 2018) el plasma caliente es un proceso ecológico y autosustentable; Además, la descarga eléctrica tiene un requisito de energía específica baja (SE) y puede retener suficiente temperatura alta para producir especies excitadas y soportar reacciones químicas posteriores. Dichas descargas de plasma tienen ventajas significativas: no requieren sistemas de enfriamiento adicionales, ya que funcionan con corriente eléctrica reducida y altos voltajes, disminuyendo significativamente la erosión de los electrodos. En consecuencia, los reactores se pueden lograr con un marco más simple y una alta capacidad de tratamiento de gases. La interacción del plasma con los gases de efecto invernadero (GEI) conduce a una disociación molecular, formando principalmente CO y H_2 , también conocidos como gas de síntesis. En los últimos años, el gas de síntesis se ha convertido en una de las fuentes de energía alternativas, que es más rentable e investigada. Esta mezcla, normalmente recuperada de la descomposición de material orgánico, proporciona energía con aplicaciones innovadoras en microturbinas y celdas de combustible, junto con otras aplicaciones. Además, se realiza un análisis experimental mediante el uso de una fuente de alimentación de convertidor pulsado o resonante; Este convertidor permite la máxima transferencia de energía a la descarga de plasma sin requerir estructuras electrónicas complejas. Se realizó un análisis eléctrico para determinar la corriente instantánea, el voltaje y la potencia aplicada en la antorcha de plasma caliente para el tratamiento con GHG. A partir del análisis del consumo de energía, el flujo de flujo y otras características físico-químicas, se obtiene la eficiencia de conversión de SE y energía (Pacheco, Valdivia, M., Montoya, & Clemente, 2018).

2.2. Metodología y características para la obtención del biodiésel

Al igual que como se describió para el biogás, el biodiésel analizado heurísticamente, también debe cumplir un proceso en donde se tienen tres tipos de entradas (ver figura 2.7), los cuales son: insumos de primera, segunda y tercera generación, cada uno tendrá un diferente proceso de transformación. Los productos o salidas del sistema serán para este caso solamente dos, el biodiésel y la glicerina.

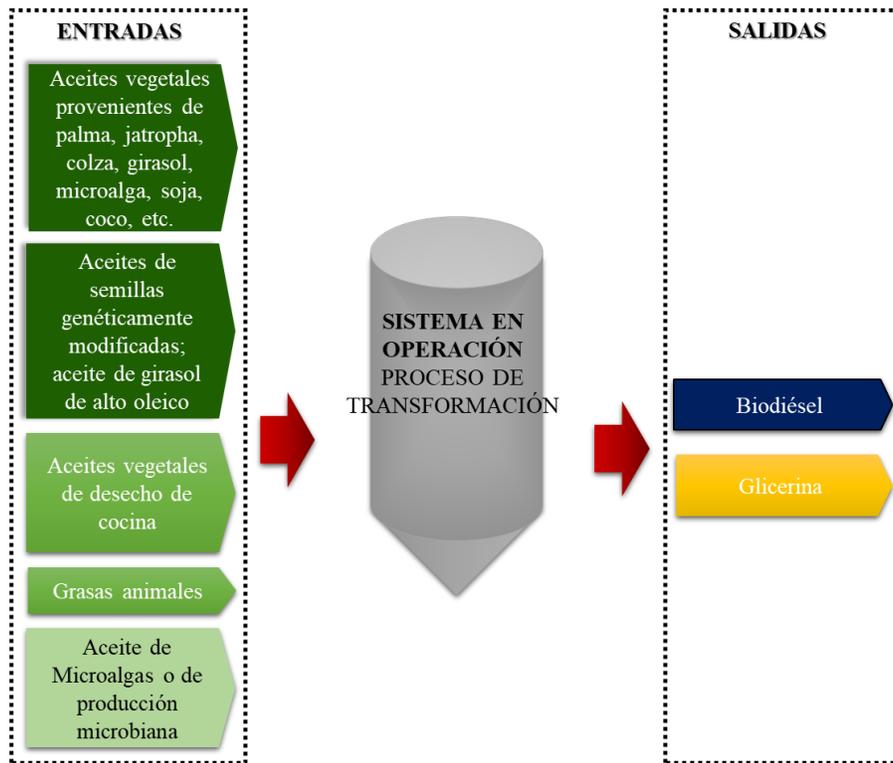


Figura 2. 7. Sistema convencional para una planta de biodiésel.

Fuente: Elaboración propia.

Dado que en este documento sólo se analizará el caso de biodiésel obtenido de biomasa de segunda generación; aceites vegetales de desecho de cocina y grasas animales.

En la actualidad, los aceites de desecho representan la opción económica más atractiva para la producción de biodiésel, ya que es una materia prima de bajo precio, es decir, no se consideran costos de siembra y cosecha, que son factores que se toman en el caso de la producción con semillas, sólo se considerarán los costos de transporte por recolección del aceite como insumo que, en su caso, lo recomendable es que la planta productora de biodiésel se encuentre cercana a los sitios de recolección, por factibilidad económica dado que su transporte y recolección tiende a elevar mucho los costos.

Para la producción del biodiésel existen diferentes procesos industriales, los cuales están dados por el tipo de catálisis que se requiera, por las propiedades iniciales de la materia prima o por el tipo de tecnología que se tenga alcance. Los tipos de catálisis son: homogénea, heterogénea, enzimática y transesterificación con fluidos supercríticos (Salgueiro, Pérez, & Cancela, 2016).

Para la catálisis homogénea y heterogénea se va a realizar el mismo proceso de transformación para la obtención del biodiésel, denominado transesterificación, el cual consiste en una reacción que ocurre cuando el alcohol de bajo peso molecular reemplaza a uno de los grupos alcoholes en la unión de ésteres, convirtiendo un triglicérido en un diglicérido. La reacción actúa convirtiendo cada molécula de triglicérido en tres de biodiésel y una de glicerina.

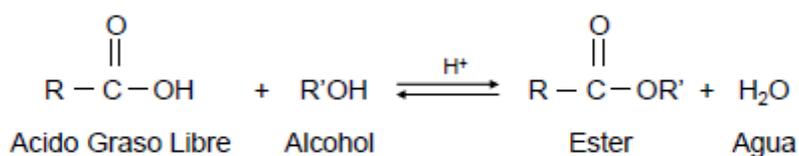
Catálisis homogénea

Las materias primas de menor valor comercial suelen ser aquellas que presentan alto contenido de ácidos grasos libres (AGL o FFA por sus siglas en inglés, Free Fatty Acid) y que dificultan la obtención de biodiésel, formando jabones y disminuyendo la eficiencia de conversión. Al contenido de AGL se le denomina nivel de acidez y dependiendo el porcentaje contenido en el aceite se realizará el tipo de catálisis requerida.

Materias primas de alta acidez (>5% gr de ácidos grasos libres por cada 100 gr)

El proceso de producción convencional de biodiesel con catálisis básica homogénea no puede ser utilizado con este tipo de materias primas, debido a que se produciría una excesiva formación de jabones. Lo más conveniente en este caso será realizar una etapa de esterificación (catálisis ácida) como etapa previa a la transesterificación convencional. La reacción de esterificación transforma los ácidos grasos libres en ésteres, reduciendo la acidez de la materia prima y aumentando el rendimiento del material. Como ejemplo de este tipo de materias primas se pueden mencionar los aceites usados de cocina y grasas animales. La reacción de esterificación se lleva a cabo con alcohol y con un catalizador ácido, en donde el más utilizado es el ácido sulfúrico (H₂SO₄) pero también se emplea el ácido clorhídrico (HCl) y ácido fosfórico (H₃PO₄) (Bengoagrostiza, 2012).

Si con una etapa de reacción no se logra bajar el contenido de ácidos grasos libres, será necesaria una segunda reacción con catálisis ácida, o bien, sucesivas etapas para llegar a la acidez requerida para que la fase orgánica separada se someta a la etapa de catálisis básica (transesterificación). La reacción de esterificación es la siguiente (Pisarrello, 2011):



Reacción de esterificación

Fuente: (Pisarrello, 2011).

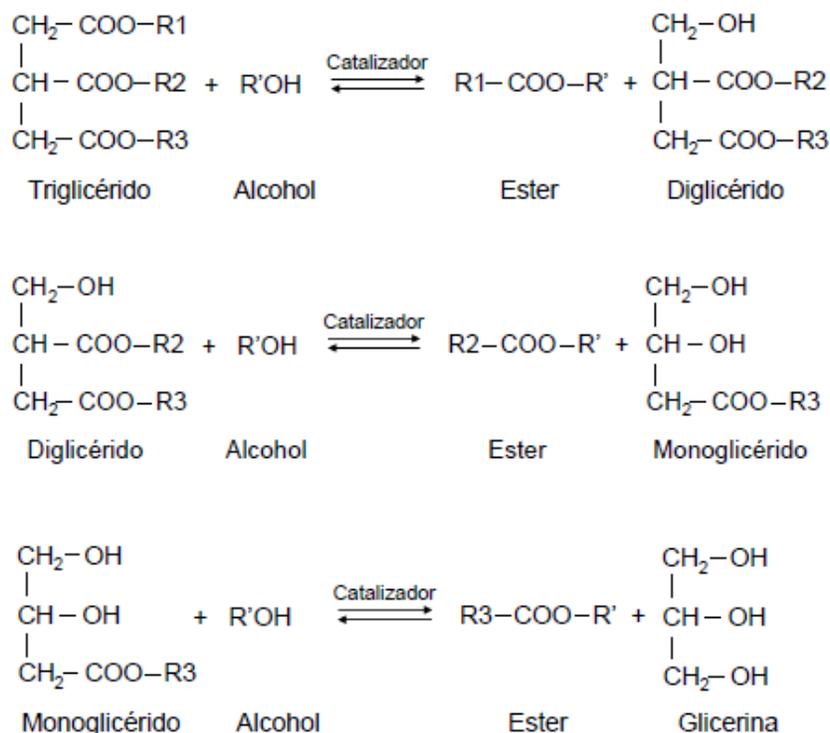
Materias primas de acidez intermedia (2-5% AGL)

Para este caso se tienen dos opciones, realizar la esterificación, transformando los AGL en ésteres, como se explicó anteriormente, o bien, se pueden neutralizar los AGL, quitando dicho porcentaje de aceite (Pisarrello, 2011).

Materias primas de baja acidez (<2% AGL)

También denominada transesterificación en fase homogénea con catalizadores alcalinos, es la vía más utilizada a nivel industrial en la producción de biodiésel, empleando un alcohol de bajo peso molecular, como el metanol o el etanol, y un catalizador típicamente hidróxidos o metóxidos

de sodio o potasio (NaOH, KOH, NaOCH₃, KOCH₃, y K₂CO₃). La transesterificación se lleva a cabo usando grasas o aceites neutros o de baja acidez. Las reacciones involucradas ocurren de manera consecutiva, en donde el triglicérido pierde una cadena carboxílica que es transformada en éster (metílico o etílico dependiendo del alcohol utilizado), generando un diglicérido. Éste reacciona nuevamente generando otro éster y el monoglicérido, que luego se transforma en glicerina y éster.



Reacción de transesterificación.

Fuente: (Pisarrello, 2011).

Catálisis heterogénea

La transesterificación con catalizadores heterogéneos tanto ácidos como básicos se ha estudiado en los últimos años como una alternativa prometedora. La implementación de estos sistemas catalíticos permite simplificar los procesos de purificación, minimizar los efluentes contaminantes, reutilizar los catalizadores y por tanto minimizar costos de operación. (Morales, y otros, 2012)

Catálisis enzimática

En la transesterificación enzimática las lipasas actúan de acuerdo con un mecanismo de reacción sucesivo en el cual los triglicéridos y glicéridos intermedios son primero hidrolizados a ácidos grasos libres y de allí esterificados con el alcohol. Tanto las lipasas intracelulares como extracelulares son capaces de llevar a cabo la transesterificación en medios orgánicos y acuosos, sin embargo, un alto contenido de agua en el medio disminuye la velocidad de la reacción y una alta concentración de alcohol desnaturaliza la lipasa.

Transesterificación con fluidos supercríticos

Para este proceso no se utiliza un tipo de catalizador ni disolventes, utiliza directamente alcoholes (metanol, etanol, propanol, butanol, octanol) en estado supercrítico (8.09 MPa, 239.4 °C), la cual resulta una forma más eficiente de convertir los triglicéridos y ácidos grasos en ésteres con mayor rendimiento. La reacción aproximada para el proceso de producción se lleva en cuestión de segundos (entre 120 a 240 segundos), pero requiere de altas presiones y temperaturas lo cual implica grandes costos y tecnología avanzada. En la tabla 2.5 se describen algunas ventajas y desventajas que presenta cada uno de los catalizadores.

Tabla 2. 5. Comparación de catalizadores para obtención de biodiesel.

Catalizador		Ventajas	Desventajas	T (°C)	Relación molar Alcohol: aceite	TRH (hrs)
Homogéneo	Alcalino NaOH, KOH, NaOCH ₃ , KOCH ₃ , y K ₂ CO ₃	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de reacción mayor. • Al utilizar KOH la glicerina resultante será menos tóxica. • Catalizadores económicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de separación es costoso debido a que forma emulsiones y requieren del 1 al 6% en peso de catalizador para alcanzar buenos rendimientos • Saponificación⁶ • El agua interfiere con la reacción • La recuperación del glicerol es complicada 	40-75	6:1	1
	Ácido H ₂ SO ₄ , HCl, H ₃ PO ₄	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere grandes cantidades de catalizador (equivalente a 0.75 - 1.5% en peso). • Es ideal para materias primas con alto contenido de ácidos grasos libres. 	<ul style="list-style-type: none"> • El proceso es más lento. • Se debe usar mayores cantidades de alcohol. • Condiciones severas. • Corrosión producida a equipos. • La recuperación del glicerol es complicada 	55 - 80	30:1	20
Heterogéneo	Ácidos heterogéneos (AH) Zeolitas, resinas sulfónicas, SO ₄ / ZrO ₂ , TiO ₂ y catalizadores a base de carbono	<ul style="list-style-type: none"> • Las reacciones de esterificación y trans se producen simultáneamente. • Se favorece a la eliminación de agua en la etapa de lavado de biodiesel. • La separación entre el catalizador y el producto es fácil. • Conversiones superiores a 95%. • Es menos corrosiva, menos tóxica y genera pocos problemas ambientales. • Costo del proceso es más bajo. 	<ul style="list-style-type: none"> • En la catálisis ácida heterogénea se debe tener una superficie hidrofóbica, con alta concentración de sitios ácidos. • Puede obtener porcentajes de conversión hasta 26% debido a pobre actividad catalítica. • No es económicamente viable. 	30 – 200 °C 0.1 – 5 MPa	ZrO ₂ 6:1 TiO ₂ 9:1	0.5 a 5 hrs
	Básicos heterogéneos (BH) MgO, CaO y Na/ NaOH / Al ₂ O ₃	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento hasta 93% con CaO, 97% con Al₂O₃. • El catalizador se puede usar hasta 8 veces • Fácil separación. • No son peligrosos con el medio ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su rendimiento variará dependiendo el tipo de aceite. • Velocidad de reacción limitada. 	60	6:1	1

⁶ Es un problema que se presenta en la reacción de la mezcla que da origen a la formación de jabón. Es importante evitar este fenómeno ya que una vez que se presenta jabón será difícil la obtención de biodiésel o en algunos casos hasta puede llegar a ser nula la formación de éste.

Catalizador		Ventajas	Desventajas	T (°C)	Relación molar Alcohol: aceite	TRH (hrs)
Enzimático	Lipasas, Cándida, Penicillium y Pseudomonas	<ul style="list-style-type: none"> • Es más sencilla la recuperación de glicerol. • Las lipasas intracelulares como extracelulares son capaces de llevar la transesterificación en medios orgánicos acuosos. • Alto rendimiento de ésteres. • Requieren menos cantidad de alcohol. 	<ul style="list-style-type: none"> • El coste de las enzimas es alto. • El alto contenido de agua disminuye la velocidad de reacción. • Largos periodos de conversión (p.e. si se alcanza una conversión del 80% se requerirían 48 hrs). 	30-40	4:1	Alto
Fluido supercrítico		<ul style="list-style-type: none"> • La conversión puede ser del 100%. • La transformación se lleva en cuestión de segundos. • Fácil recuperación de glicerol. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aún se considera en vía de desarrollo, por lo que sus costos de elaboración son muy altos. • Se requieren altas presiones y temperaturas para lograr el proceso de transformación. • No necesita catalizadores. 	239.4-300	42:1	120 a 240 seg

Fuente: (Cabello, Rincón, & Zepeda, 2016), (Salgueiro, Pérez, & Cancela, 2016).

2.2.2. Condiciones operativas y de seguridad para la obtención del biodiésel

Con base en lo anterior, en la figura 2.8 se presenta el proceso convencional de obtención de biodiésel a nivel industrial.

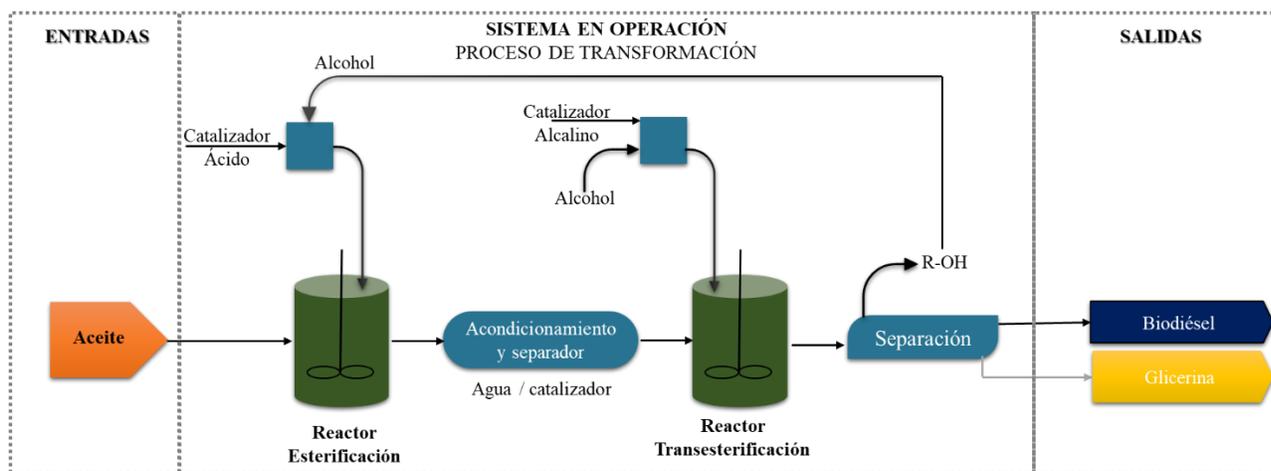


Figura 2. 8. Procesos para el funcionamiento de planta de biodiésel.

Fuente: Elaboración propia.

Para el proceso de obtención del biodiésel desde las entradas, proceso de transformación hasta las salidas, se ocuparán tanques, todos de diferentes diámetros dependiendo la cantidad de sustancia que se requiera para la proyección diaria de aceite entrante. Todos los tanques que contengan productos inflamables (el tanque de aceite, del catalizador ácido, alcalino, metanol, biodiésel u otros productos químicos) tendrán que cumplir distancias mínimas de separación que está en relación al diámetro del tanque, esto con base en la norma NFPA 30 (Cabrera, 2009).

Para conocer las distancias que se requieren entre tanques por tipo de insumo o producto, se presenta en la tabla 2.6 la siguiente clasificación:

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

Tabla 2. 6. Propiedades de líquidos para la elaboración de biodiésel

Propiedades	Aceite	Biodiésel	Metanol	Diésel
Punto de Inflamación °C	346	179	12.2	38
Punto de Ebullición °C	No disponible	347	64.5	191
Clasificación del líquido NFPA 30	IIIB	IIIB	IA	II
Calor Neto de Combustión (MJ/kg)	Aprox. 37.00	37.77	22	42.90

Fuente: (Cabrera, 2009).

En donde, para la clasificación del líquido tipo IIIB respecto a la norma NFPA 30, debe tener especificaciones de seguridad mayores dado que su grado de inflamabilidad es mayor respecto a las otras categorías, la tabla 2.7 describe las distancias mínimas respecto a la capacidad de tanques con categoría IIIB.

Tabla 2. 7. Distancias mínimas para líquidos de categoría IIIB.

Capacidad del tanque (galones)	Mínima distancia desde la línea de lindero sobre la cual existen o puedan existir construcciones, incluyendo el lado opuesto de una vía pública		Mínima distancia desde el lado más próximo de una vía pública o desde el edificio importante más cercano ubicado en la misma propiedad	
	(pies)	(metros)	(pies)	(metros)
12,000 o menos	5	1.5	5	1.5
12,001 a 30,000	10	3	5	1.5
30,001 a 50,000	10	3	10	3
50,001 a 100,000	15	4.5	10	3
1000,001 o más	15	4.5	15	4.5

Fuente: (Cabrera, 2009).

Para el espaciamiento mínimo entre tanques de líquidos con categorías inferiores a la anterior descrita, se deberán considerar las medidas de seguridad presentadas en la tabla 2.8:

Tabla 2. 8. Distancias mínimas para líquidos de clase I, II y IIA.

Característica	Tanques con techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
		Líquidos Clase I o II	Líquidos Clase IIA
Todos los tanques cuyo diámetro no supere 150 ft	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 ft	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 ft	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, pero nunca inferior a 3 ft
Tanque con diámetros superiores a 150 ft	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/6 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes

Característica	Tanques con techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
		Líquidos Clase I o II	Líquidos Clase IIA
	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	1/3 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes

Por otra parte, todos los tanques con presiones superiores a 1 lb/inch² tendrán que tener un sistema de venteo, que es un sistema de alivio de presión en caso de emergencia por exposición a incendios. Para esta medida de seguridad y control se establece en la norma API 650 y la norma UL147 los métodos de diseño para tanques de acero ubicados a nivel de terreno para líquidos inflamables y combustibles, así como las juntas que debe haber entre el techo y el tanque.

2.2.3. Métodos y características de transformación para la obtención de biodiésel

➤ *Propiedades a bajas temperaturas*

Deberá asegurarse un buen funcionamiento principalmente para su transporte y almacenamiento. Para medir este parámetro se evalúa el Punto de Obstrucción del Filtro Frío, POFF (o CFPP por sus siglas en inglés Cold Filter Plugging Point), que sirve para determinar la mínima temperatura a la cual el biodiesel puede utilizarse.

➤ *Número de cetano*

Es una medida que determina la calidad de ignición del combustible, es decir, se emplea para caracterizar la factibilidad de inflamación de biodiesel (tiempo que transcurre entre la inyección del carburante en la cámara de combustión y el comienzo de la combustión).

➤ *Viscosidad*

Para que el biodiesel pueda ser usado en vehículos, es indispensable que cuente con una cierta viscosidad que no afecte directamente los motores de combustión. Es por eso que al llevar la reacción de transesterificación, se busca reducir la viscosidad contenida en los aceites vegetales para no afectar el buen funcionamiento de combustión.

➤ *Estabilidad a la oxidación*

Uno de los problemas del biodiesel es que puede sufrir oxidación, que es un fenómeno ocasionado por la exposición a altas temperaturas, en presencia de luz, cuando se encuentra en contacto con oxígeno o en presencia de algunos elementos como metales, agua, etc. El proceso de oxidación da lugar a la formación de peróxidos, los cuales puede formar polímeros o sales que producen depósitos en la bomba y el inyector.

➤ *Contenido de ácidos grasos libres*

Para que se lleve a cabo la reacción completa, se requiere un valor de ácidos grasos libres (Free Fatty Acid, FFA), menor al 2%, a mayor porcentaje de éstos, se genera mayor consumo de catalizador, dando lugar al fenómeno de saponificación que consiste en la formación de jabones, como ya se mencionó anteriormente. Como consecuencia, al formar jabón se estaría aumentando la viscosidad del biodiesel y que la mezcla se homogenice a tal grado que sea imposible separar la glicerina.

CAPÍTULO II. Procesos y métodos de obtención de biocombustibles

➤ *Humedad*

Es un factor que afecta una vez que el biodiesel se utiliza para la combustión, trayendo como consecuencia corrosión en los componentes del motor.

➤ *Contenido en glicéridos*

La presencia de tri-, di- y monoglicéridos, originará bajo rendimiento en las etapas de transesterificación y purificación, dando como resultado, menor conversión de biodiesel y mayor producción de glicerina que, a su vez, ésta última será causante de un aumento en la viscosidad y aumento en el punto de fusión del biodiesel.

Contenido en metales

Los metales que se encuentren en el biodiesel serán aquellos provenientes de los catalizadores, los cuales se van a eliminar en el proceso de purificación. La presencia de metales pesados puede traer como consecuencia la corrosión de ciertos materiales como son cobre, zinc o bronce, lo que complica el almacenamiento, transporte y utilización del producto final.

Estas características mencionadas, son algunas de las más importantes como medida final de producción de biodiesel que deben ser consideradas para no producir daños una vez que se utilice en vehículos. Por otra parte, se tiene una serie de propiedades establecidas para cumplir con las características adecuadas para el uso, las cuales se enlistan en la tabla 2.9:

Tabla 2. 9. Propiedades del biodiésel

Propiedades	Unidad	Límites		Método de prueba
		Mínimo	Máximo	
Contenido en éster	% (m/m)	96.50		EN 14103
Densidad a 15°C	kg/m ²	860	900	EN ISO 3675 EN ISO 12185
Viscosidad a 40°C	mm ² /g	3.5	5.00	EN ISO 3104
Punto de Inflamación	°C	101	-	EN ISO 2719 EN ISO 3679
Contenido de azufre	mg/kg	10.00		EN ISO 20846 EN ISO 20884
Residuo de carbón (en 10% de residuo destilado)	% (m/m)	0.30		EN ISO 10370
Índice de cetano		51.00		EN ISO 5165
Contenido de cenizas sulfatadas	% (m/m)	0.02		ISO 3987
Contenido de agua	mg/kg	500.00		EN ISO 12937
Contaminación total	mg/kg	24.00		EN 12662
Estabilidad a la oxidación 110°C	Horas	6.00		EN 14112
Índice de ácido	mg KOH/g	0.50		EN 14104
Índice de yodo	g de yodo/100g	120.00		EN 14111
Éster de metilo de ácido linoléico	% (m/m)	12.00		EN 14103
Ésteres de metilo poli-insaturados (≥ 4 enlaces dobles)	% (m/m)	1.00		
Contenido de metanol	% (m/m)	0.20		
Contenido de monoglicéridos	% (m/m)	0.80		EN 14105
Contenido de diglicéridos	% (m/m)	0.20		EN 14105
Contenido de triglicéridos	% (m/m)	0.20		EN 14105
Glicerina libre	% (m/m)	0.02		EN 14105

Propiedades	Unidad	Límites		Método de prueba
		Mínimo	Máximo	
				EN 14106
Glicerina total	% (m/m)	0.25		EN 14105
Metales del grupo I (Na+K)	mg/kg	5.00		EN 14108 EN 14109 EN 14538
Metales del grupo II (Ca+Mg)	mg/kg	5.00		EN 14538
Contenido de fósforo	mg/kg	10.00		EN 14107

Fuente: (García & García, Biocarburantes líquidos: biodiésel y bioetanol, 2006), (Knothe, 2010).

2.2.4. Tecnología para la obtención de biodiésel

La elección de la tecnología estará en función de la capacidad deseada de producción, alimentación, calidad y recuperación de subproductos, alcoholes y catalizadores. Existen dos tipos de plantas para la producción de biodiesel comúnmente utilizados; la de procesos de transesterificación discontinuos o Batch y la de procesos continuos. Por otra parte, se han estudiado otros tipos de reactores que, aunque no son tan utilizados, han mostrado mayor eficiencia, pero se requiere mayor inversión inicial y mayores costos de operación; estos son los procesos de transesterificación no catalítica, divididos en procesos BIOX y proceso supercrítico.

Proceso discontinuo

En este tipo de proceso se utilizan reactores tipo Batch que están equipados con agitación y condensador de reflujo, los cuales requerirán un tiempo de residencia entre 20 min a 2 horas, teniendo flexibilidad para la realización de ajustes cuando se presentan variaciones en las características de la materia prima. Las condiciones de operación se establecen de acuerdo a la calidad de la materia prima a temperaturas de 65 °C y catalizador, NaOH o KOH, en rangos de 0.3 a 1.5% en peso. Es necesaria una agitación continua en el reactor. En las etapas posteriores se realiza separación, purificación y estabilización del biodiesel (San Miguel & Guitiérrez, Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética, 2015). Ver figura 2.9.

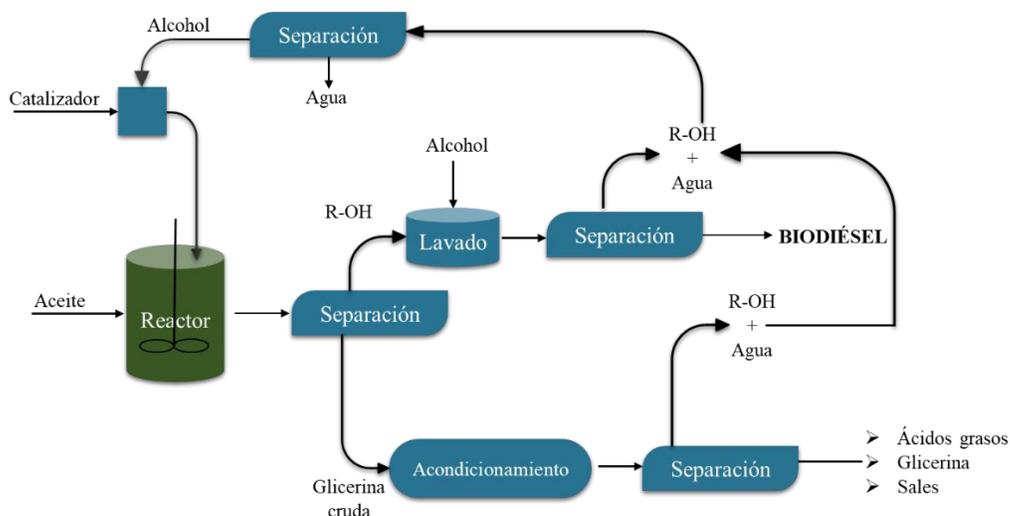


Figura 2. 9. Proceso discontinuo o Batch

Fuente: Elaboración propia.

Proceso continuo

Para este tipo de proceso se utilizan reactores continuos del tipo tanque agitado (Continuous Stirred Tank Reactor, CSTR)(ver Figura 2.10), que se caracterizan por permitir tiempos de residencia mayores que logran aumentar los resultados de la reacción, acrecentando la dispersión del glicerol en la fase éster que mejora la eficiencia de conversión. Dentro de la catálisis heterogénea los catalizadores básicos se desactivan fácilmente por la presencia de ácidos grasos libres (FFA) y de agua que favorece la formación de los mismos. Para tratar alimentaciones con cierto grado de acidez, se prefiere la esterificación de los ácidos grasos libres con superácidos que, a su vez, presenten una elevada velocidad de reacción de transesterificación si bien se necesitan dos reactores con una fase intermedia de eliminación de agua. De este modo, alimentaciones con hasta un 30% en FFA se pueden esterificar con metanol, reduciendo la presencia de FFA por debajo del 1%. Esta etapa previa de esterificación se puede llevar a cabo con alcoholes superiores o glicerina que resulta atractiva en la producción de biodiésel puesto que es un subproducto del proceso (García & García, Biocarburantes Líquidos: biodiésel y bioetanol, 2006).

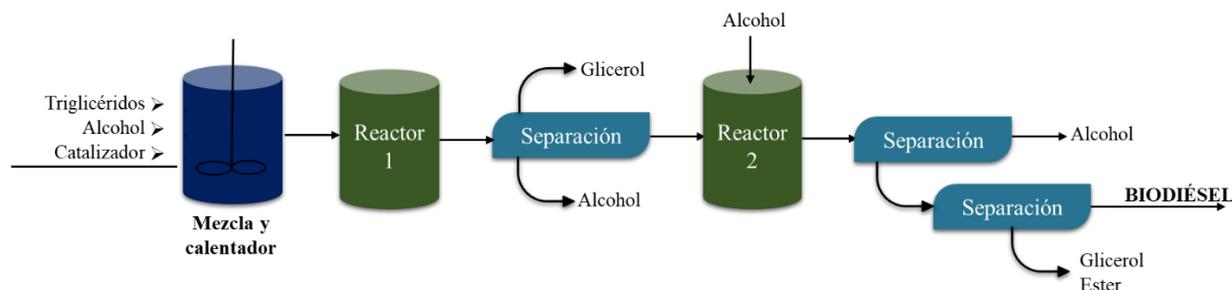


Figura 2. 10. Proceso continuo

Fuente: Elaboración propia.

Proceso en condiciones supercríticas

Como ya se mencionó, este proceso no requerirá ningún tipo de catalizador, por lo que, para la obtención del biodiesel, se introducen en el reactor el aceite junto con el alcohol y se somete a condiciones supercríticas de presión y temperatura, el resultado será una reacción completa en 4 minutos y una recuperación de alcohol y biodiésel más eficiente (ver figura 2.11).

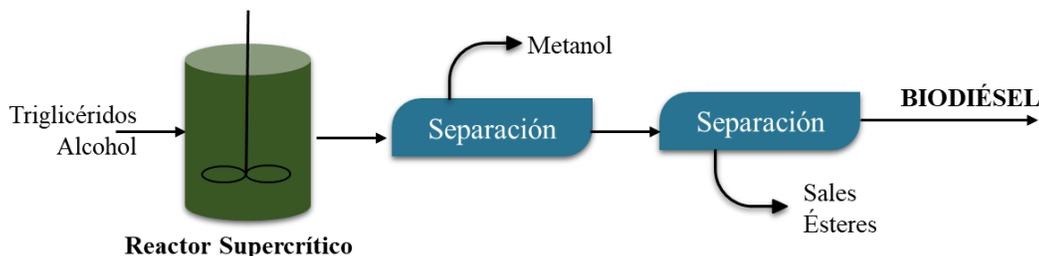


Figura 2. 11. Proceso supercrítico

Fuente: Elaboración propia.

2.2.5. Aportación del biodiésel

En la actualidad, existen mezclas del biodiésel con diésel convencional para su utilización que, aunque a pesar de que el motor para la utilización del biodiésel no requiere ningún tipo de modificación, aún se tienen problemas para generar la producción requerida de diésel. Las mezclas iniciales fueron de 5% biodiésel y el restante de diésel, a esto se le conoce como mezcla B5, actualmente se tienen mezclas B20 y B100 en algunos países. Una de las aportaciones que tiene el biodiésel es la reducción de gases efecto invernadero, principalmente el CO₂, que comparando las emisiones de este contaminante de todo su ciclo de vida (desde la producción hasta su utilización), el diésel emite 633.28 g CO₂/bhp-h, mientras que el B20 y B100 emiten 54.10 y 136.45 g CO₂/bhp-h, respectivamente. Esto significa que, para el primer caso, se tendrá una reducción del 15.66% y para el segundo de 78.45%. Para mezclas diferentes de biodiésel:diésel, en la figura 2.12 se presenta una gráfica de reducción de emisiones de CO₂ (Sheeman, Camobreco, Duffield, Graboski, & Shapouri, Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for use in an urban bus, 1998).

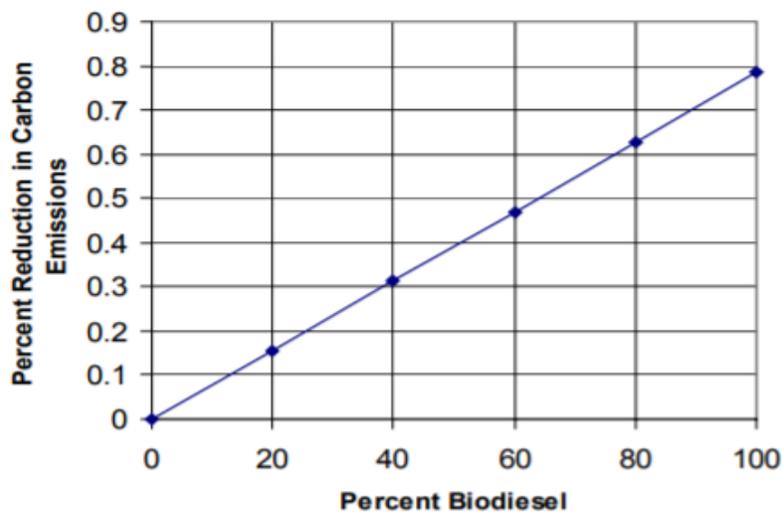


Figura 2. 12. Proceso supercrítico

Fuente: (Sheeman, et. al., 1998).

Otras aportaciones importantes del biodiésel son las siguientes (Sheeman, et.al., 1998):

- Reducción de gastos de importación del diésel al implementar el sistema de generación de biodiésel dentro del país.
- Un galón de biodiésel proporciona los mismos beneficios que el diésel, sin importar el porcentaje de mezcla, por lo que la sustitución del diésel por B100 reduce el consumo del ciclo de vida del petróleo un 95%, mientras que la mezcla B20 reduce un 19%.
- El rendimiento de mezcla B100 es de 3.2 unidades de energía de combustible producida por cada unidad de energía fósil consumida en su ciclo de vida. El rendimiento de mezcla B20 es de 0.98 unidades de energía producida por cada unidad de energía fósil consumida.
- Las emisiones de tubos de escape de partículas menores a 10 micrones son un 68% más bajas para los autobuses que funcionan con biodiesel (en comparación con el diésel de petróleo). Las emisiones de CO del tubo de escape son un 46% más bajas.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

A lo largo de los tiempos, el ser humano ha necesitado diversas fuentes para obtener energía, la cual fue evolucionando gradualmente hasta llegar a la segunda revolución industrial a finales del siglo XIX, donde tuvo un crecimiento acelerado en la demanda energética debida a las actividades económicas incumbidas a dicho suceso, descubriendo fuentes no renovables como insumos altamente eficientes en la producción de energía eléctrica y térmica aplicable a todos los sectores económicos. Después de esto, la necesidad de satisfacer las actividades diarias orilló a la explotación de fuentes no renovables al ser las alternativas más atractivas para satisfacer los requerimientos energéticos mundiales. Desde los años setenta el consumo energético ha aumentado exponencialmente debido al crecimiento poblacional acelerado y a los desarrollos tecnológicos que han ido cambiando la forma de realizar las actividades básicas del ser humano. Actualmente, la obtención de dicha energía sigue imperando en las fuentes no renovables por su alta eficiencia energética. Según la OCDE, se estima que el consumo mundial de energía está basado en hidrocarburos aproximadamente en un 86% del total producido. (Fernández, 2005).

En el ámbito energético, se definen dos tipos de energías por su forma de obtención; las energías primarias; aquellas que se utilizan directamente de cómo son extraídas por medio de procesamientos mínimos y, secundarias; las que deben ser forzosamente transformadas por medio de alguna tecnología especializada para su aprovechamiento; dependen de una materia prima, sujeta a valorización. De las primarias se tienen el carbón, hidrocarburos; crudo de petróleo, condensados y gas natural; y todas las energías renovables; energía hidráulica, geotérmica, solar, eólica, biomasa, maremotriz, nuclear de fisión, entre otras, a excepción de los biocombustibles. Por otra parte, en la clasificación de energías secundarias se encuentran coque de petróleo o coque de carbón, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diésel, combustóleo, gas natural asociado, hidrógeno y biocombustibles; biogás, biodiésel, bioetanol, etcétera.

En las figuras 3.1 y 3.2 se muestran el consumo energético mundial con diferentes tipos de combustibles y la participación del consumo de energía primaria por tipo de combustible, respectivamente, incluyendo energía nuclear y energías renovables en ambos casos; haciendo una comparativa de energías a nivel mundial.

De los combustibles fósiles como energético, el que más se utiliza a nivel mundial, es el petróleo, aunque en los últimos años ha ido disminuyendo su uso para ser reemplazado por gas natural. Asimismo, la Agencia Internacional de Energía (AIE, o IEA por sus siglas en inglés International Energy Agency) reportó en 2018, 903 TWh de generación eléctrica basada en petróleo, una demanda de energía de 4,488 Mtep, teniendo una disminución en su tasa de crecimiento de -3.9% (IEA, 2019).

El segundo combustible más utilizado a nivel mundial es el carbón. Países como China, EUA, India, entre otros, mencionando estos tres como potencias altamente dependientes del carbón para cumplir sus necesidades energéticas. Para este caso, se reportó en 2018, 10,116 TWh de generación eléctrica basada en carbón, una demanda de energía de 3,778 Mtep y una tasa de crecimiento de 0.7%, a nivel mundial (IEA, 2019). El problema que suscita la producción energética por medio de carboeléctricas, es la implicación de altos contaminantes al ambiente, generando Gases Efecto Invernadero (GEI) siendo, una de las formas de obtención de energía con mayor índice de contaminantes a la atmósfera. Aunque se ha advertido sobre los daños producidos, no se ha tenido cambios por parte de los países que utilizan dichas tecnologías.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

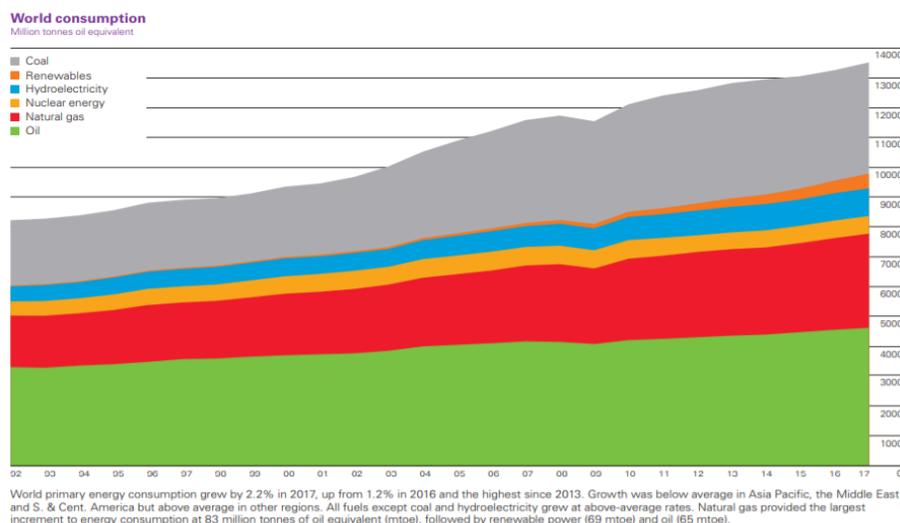


Figura 3. 1. Consumo energético mundial por tipo de combustible.

Fuente: (BP, 2018).

Por otra parte, el combustible que se usa en tercer lugar a nivel mundial para la generación de energía eléctrica, es el gas natural. Como se observa en la figura 3.2, el gas natural ha tenido un crecimiento con tendencia de tipo lineal, siendo una de las alternativas con menor impacto ambiental, comparadas con los demás hidrocarburos. En 2018, la AIE, reportó 6,091 TWh de generación eléctrica basada en gas natural, una demanda de energía de 3,253 Mtep y una tasa de crecimiento de 4.6%, a nivel mundial (IEA, 2019), siendo el combustible con mayor crecimiento en los últimos años.

Según el informe de balance energético emitido por la Secretaría de Energía, en México, la demanda de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica en 2016, fue de 17,450.50 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), siendo el 70% de la demanda total (considerando el otro 30% para otras fuentes de energía, p.e. renovables). De la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico durante ese año, el gas natural tuvo una participación de 43.7% con un volumen de 7,618.63 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), respecto a la demanda energética total. De lo anterior, el sector eléctrico demandó 3,878.5 mmpcd. Considérese que sólo se habla del sector eléctrico, debe tenerse en cuenta que aún otros sectores que dependen energéticamente de dichos combustibles (SENER, 2017).

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

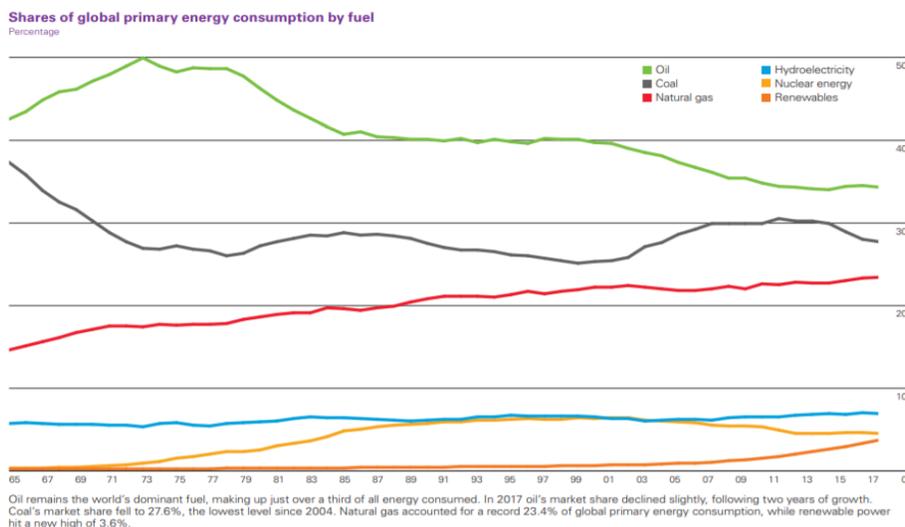


Figura 3. 2. Participación del consumo mundial de energía primaria por tipo de combustible.

Fuente: (BP, 2018).

El reporte de energía primaria para el año 2017 no varió mucho de los resultados respecto al 2016, siendo el petróleo el combustible primario predominante como energético base del país, teniendo una participación del 62%, después el gas natural con 22%, el carbón con 4% y condensados aproximadamente el 1%, lo que implica que el total de energías primarias obtenidas por combustibles fósiles es del 88.9%. El 11.1% restante fue el obtenido por medio de energías renovables: hidroenergía, geoenergía, solar, eólica y nucleenergía (ver figura 3.3). El total de energía primaria producida en promedio fue de 7,027.223 PJ, la energía obtenida por fuentes no especificadas 944.196 PJ y obtenidas por importación 301.221 PJ, dando un total de 8,241.716 PJ, estas cifras contienen datos de energías obtenidas por combustibles fósiles y por fuentes renovables (SIE-SENER, 2019).

De las energías secundarias (ver figura 3.4), en 2017 se reportó como combustible con mayor producción las gasolinas y naftas con un 32%, después se tiene el combustóleo con 28%, el diésel con 19%, gas LP con 12%, el restante en similar producción se tienen los querosenos, coque de petróleo y coque de carbón (ver figura 3.4). Las energías secundarias tienen el problema que la producción nacional, en todos los casos, es menor a la demanda, por tanto, es necesario la importación de todas las energías secundarias para satisfacer su demanda. El total producido en promedio para el año 2018, fue de 4,288.292 PJ, por medio de importación se reportó 4,116.39 PJ dando una oferta total de 8,153.335 PJ (SIE-SENER, 2019).

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

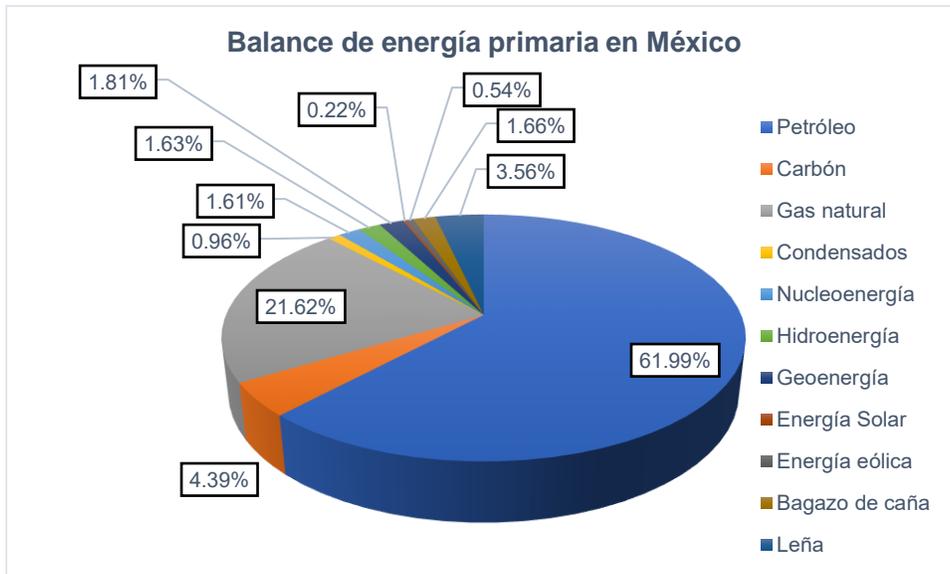


Figura 3. 3. Balance de energía primaria en México.

Fuente: (SIE-SENER, 2019)

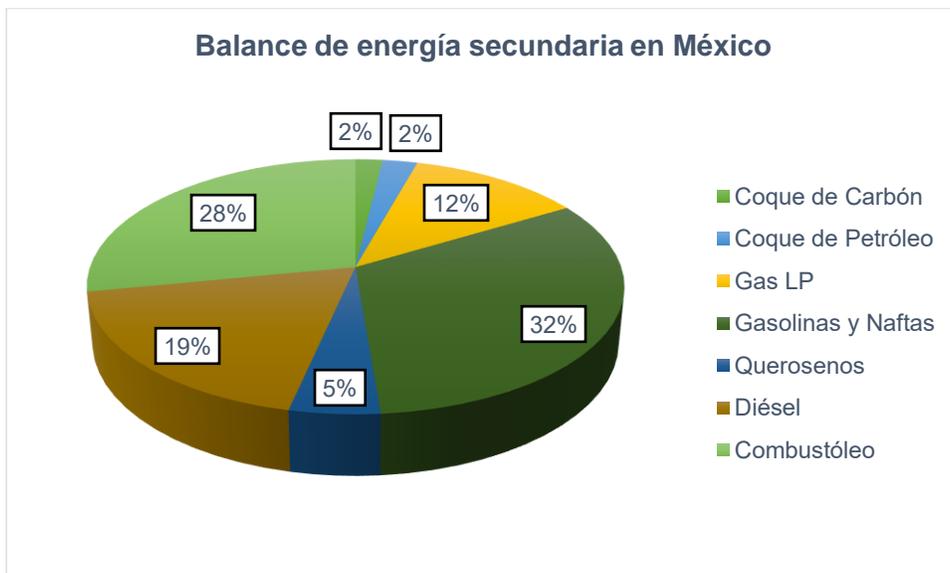


Figura 3. 4. Balance de energía secundaria en México.

Fuente: (SIE-SENER, 2019)

De forma particular, en la tabla 3.1 se muestra el balance energético por tipo de combustible y por tipo de energía; primaria y secundaria. Como se puede observar, en cuanto a energías primarias la más demandada será el crudo de petróleo (como ya se había mencionado anteriormente), teniendo una producción mucho mayor a la demanda y siendo el único combustible que cumple con esta, significando que el restante se emplea para exportación y/o producción de las energías secundarias.

Tabla 3. 1. Producción y demanda de energía primaria y secundaria a nivel nacional.

ENERGÍA PRIMARIA			ENERGÍA SECUNDARIA		
Balance por producto	Producción	Demanda	Balance por producto	Producción	Demanda
	[PJ]	[PJ]		[PJ]	[PJ]
Petróleo	4,354.89	1,721.20	Coque de Carbón	34.35	65.81
Carbón	308.24	604.85	Coque de Petróleo	43.89	180.90
Gas natural	1,518.43	2,363.78	Gas LP	219.22	430.79
Condensados	67.28	69.23	Gasolinas y Naftas	584.46	1,520.38
Nucleoenergía	113.2	N/A	Querosenos	85.56	172.58
Hidroenergía	114.65	N/A	Diésel	335.03	854.84
Geoenergía	127.43	N/A	Combustóleo	508.16	374.65
Energía Solar	15.16	N/A			
Energía eólica	38.23	N/A			
Bagazo de caña	116.87	N/A			
Leña	250.31	N/A			

N/A: No aplica

Fuente: Elaboración propia con base en (SIE-SENER, 2019).

Aunque los hidrocarburos hayan sido hasta hace algunos años la mejor alternativa energética, se sabe que acarrea grandes problemas ambientales en todo su ciclo de vida; contaminación de suelo, aire y agua, efectos directamente proporcionales al cambio climático y a la generación de gases efecto invernadero (GEI). Como resultado de combustibles fósiles, los niveles de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera son superiores en un 18% con respecto a 1960, y mayores a un 31% comparándolos a inicio del siglo XX.

Dicho lo anterior, y ante la preocupación de los cambios ambientales en el planeta, se han buscado fuentes de energía renovables que ayuden a minimizar los impactos ambientales tanto por la producción de energía como por otras actividades diarias. Con esto se pretende garantizar las condiciones de vida aptas en el planeta, buscando un desarrollo sostenible en cualquier actividad que ponga en riesgo la seguridad humana.

Ante la preocupación de lo anterior, en 1997, en una reunión de Naciones Unidas se firmó el protocolo de Kioto, el cual fue creado para reducir los GEI causantes del calentamiento global, acordados en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, decretando una reducción del 5% en emisiones para el periodo 2008-2012 tomando como base las emisiones de 1990. Para los países en desarrollo (países No Anexo I), el Protocolo no estableció metas cuantificables de reducción de emisiones, pero sí compromisos como la elaboración de inventarios nacionales de emisiones, comunicaciones nacionales, así como estudios de mitigación y adaptación al cambio climático. México firmó este Protocolo en 1997 y lo ratificó en 2000 como país No Anexo I (CICC, 2007).

En la Conferencia de las Partes (COP) celebrada en el año 2010 en Cancún, México, se formalizaron nuevos compromisos de mitigación, más ambiciosos que los establecidos en el Protocolo de Kioto. Para el caso de los países desarrollados, las reducciones esperadas para 2020 se establecieron entre el 17 y 25% de sus emisiones de 1990 (SEMARNAT, 2011). Dado que el Protocolo de Kioto contemplaba compromisos para el periodo que concluía en 2012, en la

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Conferencia de las Partes de Durban, en Sudáfrica, en 2011 (COP 17), se abrió un nuevo proceso de negociación para que a partir de 2012 los países Partes comenzaran a elaborar un nuevo protocolo o acuerdo con fuerza legal que incluyera a todas las Partes. En 2012 en la COP18 celebrada en Doha, Qatar, se aprobó una Enmienda al Protocolo de Kioto, que formaliza la entrada en vigor del segundo periodo de compromisos desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020.

México, ha destacado a nivel internacional como una de las naciones que más esfuerzos dedica a enfrentar este problema, siendo uno de los pocos países que cuenta con una la Ley General de Cambio Climático (LGCC). Ésta tiene como objetivo establecer un marco jurídico que regule las políticas públicas de adaptación y mitigación al cambio climático, así como impulsar la transición hacia una economía competitiva de bajas emisiones de carbono (DOF, 2012). Para la instrumentación de esta ley, se publicó la Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40 (ENACC), que describe los ejes estratégicos y las líneas de acción (sin definir acciones concretas o responsables particulares) para orientar las políticas de los tres órdenes de gobierno y fomentar la corresponsabilidad con los diversos sectores de la sociedad (SEMARNAT, 2013). En la ENACC se plantea como reto para el país reducir 30% las emisiones en 2020 y 50% en 2050 con respecto a las emisiones del año 2000.

Según la ASEA (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente), las emisiones de GEI, en Miles de Toneladas de CO₂ equivalente (MtCO_{2e}), se desglosan en la tabla 3.2:

Tabla 3. 2. Emisiones de GEI por sector, en MtCO_{2e}

Sector	Emisiones de GEI (MtCO _{2e})
Transporte	174
Generación de electricidad	127
Industria	115
Petróleo y gas	80
Agricultura y ganadería	80
USCUSS (Sector forestal)	32
Residuos	31
Residencial y comercial	26

Fuente: (INECC, 2018).

Del total de las emisiones, 64% correspondieron al consumo de combustibles fósiles; 10% se originaron por los sistemas de producción pecuaria; 8% provinieron de los procesos industriales; 7% se emitieron por el manejo de residuos; 6% por las emisiones fugitivas por extracción de petróleo, gas y minerías y 5% se generaron por actividades agrícolas (INECC, 2018).

De los Gases Efecto Invernadero (GEI), producidos por el sector petróleo y gas incluyen emisiones por producción, transporte, distribución, procesamiento y uso. El sector eléctrico tiene impacto en emisiones por medio de uso de combustibles fósiles en centrales eléctricas.

La generación de residuos contabiliza los RSU y RP, aguas residuales municipales e industriales. Las emisiones implican CO₂, CH₄ y N₂O, producidas por quema a cielo abierto, incineración, tratamiento biológico, entre otros tratamientos. Para las aguas residuales, se reportan las emisiones de procesos productivos del sector azucarero, químico, industrias papeleras, celulosa, petróleo, bebidas, textiles y alimentos. Para el sector agropecuario se cuantifican las emisiones

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

de actividades pecuarias; manejo de estiércol; y actividades agrícolas; manejo de suelo, cultivos, quema en campo, etcétera (INECC, 2018).

Uno de los campos explorados con el afán de encontrar fuentes energéticas alternativas es el de los biocombustibles que, al igual que los combustibles fósiles, la materia prima es la biomasa. La diferencia es que los combustibles fósiles se generaron por medio de procesos de transformación en un extenso lapso y ante características importantes del aumento de presión y temperatura, mientras que los biocombustibles pueden ser obtenidos por medio de procesos industrializados que transformen la biomasa para el aprovechamiento energético adecuado.

De los combustibles primarios, se puede obtener de forma similar el biogás, el cual tendrá características similares a las del gas natural dado que ambos son y, con lo ya mencionado respecto a la creciente demanda energética de dicho combustible fósil, se ha convertido en una alternativa para minimizar los impactos ambientales y cubrir gran parte de la demanda energética a nivel nacional. Esto hablando con combustibles primarios que pueden sustituirse con biocombustibles. En lo reportado en 2017, se tuvo una demanda de gas natural de 2,363.78 PJ y una producción de 1,518.43 PJ, es decir, se tuvo una relación del 64% en total de lo demandado, el otro 36% debe ser contemplado por medio de importaciones de otros países como Estados Unidos. De la producción de GEI se cuantifica lo que se presenta en la tabla 3.3.

Tabla 3. 3. Emisiones de GEI de GN y biogás.

Gas efecto invernadero	Gas natural	Biogás (digestor)	Biogás (relleno sanitario)
Metano ($m^3CH_4/100m^3$)	84-98	45-75	45-55
Dióxido de carbono ($m^3CO_2/100m^3$)	< 2	25-55	25-30
Nitrógeno ($m^3N_2/100m^3$)	< 10	< 5	< 25
Oxígeno ($m^3O_2/100m^3$)	< 3	< 2	< 5

Fuente: (FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011)

Aunque en algunos casos el biogás presente índices un poco mayores con respecto al GN, se tienen ventajas ambientales, por ejemplo, su producción disminuye significativamente las emisiones de CO_2 a los sectores pecuarios, agrícolas, tratamiento de aguas residuales y USCUSS. Si se llegara a lograr una seguridad energética por medio de biogás, también estaría disminuyendo las emisiones en los sectores hidrocarburos, los cuales se tendría menos demanda para satisfacer necesidades energéticas de tipo eléctrico y como combustible. El factor de emisión del GN, según el INECC es de 2.27 kg CO_2 /m^3 GN o 2.69 2.27 kg CO_2/kg GN (INECC, SEMARNAT, 2014).

Para el caso de energías secundarias, el biocombustible que tiene relación con un combustible fósil es el biodiésel respecto al diésel. Como ya se mencionó en la tabla 3.1, el diésel en 2017 tuvo una demanda energética de 854.84 PJ, de los cuales en México se producen 335.03 PJ, cumpliendo aproximadamente un 40% del total demandado en relación, lo demás debe ser obtenido por medio de importaciones. En cuanto a emisiones de GEI, el INNEC (INECC, SEMARNAT, 2014) estima que el factor de emisión del diésel es en promedio 2.596 kg CO_2/l .

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Otro de las consideraciones de los combustibles fósiles, son los precios ofertados en el mercado para su comercialización, el cual está basado en los costos por extracción, transformación (si es el caso de que se cuente con dichas tecnologías en el país) o bien, importación y distribución.

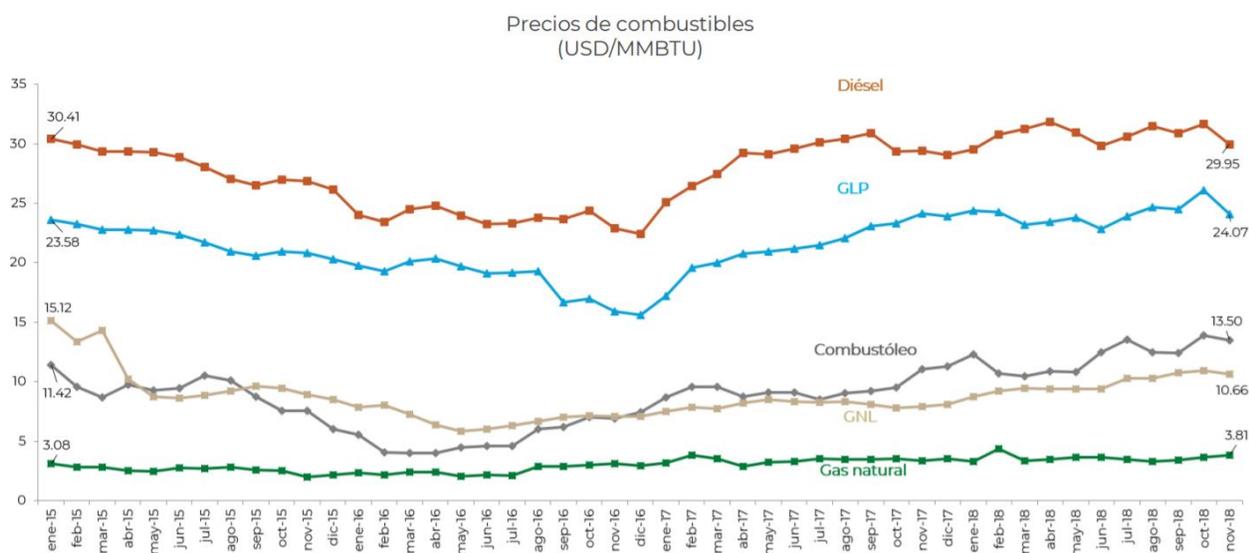


Figura 3. 5. Precios de algunos combustibles en México

Fuente: (SENER, 2018)

En la figura 3.5 se presenta una gráfica en donde se tienen los precios de los combustibles anteriormente mencionados, en donde se puede observar, que el que tiene menor precio es el gas natural, mientras que el más costoso es el diésel. Esto es porque como ya se mencionó con anterioridad, el diésel contempla costos de importación, lo que hace que éste se incremente. Por otra parte, el gas natural tendrá mayor factibilidad económica.

Con todo lo anterior mencionado, se busca dar pauta para que se cumpla un equilibrio en cuestiones ambientales, económicas y sociales en el ámbito energético, desde su producción hasta la entrega, es decir, se busca un desarrollo sostenible a nivel energético. Según la declaración de Brundtland el desarrollo sostenible está definido como: “aquel que satisface las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”, es decir, que se debe buscar los recursos energéticos propios de cada país, garantizando el sustento de éste sin comprometer el futuro al tener sólo fuentes de energías no renovables. Es importante recalcar que al introducir el término “desarrollo sostenible” se pretende transformar el modelo económico a beneficio de un país, con acciones de preservación y cuidado al ambiente (Bermejo, 1998).

Por tanto, este término se ha acuñado para englobar una economía y crecimiento verde, (“mejorar el bienestar humano y la equidad social mientras que se reducen significativamente el riesgo ambiental y la escases ecológica”). Los principales tópicos que se buscan es modificar sectores claves que se encuentran en cualquiera de las actividades económicas, que den como resultado un bienestar humano al tener un crecimiento y desarrollo en tecnologías basado en energías limpias.

Hoy en día la sostenibilidad está más presente y es más sonada en el ámbito de la generación energética ya que la presencia de recursos es cada vez es menor y la utilización de estos supone una gran cantidad de contaminantes que alteran el modo de vida de las personas.

De lo anterior, se desglosaron ocho puntos importantes:

1. Mantener los procesos ecológicos básicos.
2. Mantener la diversidad biológica.
3. Estabilizar las poblaciones humanas.
4. Satisfacer las necesidades básicas mínimas.
5. Reducir el uso de recursos no renovables.
6. Reducir los niveles de producción de basura.
7. Mejorar la calidad de vida y las prestaciones de bienes y servicios.
8. Redistribuir los medios de producción, reduciendo los desequilibrios regionales.

En el último tercio del siglo XX, con el aumento de la preocupación por el estado del medio ambiente y el agotamiento de los recursos energéticos fósiles, se han producido grandes avances en la producción de energías renovables, las cuales buscan cumplir con los puntos anteriores.

Como caso de estudio en este trabajo, se busca un desarrollo sostenible, que satisfaga las necesidades humanas, buscando los requerimientos energéticos demandantes, disminuyendo los impactos ambientales suscitados por residuos de generación diaria, colocándolos en un modelo de economía circular a escala, la cual consiste en que los residuos producidos por las actividades diarias puedan ser utilizados en beneficio energético para entrar a la cadena de valor.

3.1. Entornos industrial y municipal en tema de biocombustibles

De las necesidades que se deben cubrir en los bioenergéticos, se tienen dos entornos de aplicación normativa y por disposición de materia prima, los cuales son: industrial y municipal. El primero, hará referencia al sector privado, mientras que el municipal tratará primordialmente del caso de políticas públicas (ver figura 3.6).

Para el caso del biogás, el sector privado, se va a dividir en agropecuario, agroindustrial y en las diferentes industrias que generen una fracción orgánica de residuos después de sus actividades productivas. La agroindustria se refiere al procesamiento secundario de las materias primas provenientes del sector agropecuario, las cuales se dividen en: Industria licorera (vinos y licores), cervecera, de jugos y néctares, alimenticia, de conservas, láctea entre otras. Eso como industrias que entran en las actividades de consumo alimenticio. Otras industrias generadoras de residuos orgánicos aprovechables energéticamente son la industria papelera, hotelera, restaurantera y química.

En el caso del sector agropecuario, puede jugar un papel como sector privado o público, dependerá de las políticas públicas de cada región. A su vez, dicho sector se caracterizará en agrícola (residuos orgánicos de cosechas y silos) y pecuario (residuos de actividades ganaderas; bovinas, equinas, ovinas, porcinas, caprinas, y avícolas; y residuos de actividades pesqueras).

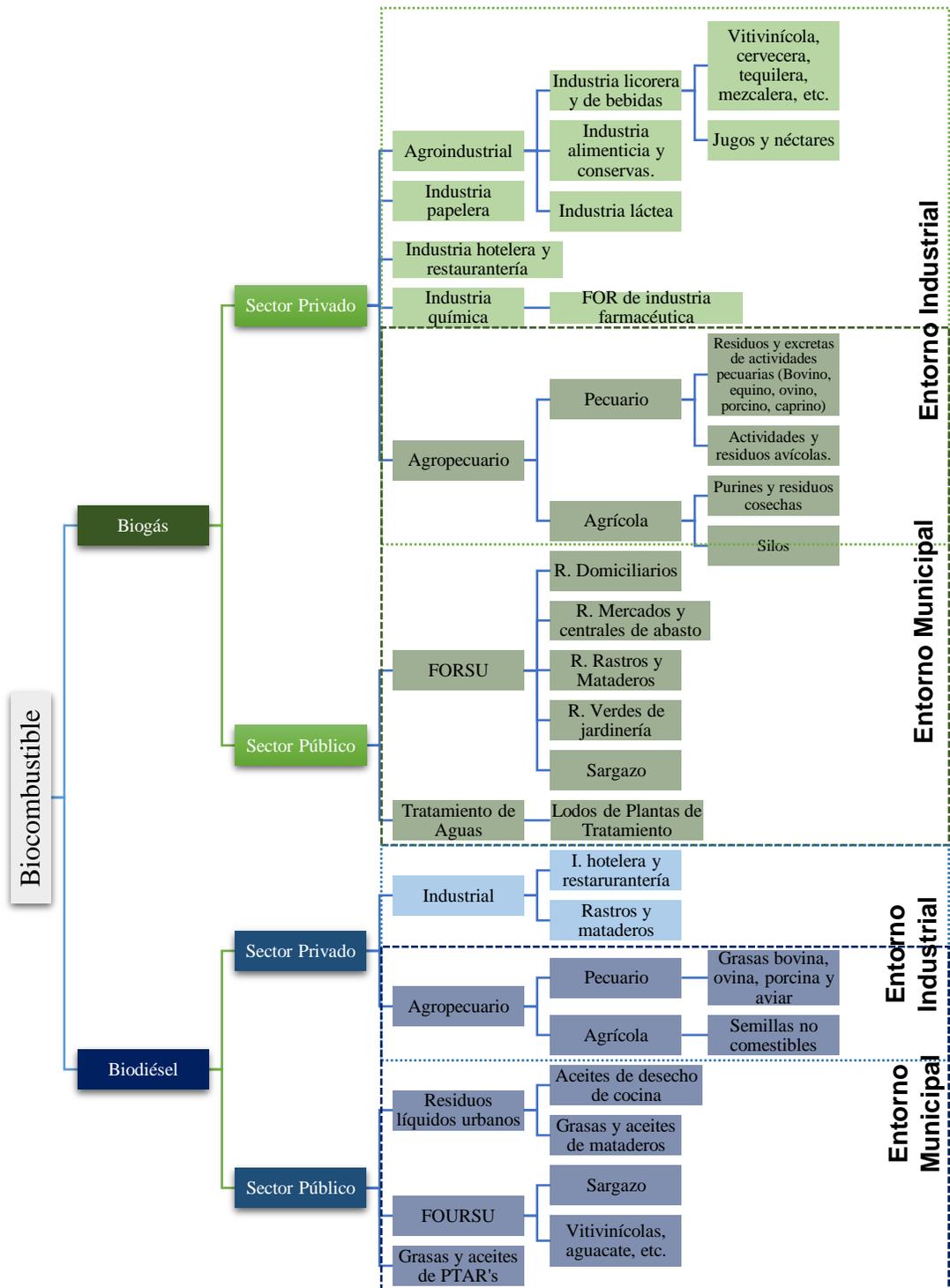


Figura 3. 6. Caracterización por sector y entorno de aplicación para el biogás y biodiésel
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, en el sector público, se subdivide en fracción orgánicas de residuos sólidos urbanos (FORSU) y Tratamiento de aguas. Dentro de la categoría FORSU se tienen los residuos domiciliarios, de centrales de abasto, mercados, rastros, mataderos, áreas verdes, jardinería, y sargazo (en donde éste último ha sido un problema presentado en costas y playas debido a la

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

contaminación marítima). Para el caso de tratamiento de aguas, se puede emplear un sistema de biodigestión en aguas residuales y/o los lodos obtenidos del tratamiento de aguas residuales en sus respectivos procesos (lodos de agua cruda, provenientes de tratamiento primario, lodos activados, etc.).

Por otro lado, el biodiésel, por origen de sustrato, se divide en sector público y privado, pero no necesariamente se encontrarán en entorno municipal e industrial. El sector privado se divide en los sectores industrial y agropecuario, en donde el primero consta de los aceites y grasas obtenidos de la industria hotelera, restaurantera, rastros y mataderos, todo esto como entorno industrial. En el sector agropecuario, se divide en pecuario y agrícola, el primero manejará principalmente las grasas obtenidas de actividades de matanza de ganado, que aunque se maneja en el sector industrial, también puede ser aplicable en el sector público, dado que constitucionalmente el gobierno debe prestar los servicios de rastros, por tanto, este punto también puede tratarse de un entorno municipal. En el sector agrícola, que es lo que manejan los países desarrollados en cuanto a biodiésel, son las semillas no comestibles para generación de aceites y en la mayoría de estos, se maneja como entorno industrial, sin embargo, en México los proyectos que se han tenido han sido de tipo municipal, al tratarse de grandes inversiones y que en el país no se ha podido desarrollar para su viabilidad para particulares. Es por ello, que se puede manejar tanto en entornos industriales como en municipales.

En ese sentido, los rubros que serán de importancia en el sector público es el manejo de residuos líquidos urbanos, la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos y grasas y aceites de PTAR's. Para el caso de los residuos líquidos urbanos, aunque en la actualidad no se ha tomado la molestia de imponer leyes y normas para su manejo, es de suma importancia su tratamiento, dentro de su definición se encuentran los aceites de desecho de cocina o aceites de fritura y las grasas y aceites producto de mataderos (explicado en el párrafo anterior) lo que hace que su efecto contaminante sea competencia municipal y objeto de estudio para su disminución en tiraderos, rellenos sanitarios y alcantarillado. Por otra parte, se tiene como FORSU las semillas provenientes de actividades vitivinícolas (como lo son las semillas de uvas), residuos domésticos (como son semillas de aguacate, semillas de algunas frutas y verduras como semillas de mamey, de jitomate, semillas de manzana, uva, etc., las cuales aún no se han desarrollado tecnologías o algún tipo de estudio), y sargazo, el cual es un problema que se ha dado actualmente en las costas del país (según estudios ha presentado viabilidad ambiental el tratamiento como biodiésel).

Todo lo anterior mencionado, se presenta en la figura 3.6, vista en sus diferentes sectores y entornos de producción.

Dicho lo anterior, para ambos casos se tendrá un análisis de los diferentes entornos implicados en el proceso de transformación energética con la finalidad de cumplir los puntos ocho puntos mencionados del desarrollo sostenible.

De forma particular, para el análisis de los requerimientos a nivel industrial, se puede decir que la viabilidad de la instalación de un sistema de biogás o biodiésel está determinada por aspectos técnicos, económicos y productivos (según sea el tipo de tecnología). Según, Francisco M. Hernández, los puntos fundamentales como requerimientos para la transformación energética competente a nivel industrial, se basan en los siguientes aspectos (Hernández, 2015):

- Tener acceso a la tecnología de biodigestores o reactores, generadores y equipos necesarios para la transformación y aprovechamiento energético. Disponibilidad de los recursos humanos con capacidad técnica para instalar y mantener los equipos.
- Realizar la evaluación económico-financiera, considerando costos de equipos y mantenimiento, beneficios por ahorro o venta de energía, beneficios por aplicación de biofertilizantes y competencias con otros aprovechamientos.
- Integrar el sistema de biogás o el biodiésel a los procesos industriales actuales, reemplazando (o combinando) con el manejo actual productivo, con la finalidad de solventar y disminuir gastos energéticos.

3.2. Planteamiento y definición de casos en materia de bioenergéticos

3.2.1. Referentes Internacionales y Nacionales en temas de biogás

El biogás se ha convertido en una de las tecnologías más usadas para el aprovechamiento de bioenergéticos y que, de igual forma, ayuda a la minimización de gases de efecto invernadero al tratar como insumo principal los desechos orgánicos producidos en sectores industriales municipales y de tratamiento de aguas residuales. En la actualidad se han tenido muchos avances tecnológicos en cuanto la obtención de bioenergéticos, estando en primer lugar el biogás como biocombustible. Entre los tres sectores anteriormente mencionados, la producción reportada en 2013 fue de 158 TWh de energía obtenida del biogás para la Unión Europea, quien lidera la producción mundial, después se tiene Asia con 111 TWh y entre América y Oceanía son 117 TWh.

Actualmente la producción total de biogás en Europa se corresponde con aproximadamente el equivalente a 14 billones de m³ de gas natural. El volumen de producción prevista de biogás en los PANER para 2020, es de unos 28 billones de m³ equivalentes de gas natural. La EBA (European Biogas Association) estima que se generarán unos volúmenes de biogás sustancialmente mayores en 2020, sin ningún impacto negativo en las tierras de cultivo para la producción de alimentos y piensos. De hecho, la rotación de cultivos y el reciclaje de nutrientes y materia orgánica mediante digestatos, mejora incluso la productividad global de las granjas.

El consumo de gas natural como combustible para vehículos está en unos niveles actualmente de 2 a 3 billones de m³. La NGVA (Natural & bio Gas Vehicle Association) prevé un incremento de esta cifra a 10 a 15 billones de m³ en 2020 (alcanzando una participación de mercado del 5% en el sector del transporte). Si en 2020 únicamente se depurase entre un 3,5% a un 5,4% de biogás a calidad de carburante, estos volúmenes serían suficientes para alcanzar una cuota renovable de mercado del 10% en el consumo de combustibles CNG/LNG (Gas natural comprimido/Gas natural licuado) para vehículos, o un 0,5% de participación en el mercado del consumo total de energía en el transporte.

Alemania es el mayor productor de biogás de la Unión Europea, considerándose líder en tecnología. Durante el 2016 se tenían cuantificadas 9,209 plantas de biogás, de las cuales se tiene una capacidad eléctrica instalada de 4,237 MW, equivalente a una producción bruta anual de 32.8 TWh/año (Fachverband BIOGAS, 2017). Dentro de los casos de éxito más conocidos que ha tenido Alemania, es el Parque BioEnergy en Güstrow, Alemania. Inició sus actividades el año 2009. Su tecnología consta de 20 biodigestores los cuales producen un total de 46 millones de

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

m³ de biometano al año, equivalentes a 180 millones de kWh/a o 160 millones de kWhe/a, la cual se alimenta a la red aproximadamente. 5,000 m³ de gas orgánico (GN adyacente por hora) satisfaciendo las necesidades energéticas de una población con más de 50,000 hogares (NAWARO, BioEnergie AG, 2017).

Otras plantas que han sido reconocidas como casos de éxito en la Unión Europea, son las siguientes (tabla 3.4):

Tabla 3. 4. Plantas de biogás a nivel mundial

PLANTA	CARACTERÍSTICAS
<p>Planta: Planta Lemving Biogás, Dinamarca (Diario Renovables, 2017).</p> <p>Año de inicio de actividades: 1992</p>	<p>Materia prima:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Residuos piscícolas, FORSU, residuos de mataderos de res, alimenticios, refrescos, cervezas, bebidas alcohólicas, farmacéuticos. • Alimentos con contaminantes bacteriológicos o químicos. • Materia orgánica de todo tipo con elevado contenido de grasas, proteínas o azúcares. <p>Tecnología: Gas de síntesis con gasificación.</p> <p>Características de producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 100 a 200 Ton. • 21 millones de kW eléctricos.
<p>Planta: Gobigas-Göteborg, Suecia. (GoBiGas, 2019)</p> <p>Año de inicio de actividades: 2009.</p>	<p>Materia prima: Residuos forestales</p> <p>Tecnología: Gasificación a gran escala con metanización a 850 ° C por inyección de vapor desde una cámara de combustión separada, produciendo gas inflamable libre de nitrógeno y bajo en alquitrán (gas de síntesis). Con un contenido de metano de más del 95%</p> <p>Características de producción: 160 Gwh/año</p>
<p>Planta: Le Perisien, Francia. (VALGO SA, 2018)</p> <p>Año de inicio de actividades: 2015.</p>	<p>Materia prima: Suero lácteo como sustrato proveniente de industrias lácteas y queserías.</p> <p>Obligación reglamentaria de purificar los efluentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permeado: 54 millones de litros / año. • Suero fuera de servicio: 3,1 millones de litros / año. • Suero de leche: 0,6 millones de litros / año. • Agua blanca: 18 millones de litros / año. <p>Tecnología: 2 Digestores de 680 m³ y potencia eléctrica de 400kW asociada a un proceso de cogeneración y recuperación de suero.</p>

PLANTA	CARACTERÍSTICAS
	<p>Características de producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.5 millones de m³ de biogás/año. • 3 GWh de electricidad/año. • 3.5 GWh térmicos/año. • Eficiencia de purificación COD >99%, DBO>99%.
<p>Planta: Biogasnalía, Burgos-España.</p> <p>Año de inicio de actividades: 2017.</p> <p>(Cuenca & Guzmán, 2017)</p>	<p>Materia prima: Residuos orgánicos y grasas. La planta procesa cada día una media de 65 toneladas de lodos. La eliminación de materia orgánica es superior al 85%, teniendo un lodo digerido final con un contenido en Materia Seca Orgánica del 1.5%, resultado de alimentar material con un contenido sobre el 20%. La eliminación de grasas está en torno al 90% en la planta.</p> <p>Tecnología: Un reactor de fermentación (RF) previo, donde se realiza el proceso conocido como hidrólisis –fermentación acética-; y 2 reactores de metanogénesis (RM), donde ocurren las 3 reacciones principales restantes para producir metano.</p> <p>Características de producción:</p> <p>El gas generado ha llegado a contener hasta un 79% de metano en el propio tanque, en función de la operación de la planta.</p> <p>La planta dispone de un volumen útil de reacción de 2.600 m³. Usando la mitad, un solo tanque, para producir biogás, la instalación ha sido capaz de producir de manera constante un caudal de metano de unos 120 Nm³/h, lo que equivale a una producción de 500 kWe.</p> <p>Por lo tanto, la planta podría producir hasta 1 MWe si se utilizaran activamente los 2 tanques. Las tecnologías tradicionales requieren unos 5.000 m³ de volumen útil para generar 500 kWe, sin contar con balsas finales o tanques de almacenamiento.</p>

En términos nacionales, se tienen a la fecha cuantificadas 6 plantas de biodigestión, de las cuales cuatro están instaladas a nivel municipal y el resto será a nivel industrial. Aunque se han propuesto otros sistemas con su posible proyección de generación, no se han aprobado los fondos para la elaboración del proyecto. Las plantas mencionadas, son las que se describen en la tabla 3.5.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Tabla 3. 5. Plantas de biogás a nivel nacional.

Nombre Planta	Materia prima	Características energéticas
<p>Planta de Biodigestión Atlacomulco</p> <p>Año: 2016</p> <p>(AMBB, 2017)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comida, restaurantes, cocina 3 T/D. • Frutas-restos de frutas con agua. • Grasas de separadores-Gastronomía 3T/D. • Mercados-restos de 	<p>Tecnología: Biodigestor y su equipamiento con una capacidad de 30 toneladas por día, tanque de homogeneización de 120 metros cúbicos de capacidad, salida a laguna secundaria, sistema de almacenamiento de biogás, unidad de generación de energía eléctrica de 200 KV, quemador de emergencia con una capacidad de 2,500 metros cúbicos por día.</p> <p>Características de producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Biogás 893,414 Nm³/año. • Potencia: 200 kWe. • Potencia calorífica 371 kWt. • Producción de electricidad: 1,752,091 kWh/año. • Fertilizante orgánico: 19,714 T/año.
<p>Planta de cogeneración de biogás</p> <p>Año: 2015</p> <p>Costo: 4 mdd</p>	<p>Aguas residuales del Sur de Juárez.</p> <p>(COCEF, 2017)</p>	<p>Tecnología: La planta de biogás incluye sistemas de lavado, secado y soplado para asegurar la calidad del biogás, además de dos generadores con una capacidad de 675 kW cada uno.</p> <p>Eficiencia eléctrica: 30-42%</p> <p>Eficiencia térmica: 35-45%</p> <p>Características de producción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.35 MWh de biogás producido. • Capacidad potencial de energía eléctrica: 948 kWhe. • Capacidad de generación de motor p/unidad: 604 kWhe o 879 kWht. • Consumo de biogás en motores: 13,130 Nm³/d. (Canales, 2015)
<p>Planta Piloto del Sistema para el Tratamiento Integral de Residuos Orgánicos, Milpa Alta.</p> <p>Año: 2017</p> <p>Inversión: 15 mdp</p>	<p>La basura orgánica y los residuos de nopal que dejan los mercados de la Ciudad de México se transformarán en biogás, iluminación y composta, con la puesta en marcha del primer biodigestor de México y América Latina para el tratamiento de residuos.</p>	<p>Tecnología:</p> <p>Planta Piloto del Sistema para el Tratamiento Integral.</p> <p>Características de producción:</p> <p>La planta diariamente genera alrededor de 170 m³ de biogás lo que es equivalente a aproximadamente 175 kilowatts hora por día (Valencia, 2017).</p> <p>Se evita la emisión de más de 123 toneladas de CO₂ eq por año. (SEDEMA, 2017)</p>
<p>Planta de biodigestión Colima</p> <p>Año: 2015</p> <p>Inversión 26 mdp</p>	<p>Utilización de biogás producido en relleno sanitario.</p>	<p>El programa proyecta la construcción de 2 biodigestores, uno de ellos en Tecomán y el otro en Colima, 3 plantas de selección que se edificarán en Colima, Tecomán y Manzanillo, así como una planta de saneamiento del relleno sanitario proyectada para Manzanillo (Gobierno del Edo. de Colima, 2015)</p>

Nombre Planta	Materia prima	Características energéticas
Inversión 4.3 mdp. (Sinaloa, Gobierno del Edo., 2017)	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de estiércol y otros residuos orgánicos, para aprovechar integralmente los residuos generados por la industria ganadera. • Teniendo una capacidad para procesar alrededor de 3 mil toneladas de desechos pecuarios. 	Planta de generación eléctrica instalada de 120 kW de capacidad que usa el biogás para producir 700 mil kWh de energía eléctrica por año.

3.2.2. Referentes Internacionales y Nacionales en temas de biodiésel

En el tema de biodiésel, es un poco más complejo hablar de caso de éxito sabiendo que casi todo el biodiésel producido es derivado de semillas. Tomando este punto como referencia para conocer la producción actual del biodiésel, se conoce que, en 2016 a nivel mundial se cuantificó una producción de 37 Mml de biodiésel, siendo la Unión Europea el productor más grande y, teniendo como materia prima principal el aceite vegetal. El segundo productor más grande pertenece a Estados Unidos con 7.4 Mml de biodiésel (FAO, 2017). Como prospectivas de la evolución del biodiésel se presenta en la figura 3.7 y 3.8 las proyecciones de la producción y comercio a nivel mundial del biodiésel, enfatizando que corresponden a la producción por medio de semillas, dado que aún resulta poco factible la producción por medio de aceites y grasas.

Uno de los retos que ha enfrentado el biodiésel a nivel mundial, es la disminución de insumos como semillas para sustituirlos con aceites y grasas usadas en los sectores alimenticios. De las tecnologías que se han implementado en los últimos años, se ha buscado procesar y utilizar semillas que no impacten la situación alimentaria actual, y de la misma forma, ayude al aprovechamiento de residuos para su transformación en bioenergético. Uno de los países que ha tenido un mayor impacto en la producción de biodiésel ha sido España, el cual ha logrado producir biocombustibles a partir de aceite de pepita de uva y bioetanol, ambas materias obtenidas del proceso de producción vinícola. Dado que España es un gran productor de vinos, posicionándose en el tercer lugar a nivel mundial, tras el prensado de uva para producir vinos y mostos, los residuos como son el orujo, hollejo, raspón y pepita de uva han servido como base fundamental para desarrollar nuevas tecnologías que impactan en el tratamiento y aprovechamiento energético. El aceite contenido en las pepitas de uva es extraído con disolventes o prensado para convertirse en un biocombustible mediante la reacción de transesterificación con bioetanol obtenido de la producción de vino, logrando evitar costos de insumos como alcohol que sirve en la formación de la molécula del biodiésel (Energy Magazine, 2019).

Para el caso de México, en el periodo de 2007-2011 se impulsaron apoyos por parte de la Comisión Nacional Forestal, CONAFOR, sembrando 8,113 Ha de jatropha para la producción de biodiésel, situándose en el Estado de Chiapas la primera inversión en México, en donde, del año 2008 hasta 2011 se invirtió la producción de jatropha con 4,202 Ha sembradas. Posteriormente, se impulsaron programas y apoyos a los estados de Guerrero (116 Ha), Michoacán (716 Ha), Morelos (6 Ha), Oaxaca (122 Ha) y Yucatán (2,951 Ha), todo teniendo un total de inversión de 30 mdp, (SENER, 2012).

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

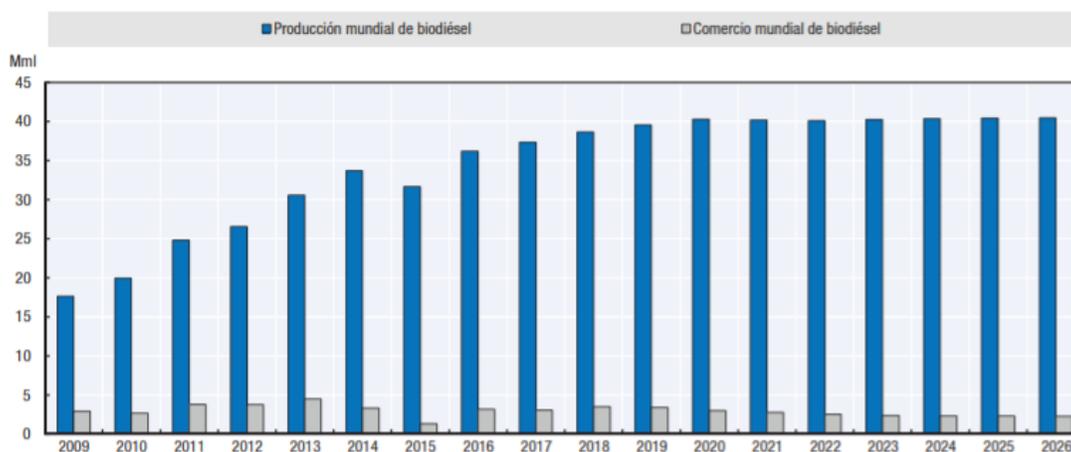


Figura 3. 7. Panorama mundial del biodiésel – producción actual y proyección

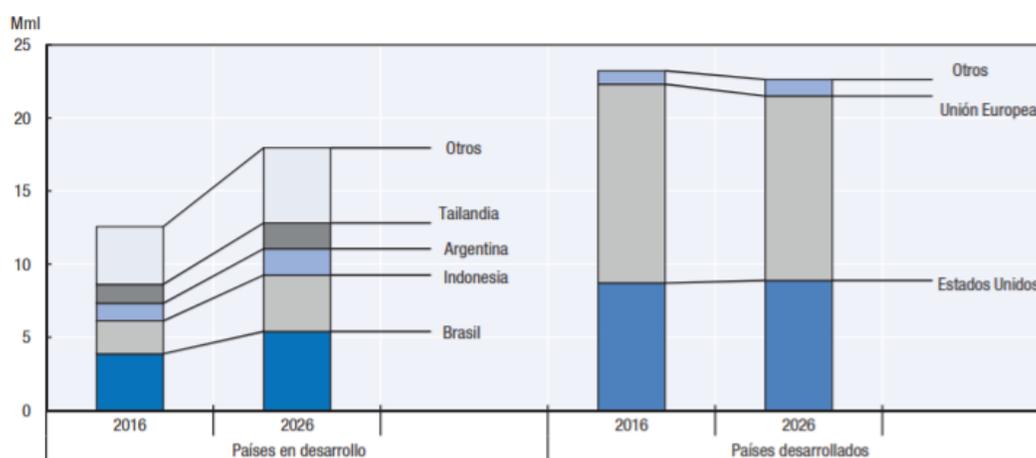


Figura 3. 8. Principales países productores y países en desarrollo en tema de biodiésel.

Fuente: (FAO, 2017).

Por otra parte, según la Red Mexicana de Bioenergía, en México se tienen cuatro empresas que se dedican a la producción de biodiésel por medio de aceite usado de cocina, las cuales son (ECOFYS & REMBIO, 2016):

1. Reoil México; CDMX y Toluca. Exporta el aceite de desecho de cocina a la Unión Europea donde se le procesa para biodiésel.
2. MORECO; Michoacán-Guanajuato-Querétaro (una planta por cada lugar mencionado). La capacidad de producción es de 100 a 200 m³/año.
3. Biofuels de México; Puebla, Toluca, Cuernavaca, Tlaquepaque, Zapopan, Tonalá, Veracruz, Córdoba, Xalapa, Boca del Río, Querétaro, Cancún, Playa del Carmen, Chetumal. Produce 288,000 litros de biodiésel anualmente (288 m³/a), la cantidad máxima es de 3 m³/día.
4. SOLBEN; Monterrey. Recolecta aceite usado de cocina y produce 80 m³/mes o 960 m³/año.

3.3. Análisis de las condiciones operativas y de escalabilidad

3.3.1 Condiciones operativas y de escalabilidad para el biogás

Con base en lo mencionado en la figura 3.6, independientemente para cada sector de aplicación, la producción de biogás dependerá del tipo de biomasa que entre al sistema de biodigestión. Como ya se ha mencionado en el capítulo anterior, de forma general se considera que el biogás producido está compuesto por 55-60% metano, 35-40% de dióxido de carbono y el restante pertenece a otros elementos traza.

El análisis matemático para la obtención del biogás estará relacionado con el contenido de sólidos totales y la relación de éstos con los sólidos volátiles. La Ecuación 1 expresa de forma general la producción de biogás:

$$Q_{BG} = BM \times \%SV \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

- Q_{BG} Producción de biogás por tipo de biomasa, en m³/kgSV
- BM Biomasa que entra al sistema (sustrato), en kg.
- $\%SV$ Sólidos volátiles contenidos por unidad de sustrato, véase en tabla 3.6.

El cálculo del contenido de metano en biogás se obtiene por medio de la ecuación 2:

$$Q_{CH_4} = Q_{BG} \times \%CH_4 \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

- Q_{CH_4} Producción de metano por tipo de biomasa, en m³.
- Q_{BG} Producción de biogás por tipo de biomasa, en m³/kgSV
- $\%CH_4$ Contenido de metano por unidad de biogás, véase en tabla 3.6.

Con lo anterior, el sistema de biodigestión se puede resumir a la figura 3.9, la cual muestra de forma general las entradas y salidas al sistema matemáticamente.



Figura 3. 9. Obtención de biogás, metano y digestato.

En donde las entradas al sistema puede ser el sustrato de un solo tipo de biomasa, o bien, se puede realizar una codigestión con más de un tipo de biomasa. Lo que se debe tener en cuenta es que cada biomasa tendrá un porcentaje de generación, lo que hará que haya variaciones en el digestor. También se debe considerar lo que se mencionó en el capítulo anterior, sobre las características de temperatura y tiempo de retención hidráulica, en donde la máxima producción puede ser en la fase mesofílica o termofílica según sea el caso.

En la tabla 3.6 se exponen algunas características por tipo de biomasa para obtener biogás, cada biomasa está enlistada por tipo de sector, visto en a figura 3.6. Siguiendo la ecuación 1 mencionada, uno de los factores importantes para la producción será el contenido de sólidos volátiles (columnas 3 y 4), en el caso de biomasa sólida, semisólida y semilíquida. Para el caso de la biomasa líquida, como es las aguas residuales obtenidas del procesamiento industrial o aguas municipales, se puede manejar la ecuación con la Demanda Química de Oxígeno (DQO), la cual determina el contenido de biogás, ambos casos son aplicables para la obtención, mostrado en columna 5 y 6.

Por otra parte, para conocer el contenido de metano en biogás, se tendrá diferentes porcentajes dependiendo del tipo de biomasa, aunque bibliográficamente se estima que la producción se encuentra entre 45 y 75%, por medio de diferentes experimentaciones se han obtenido valores particulares, los cuales, en este trabajo, se han investigado y comparado para su evaluación matemática, los valores encontrados por tipo de sustrato se muestran en las columnas 7; para el contenido de biogás, y 8; para el contenido de metano en biogás.

Tabla 3. 6. Características para producción de biogás y metano por tipo de biomasa.

BIOMASA		ST %		SV (SV/ST)%	DBO		DQO		m³BG/ kgSV o DQO		% CH₄ en BG		FUENTE
					mg/L		mg/L						
I. SECTOR INDUSTRIAL - Industria papelera													
1.1	Residuos orgánicos Industria Papelera (celulosa)	93	20	97	-		-		0.40	0.80	0.60		(Rodríguez, et al., 2012)
1.2	Tratamiento primario de producción de celulosa	-	-	-	1,108.00		3,718.00		0.40		0.60		(Salamanca, et al., 2009)
1.3	Tratamiento secundario de producción de celulosa	-	-	17	16	34	202.9	213.7	0.40		0.60		(Urguejo, 2015)
II. SECTOR INDUSTRIAL - Industria azucarera													
2.1	Bagazo de caña	15	20	76.3	N/A		N/A		0.26		0.60		(Montenegro, et al., 2016)
2.2	Vinazas Ingenio	7.8		75	42,900.00		60,327.00		0.20	0.09	0.55	0.75	(Valdés, et al., s.f.) (GTZ PROJECT, 2004)
2.3	Paja	15	20	78.6	-		-		0.27		0.60		(Valdés, et al., s.f.) (López, et al., 2013)
III. SECTOR INDUSTRIAL - Industria vinos y licores													
3.1	Orojo de Uvas	40	20	58	N/A		N/A		0.65	0.70	0.62	0.65	
3.2	Vinazas destilería	7.8		75	71,200.00		49,940.00		0.58	0.68	0.60		(Aristizábal, 2015)
IV. SECTOR INDUSTRIAL - Industria cervecera													
4.1	Levaduras	15	20	80	N/A		N/A		0.40	0.80	0.52	0.63	(CNBIOGÁS, 2019) (Ribes & Martínez, 2017)
4.2	Fangos de depuradora				110,000.00		6,600.00	6,600.00	0.70		0.60		
4.3	Bagazo cervecero	67.3		14.84	N/A		N/A		0.40		0.60		
V. SECTOR INDUSTRIAL - Industria jugos y néctares													
5.1	Orojos y Cáscara de fruta	15	20	75	N/A		N/A		0.24	0.52	0.40		(Merlin & Boileau, 2013)
5.2	Prensados de fruta	15	20	75	N/A		N/A		0.28	0.50	0.40		(Merlin & Boileau, 2013)
5.3	Frutas podridas	15	20	75	N/A		N/A		0.21	0.51	0.40		(Merlin & Boileau, 2013)
VI. SECTOR INDUSTRIAL - Industria alimenticia y conservas													
6.1	R. de Hortalizas (mezcla de residuos de zanahorias y ejote)	10	15	91			104,500.00		0.51	0.51	0.40	0.60	(FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF, 2011)

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

BIOMASA		ST %		SV (SV/ST)%		DBO		DQO		m³BG/ kgSV o DQO		% CH₄ en BG		FUENTE
						mg/L		mg/L						
6.2	Hortofrutícolas (Mezcla de residuos vegetales y frutas)	38		92						0.38	0.51	0.40	0.50	(Vereda, Gómez, & Rodríguez, 2006)
6.3	Residuos de tomate					6,750.00		22,320.00		0.42	0.70	0.50	0.75	(Cuadros, et al., 2011)
6.4	Residuos mataderos (Intestinos + contenidos ->Hidratos de carbono, proteínas, lípidos)			15	20	N/A		N/A		0.50	0.70	0.55	0.65	(Cuadros, et al., 2011)
6.5	Residuos mataderos (Hidrolizados de carne y huesos ->70% proteínas, 30% lípidos)			10	15	N/A		N/A		0.70	1.00	0.55	0.65	(Álvarez & Riera, 2004)
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	25.2		92		S/D		S/D		0.50		0.60		(CNBIOGÁS, 2019)
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	11.6		45		S/D		S/D		0.60		0.55		(CNBIOGÁS, 2019)
6.8	Residuos Nejayote	2.3		80		N/A		N/A		0.37		0.58		(CNBIOGÁS, 2019)
6.9	Aguas residuales del nejayote					7,875.00	14,218.70	13,650.00	40,058.00	0.65		0.58		(Chalé, 2016)
VII. SECTOR INDUSTRIAL - Industria láctea														
7.1	R. Industria Lácteos			80	95	N/A		N/A		0.75	0.95	0.6	0.8	(Hernández, 2015)
7.2	Suero (75-80% lactosa, 20-25% proteína)			7	10					0.04	0.05	0.60		(Castells, 2005)
7.3	Suero Concentrado (75-80% lactosa, 20-25% proteína)			18	22					0.10	0.13	0.60		(Castells, 2005)
VIII. SECTOR INDUSTRIAL - Industria hotelera y restaurantera														
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	18.1	30.9	85	94	N/A		N/A		0.48	0.65	0.31	0.53	
8.2	Residuos de comida de restaurantes	24.5		89		N/A		N/A		0.40		0.57		(CNBIOGÁS, 2019)
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	11.7		90		N/A		N/A		0.60		0.60		(CNBIOGÁS, 2019)
IX. SECTOR AGROPECUARIO - Agroindustria														
9.1	Purines Agrícolas	65		78		N/A		N/A		0.22	0.55	0.55	0.60	
9.2	R. verdes jardinería y Agricultura	24		89		N/A		N/A		0.27	0.46	0.70		
9.3	Silo Maíz	15	40	96		N/A		N/A		0.36	0.6	0.52		(Ojeda, s.f.)
9.4	Silo Trigo	15	40	98		N/A		N/A		0.46	0.49	0.52		
9.5	Paja de arroz	89		93		N/A		N/A		0.09	0.33	0.60		
9.6	Paja de trigo	82		94		N/A		N/A		0.09	0.33	0.60		
9.7	Paja de maíz	80		91		N/A		N/A		0.09	0.33	0.60		
9.8	Nopal	6.1		91		N/A		N/A		0.46		0.63		(CNBIOGÁS, 2019) (Arvizu, 2015)

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

BIOMASA		ST %		SV (SV/ST)%		DBO	DQO	m ³ BG/ kgSV o DQO		% CH ₄ en BG		FUENTE
						mg/L	mg/L					
9.9	Residuo cafetero	23		95		N/A	N/A	0.5		0.54		(CNBIOGÁS, 2019)
X. SECTOR AGROPECUARIO - Ganadería												
10.1	Residuo aviar (Ponedoras)	24		60		N/A	N/A	0.45		0.68		(CNBIOGÁS, 2019)
10.2	Residuo aviar (Marrilleros)	24		79		N/A	N/A	0.45		0.60		
10.3	Bovinaza	55		64		N/A	N/A	0.27		0.58		(CNBIOGÁS, 2019)
10.4	Porquinaza	32		64		N/A	N/A	0.30		0.58		(CNBIOGÁS, 2019)
10.5	Ovinaza	32	45	80		N/A	N/A	0.15		0.60		(Garcés, et al., 2014)
10.6	Equinaza	19	42.9	64		N/A	N/A	0.06		0.60		(Garcés, et al., 2014)
10.7	Residuos pesca	38.5		94		N/A	N/A	0.34		0.63		(CNBIOGÁS, 2019)
XI. SECTOR MUNICIPAL - Residuos sólidos												
11.1	Residuos domiciliarios	29.7		75		N/A	N/A	0.40		0.65		(CNBIOGÁS, 2019)
11.2	Residuos de mercados y centrales de abasto	25		90		N/A	N/A	0.37		0.60		(CNBIOGÁS, 2019) (Álvarez, et al., 2004)
11.3	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	18.03	25.4	32	82.1	N/A	N/A	0.18	0.25	0.52		(Murphy, et al., 2015)
11.4	Macroalga - Sargassum (Alga marrón)	30		47		N/A	N/A	0.12	0.19	0.14	0.28	(Barbot, Al-Ghaili, & Benz, 2016)
11.5	Lirio Acuático	18		86		N/A	N/A	0.34		0.63		(CNBIOGÁS, 2019) (CONAGUA, 1989)
XII. SECTOR MUNICIPAL - Lodos de plantas de tratamiento de agua												
12.1	Lodo Primario PTA	4	8	75	80	-	-	0.80	1.00	0.62	0.72	(GIZ, 2017)
		4	10	60	80	-	-					(Barrios, 2009)
12.2	Lodo Activado PTA	2	6	70	80	-	-	0.80	1.00	0.62	0.72	(Barrios, 2009)
12.3	Lodo de purga	0.5	2	70	80	-	-					(Barrios, 2009)
12.4	Lodo Activado en aireación	2	6	55	65	-	-	0.80	1.00	0.62	0.72	(GIZ, 2017)
12.5	Extendida-Lodo de purga	3	6	55	65	-	-					(GIZ, 2017)
12.6	Lodos residuales concentrados (Hidratos de carbono, lípidos, proteínas)	20	30	15	20	-	-	0.85	1.10	0.70	0.73	(Castells, 2005)
12.7	L. Separadores de Grasa			15		-	-	-	-	0.62	0.72	(Castells, 2005)

Información obtenida de: ⁽¹⁾ (Escobar, 2015), ⁽²⁾ (Sánchez, 2012), ⁽³⁾, ⁽⁴⁾, ⁽⁵⁾ (Hernández, 2015), ⁽⁶⁾ (Castells, 2005), ⁽⁷⁾ (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011), ⁽⁹⁾ (Obando, 2007), ⁽¹⁰⁾, ⁽¹¹⁾ (Álvarez, Riera, & Villca, 2004), ⁽¹³⁾, ⁽¹⁴⁾ (Barrios, 2009), ⁽¹⁵⁾ (SEMARNAT, SENER, & IMTA, 2016).

* Estos valores se tomaron con 60% de eficiencia debido a que no se especifica el rendimiento para cada caso en fuentes consultadas.

** La eficiencia podría variar entre 0.5 a 0.75 m³ CH₄ por kg SSV alimentados, o bien, 0.75 a 1.12 m³ CH₄ por cada kg SSV eliminados.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Otra de las características importantes para la producción de biogás, es la relación de Carbono – Nitrógeno, obteniéndola como cociente de las moléculas de carbono con respecto al nitrógeno, en donde los valores presentados en la tabla 3.7 se refiere al número de moléculas de carbono por una de nitrógeno.

Tabla 3. 7. Relación C/N

BIOMASA		C/N
2.1	Bagazo de caña	150.00
2.2	Vinazas Ingenio	4 a 10
3.2	Vinazas destilería	4 a 10
4.1	Levaduras	90.00
4.2	Fangos de depuradora	90.00
4.3	Bagazo cervecero	25.80
5.1	Orujos y Cáscara de fruta	35.00
6.1	R. de Hortalizas (mezcla de residuos de zanahorias y ejote)	25.00
6.2	Hortofrutícolas (Mezcla de residuos vegetales y frutas)	32.00
6.3	Residuos de tomate	16.28
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	6.40
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	5.30
6.8	Residuos Nejayote	13.90
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	17.50
8.2	Residuos de comida de restaurantes	17.50
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	30.50
9.2	R. verdes jardinería y Agricultura	41.00
9.3	Silo Maíz	53.00
9.4	Silo Trigo	87.00
9.5	Paja de arroz	67.00
9.6	Paja de trigo	87.00
9.7	Paja de maíz	53.00
9.8	Nopal	48.00
9.9	Residuo cafetero	28.00
10.1	Residuo aviar (Ponedoras)	7.90
10.2	Residuo aviar (Marrilleros)	7.90
10.3	Bovinaza	18.00
10.4	Porquinaza(8)	20.00
10.5	Ovinaza	22.00
10.6	Equinaza (9)	25.00
10.7	Residuos pesca	4.10
11.3	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	8.50
11.5	Lirio Acuático	25.00
12.1	Lodo Primario PTA	21.50
12.6	Lodos residuales concentrados (Hidratos de carbono, lípidos, proteínas)	21.50

Fuente: (CNBIOGÁS, 2019).

Uno de los gases producidos es el Dióxido de azufre (H_2S), siendo uno de los elementos traza contaminantes del biogás y, que ocasiona baja eficiencia y daños a equipos. En la tabla 3.8 se presenta el contenido de H_2S en partes por millón contenidas en biogás una vez que se realiza la transformación de la biomasa.

Tabla 3. 8. Contenido de H₂S en biogás por tipo de biomasa

BIOMASA		H ₂ S ppm
2.2	Vinazas Ingenio	0.026
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	0.49
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	0.09
6.8	Residuos Nejayote	0.01
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	0.04
8.2	Residuos de comida de restaurantes	0.04
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	0.09
9.8	Nopal	0.01
9.9	Residuo cafetero	0.01
10.1	Residuo aviar (Ponedoras)	0.35
10.3	Bovinaza	1.00
10.4	Porquinaza	0.99
10.7	Residuos pesca	0.99
11.1	Residuos domiciliarios	0.09
11.2	Residuos de mercados y centrales de abasto	0.99
11.3	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	0.05
11.5	Lirio Acuático	0.99

Fuente: (CNBIOGÁS, 2019).

Todo lo anterior mencionado de la tabla 3.6 a la 3.8, está referido a las propiedades por tipo de sustrato que entra al biodigestor.

Para evaluar los beneficios ambientales y energéticos de la producción de biogás, tomando en cuenta las ecuaciones 1 y 2, en el anexo 1 se muestran los resultados del análisis para cada tipo de biomasa y referido a cada sector. (ver figuras A-1.1 a A-1.4 y tabla A-1.1 y A-1.2).

Una de las consideraciones tomadas para este cálculo, fue un insumo de 1 Ton/diaria, haciendo un análisis para cada una de las biomazas presentadas con anterioridad. No obstante, se tomó dicho valor como representación unitaria en el proceso de transformación para obtener resultados que sean escalables para posteriores cálculos.

Tomando en cuenta lo anterior, para el caso del dimensionamiento de una planta de biogás, se considera lo siguiente:

- Dimensionamiento del biodigestor:

$$V_{CD} = \frac{CD}{\rho} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

V_{CD} Volumen carga diaria, m³/d.

CD Carga diaria, T/día.

ρ Densidad de la biomasa, T/m³.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

$$V_{BG} = V_{CD} \times TRH \quad (\text{Ec. 4})$$

V_{BG} Volumen del biodigestor, m³.

TRH Tiempo de Retención Hidráulica, días.

Para conocer el número de biodigestores, se toma en cuenta la siguiente relación:

N° BDG	CD [T/d]	N° BDG	CD [T/d]	N° BDG	CD [T/d]
1	71	6	426	11	781
2	142	7	497	12	852
3	213	8	568	13	923
4	284	9	639	14	994
5	355	10	710	15	1065

Fuente: (AMBB, 2019).

En el dimensionamiento del biodigestor se consideró una superficie circular, en donde le diámetro máximo de operación para el buen funcionamiento se tomó como máximo 25 m². Dependiendo el volumen de carga, el diámetro de cada tipo de biomasa será calculado con:

$$D = \sqrt{\frac{A_{req}}{4\pi}} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

A_{req} Área requerida, en m².

D Diámetro del biodigestor, en m.

$$A_{req} = \frac{V_{BG}}{h_{BG}} \quad (\text{Ec. 6})$$

V_{BG} Volumen del biodigestor, m³.

h_{BG} Altura del biodigestor considerando una altura máxima de 4.5 m.

➤ Tanque de alimentación

Para el dimensionamiento del tanque de alimentación se considera el volumen de carga diaria, debido a que será el tanque de recepción del sustrato diario, por tanto, se utilizará la ecuación 3. Por otra parte, el área requerida se toma la Ec. 6, pero para este caso, tomando en cuenta una altura máxima del tanque de alimentación de 1.2 m. De lo anterior, el diámetro del tanque de alimentación se calcula con la ecuación 5.

➤ Tanque de descarga

El volumen del tanque de descarga se recomienda, para su cálculo, sea tres veces el volumen del tanque de alimentación. De igual forma, el área del tanque de descarga se calcula igual que

en la ecuación 3. Para el tanque de descarga se puede tomar una superficie circular o cuadrada, esto ya dependerá del área disponible para el proyecto.

➤ Laguna de secado

Finalmente, para el dimensionamiento en la laguna de secado se toman en cuenta el porcentaje de sólidos totales contenidos en la carga diaria, calculando el volumen y área requerida como se ha hecho para las otras estructuras.

Todo esto se puede aplicar a cualquier carga diaria del biodigestor. En el presente trabajo, para que fuera notoria la escalabilidad de la planta, se consideró una carga diaria de 100T/d. Los resultados se muestran en el Anexo 1 en la tabla A-1.3.

Equivalencias biohidrógeno

Como parte de este trabajo, se presentan las equivalencias a conversión de biogás a biohidrógeno utilizando un factor de 3 kWh/m³ de biogás producido, siendo un valor teórico. Aunque en el capítulo anterior se mencionaron los procesos de conversión a biohidrógeno, los alcances de este trabajo no se enfocan en valores experimentales del biocombustible, sin embargo, para conocer los beneficios energéticos y ambientales, se realizó el cálculo que determine el potencial de generación para que en posibles trabajos futuros se pueda analizar tomando como referencia dichos resultados. La comparativa energética de los biocombustibles obtenidos de este subcapítulo; biogás, biometano y biohidrógeno, se presentan en la figura A-1.4 del anexo 1, el cual busca dar a conocer los beneficios y aportaciones ante la reducción de emisiones utilizando residuos industriales y municipales.

3.3.2. Condiciones operativas y de escalabilidad para el biodiésel

El proceso de producción de biodiesel tiene distintas variables y configuraciones de las que depende la materia prima utilizada (tipo de aceite y su respectiva composición), la capacidad de producción de la planta y el modo de operación de la misma (Donato, Huerga, & Hilbert, 2008).

La principal diferencia que poseen las grasas y aceites es la cantidad de ácidos grasos libres (AGL) respecto a los triglicéridos. Si en proporción la cantidad de AGL es mayor o similar a los triglicéridos, se tendrá que proceder a una catálisis ácida previa, denominada “esterificación”. Posteriormente se debe obtener la catálisis alcalina o transesterificación. Generalmente para los aceites obtenidos de semillas se pasa directamente a la catálisis alcalina, dado que el contenido de AGL es bajo y no cuenta con impurezas que bajen la eficiencia de la transformación. No obstante, previo a la producción del biodiesel, el aceite a utilizar debe ser tratado para hacer eficiente el procesamiento de éste y su transformación a biodiésel. Para el caso del aceite de desecho de cocina o fritura, deberá ser filtrado ayudando a eliminar impurezas y, deberá ser secado para reducir el contenido de agua y evitar la formación de jabones (efecto de saponificación explicado en capítulo anterior). Posteriormente se realizarán los procesos respectivos de esterificación y transesterificación.

Para este estudio se tendrán dos aceites usados principalmente en industria y a nivel municipal para la elaboración de alimentos, los cuales son de girasol y oliva. En cuanto a las grasas obtenidas en sectores industriales, ganaderos y domiciliarios son los sebos de puerco, vacuno, cordero y pollo. Cada uno de éstos tendrá diferentes contenidos de ácidos grasos, conformados por diferentes grupos carboxilos. Para su clasificación se tiene que del grupo C14:00 hasta el C18:00 se denominan grasas saturadas, del grupo C18:1 son grasas mono-saturadas y del C18:2 en adelante son grasas polinsaturadas. Estos dos últimos grupos mencionados son las denominadas grasas insaturadas, o en otras palabras, son los triglicéridos que servirán para la formación del biodiésel.

Tabla 3. 9. Características y contenidos de ácidos grasos de grasas/aceites.

Ácido graso		Densidad (1)	Masa molar (1)	Contenido de ácidos grasos, en Porcentaje (%)					
				Girasol fritura (2)	Oliva fritura (2)	Sebo puerco (3)	Sebo vacuno (4)	Sebo cordero (4)	Sebo pollo (5)
Nombre	Abrv.	kg/m3	g/mol						
Mirístico	C14:0	859.00	228.38				3.50	2.50	1.00
Pálmico	C16:0	849.00	256.43	9.60	12.50	26.20	26.00	24.00	21.60
Palmitoléico	C16:1	894.00	254.41		2.20	2.90	3.50	4.00	5.40
Esteárico	C18:0	839.00	284.48	5.50	4.00	13.00	19.50	14.00	7.80
Oleico	C18:1	895.00	282.47	28.90	74.30	48.30	40.00	43.00	44.00
Linoleico	C18:2	901.00	280.45	56.00	7.00	8.30	4.50	9.00	19.00
Linolénico	C18:3	905.00	278.44			1.30		1.00	1.20
Araquídico	C20:0	824.00	312.54					2.50	
Bahénico	C22:0	822.00	338.57				3.00		

Información obtenida de: ⁽¹⁾ (Vaxasoftware, 2019), ⁽²⁾ (Zamora, 2019), ⁽³⁾ (FAO/OMS, 1999) comparado con (NMX-F-110-1999, 1999), ⁽⁴⁾ (Olivera), ⁽⁵⁾ (Fundación Española para el Desarrollo de la Nutrición Animal, 2015).

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

En la tabla 3.9 se muestra cada uno de los porcentajes de los ácidos grasos que forman los insumos, así como su densidad y masa molar.

De lo anterior y por grupo carboxilo, se tendrán la masa molar y densidad de los triglicéridos y ácidos grasos libres contenidos en las grasas y aceites estudiadas, ver tabla 3.10.

Tabla 3. 10. Composición de triglicéridos y ácidos grasos libres por tipo de grasa/aceite.

Aceite/ Grasa	Masa molar		Densidad		Composición	
	Triglicéridos	AGL	Triglicéridos	AGL	Triglicéridos	AGL
Girasol fritura	281.13	265.98	898.00	844.00	84.90	15.10
Oliva fritura	282.29	261.71	898.00	860.67	81.30	18.70
Sebo puerco	282.09	264.33	900.33	860.67	57.90	42.10
Sebo vacuno	285.26	263.79	872.67	860.25	47.50	52.50
Sebo cordero	283.29	262.58	881.25	860.25	55.50	44.50
Sebo pollo	281.79	260.83	900.33	860.25	64.20	35.80

Fuente: Elaboración propia

La composición de los triglicéridos y ácidos grasos libres (AGL o FFA por sus siglas en inglés Free Fatty Acid) son los que determinarán los procesos a los que debe someterse el aceite/grasa que entra al proceso. La presencia de AGL en la materia prima con acidez mayores al 2% de composición, presentarán una inhibición fuerte al proceso de transesterificación (el cual, como ya se mencionó anteriormente, es un proceso obtenido por medio de una catálisis alcalina), reduciendo su eficiencia y dando como resultado la formación de jabones (Pisarrello, 2011). En este sentido, para poder realizar la catálisis básica en el proceso de transesterificación se recomienda que si el contenido de AGL es mayor al 2% se deberá someter el aceite a una catálisis ácida, también conocida como esterificación, la cual busca disminuir la acidez producida por los AGL. Por otra parte, se estipula que, si el contenido de AGL se encuentra entre 3 y 5%, no es necesaria la esterificación y puede reducirse la acidez por medio de una neutralización. Otra impureza comúnmente presente en las materias primas de bajo valor es el agua. La presencia de ésta inhibe fuertemente la reacción de transesterificación que, de igual forma, durante la reacción dará a lugar la formación de jabones. Es por eso que es muy importante que al someterse a un pretratamiento (esterificación) se disminuya el contenido de agua a máximo 500 ppm y los AGL a no más de 2%.

Una de las desventajas del pretratamiento es que, si no se logra reducir los AGL a lo anterior mencionado, se deberá realizar una segunda etapa, y así consecutivamente hasta lograrlo. Según estudios realizados por Canakci y Can Gerpen, por medio de aceites vegetales reciclados con contenidos de AGL entre 20 a 40% y grasas con 5 a 33% de AGL, se puede lograr la disminución de acidez a 1% para consecuentemente someterlo a la etapa alcalina (Canakci & Van Gerpen, 2001).

Dicho lo anterior, la reacción de esterificación de los AGL se lleva a cabo con un alcohol de cadena corta y un catalizador ácido, siendo la siguiente:

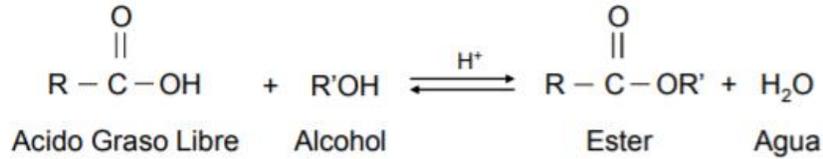


Figura 3. 10. Reacción ácidos grasos libres.

Los aceites/grasas de desecho tienen un contenido de partículas contaminantes que son ineficientes para la formación de biodiésel, es por eso que se debe someter a una filtración del aceite para eliminar dichas impurezas contenidas, considerando que éstas son en masa entre el 5 al 7% p/p del total del aceite. Por otra parte, se considera que en el filtro se tiene una retención de aceite del 5%. La eficiencia del filtrado será del 98%.

Por tanto, independientemente del tipo de aceite que se tenga, si inicialmente se introducen cierta masa de aceite, en kg, al filtro, se considerará del 2- 5% como impurezas. En la ecuación 7 se señala cómo se obtuvo el aceite remanente, el cual es aquel que se queda en el filtro junto con las impurezas.

$$\% \text{RetAc} = \frac{Ac_{Rem} \times 100}{Ac_{Entrada}}$$

Despejando

$$Ac_{Rem} = \frac{\% \text{RetAc} \times Ac_{Entrada}}{100} \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

- $\% \text{RetAc}$ Porcentaje de aceite que se queda en el filtro.
- Ac_{Rem} Aceite que queda en el filtro, en kg o L (dependiendo de cómo se realiza el análisis).
- $Ac_{Entrada}$ Aceite de entrada al filtro, en kg o L (dependiendo de cómo se realiza el análisis).

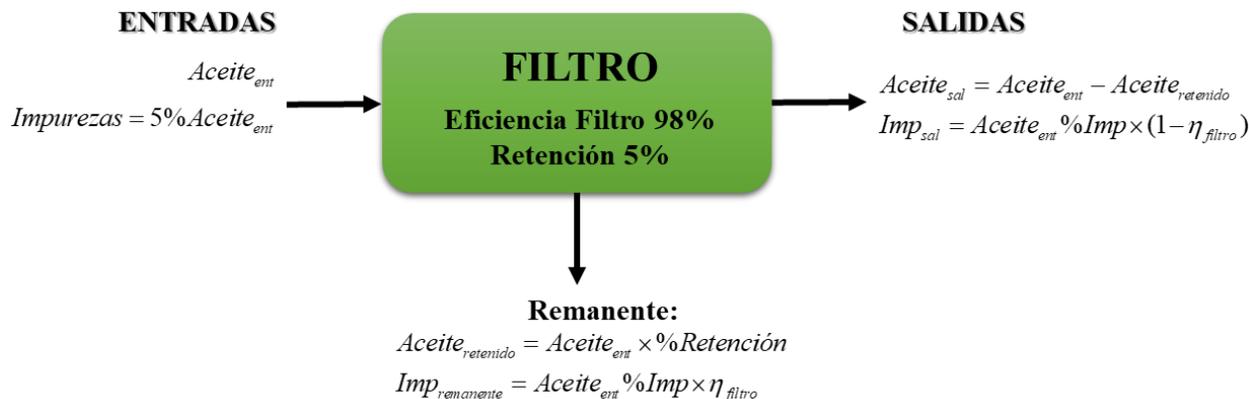


Figura 3. 11. Entradas-salidas de la filtración.

Después de pasar por el filtrado, el aceite entra en el reactor de esterificación, en donde el aceite se calienta a 100°C en el orden de 15 minutos, con la finalidad de evaporar el agua contenida en el aceite, posteriormente ésta será conducida por una columna de evaporación. A este proceso se le conoce como “secado”. El contenido de agua será de aproximadamente 10%, según la literatura y estudios consultados. Por tanto, se tendrá lo siguiente:



Figura 3. 12. Entradas-salidas del proceso de secado.

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que el proceso podría ser a la inversa, esto es más conveniente para las grasas porque para poder filtrarlas se deberán pasar a estado líquido.

Posteriormente al secado, se realizará la esterificación, que es aplicable para todos los casos que se están poniendo en este trabajo, (debido a que todos están compuestos por AGL>5%). Dado que se ha filtrado y secado la biomasa se tendrá una mejor eficiencia en el proceso de esterificación

Para la esterificación no se tiene como tal un rendimiento óptimo debido a que cada aceite/grasa tiene características diferentes dependiendo el uso que se le haya antes de ser utilizado para su procesamiento como biodiésel. El tipo de esterificación que se utilice será el punto de inflexión que determinará el comportamiento de la reacción y el porcentaje de esteres finales. Como se vio en el capítulo anterior, la esterificación se puede llevar a cabo por medio de una catálisis homogénea o heterogénea, las cuales se desglosan por tipo de catalizador, en donde

dependiendo de la cantidad que se empleó y del contenido de ácidos grasos que se quieran reducir, variará la velocidad de reacción (Pisarrello, 2011). Otro factor importante es la relación molar que existe entre el sustrato con respecto al alcohol, que según las referencias consultadas pueden ser metanol o etanol (el butanol queda descartado debido a su baja eficiencia de reacción), y que también va a influir con la velocidad de reacción para la conversión de AGL y, dependiendo sus características de presión y temperatura, pueden alcanzar reacciones rápidas. Si la temperatura para la esterificación se lleva a más de 65°C y para la reacción se emplea metanol, éste se encontrará en estado gaseoso, dado que su punto de evaporación es de 65°C, por lo que la recuperación del metanol será en su mayoría por medio de un condensador.

De los catalizadores homogéneos ácido se consideró el H₂SO₄ debido a su alta eficiencia de conversión, según Hancsók et al. (Hancsók, Kovács, & Krár, 2004), Aranda et al. (Aranda, Santos, Tapanes, Dantas, & Antuno, 2007), entre otros. En la tabla 3.11 se recopiló información de diversos autores para la determinación de las propiedades físicas y químicas a las que se someten los aceites de desecho de cocina, con diferente índice de acidez, usando como insumo el metanol en diferentes fracciones molares y el H₂SO₄ con porcentajes variables respecto al aceite. La finalidad será conocer el comportamiento de la esterificación en diferentes propiedades para aplicarlo a un modelo matemático.

Tabla 3. 11. Esterificación por diferentes métodos de obtención.

Materia prima	Contenido de AGL [%]		Características de Esterificación		Porcentaje esterificado	Fuente
	Inicial	Final	Reactivos	Especificaciones		
Aceites vegetales reciclados de "madhua indica"	19	1	RM 15:1 1% H ₂ SO ₄	T=60°C, tiempo=1hr, Patm	94.7%	(Vilas, 2015)
Aceites vegetales reciclados de cocina	20	1.77	RM 9:1 5% H ₂ SO ₄	Pretratamiento de dos pasos T = 60°C t = 1 hr Patm	91.15%	(Canakci & Van Gerpen, 2001)
		0.67	15% H ₂ SO ₄		96.65%	
		0.54	25% H ₂ SO ₄		97.3%	
Aceite reciclado de girasol	18.8	2	RM 12:1 (96%) 0.2% H ₂ SO ₄	T = 70°C t = 100 min P atm	89.5%	(Pisarrello, 2011)
Aceite reciclado de girasol	32.5	5	RM 4:1 15% H ₂ SO ₄	T=60°C, tiempo=6hr, Patm	84.6%	(Hancsók, Kovács, & Krár, 2004)
	19.1	< 2			89.5%	
	12.7	< 2			≈ 95.1%	
	6.5	< 2			≈ 97%	

Según la norma ASTM 511651 la acidez máxima permisible debe ser de 2 mgKOH/gr, que de lo presentado en la tabla 3.11 todas cumplen la norma a excepción de la acidez obtenida para el contenido de AGL del aceite reciclado de girasol determinado por Hancsók et al., con 32.5 de acidez.

Para el caso de Canakci se estipula que para la reacción se emplearon dos pretratamientos, es decir, dos procesos de esterificación para obtener la acidez menor a lo establecido en la norma, cada tratamiento fue en condiciones de temperatura y presión constantes en lapso de una hora para cada uno. Los porcentajes de ácido sulfúrico utilizados varían en intervalos de 10% con respecto al aceite, y aunque como resultado tienen índice de acidez bajos, presentará problemas para la recuperación del catalizador, el cual se verá reflejado en emisiones de SOx.

De los valores definidos en la tabla 3.11, los que más se asemejan a los aceites son los determinados por Pisarello, por tanto, se tomaron los valores de sus resultados como punto de referencia del comportamiento de reducción de adicez.

De la experimentación de Pisarello se realizó un ajuste logarítmico y potencial por medio de los métodos de regresión, posteriormente se graficaron ambos resultados para comparar los porcentajes de error con respecto a la original (ver figura 3.13).

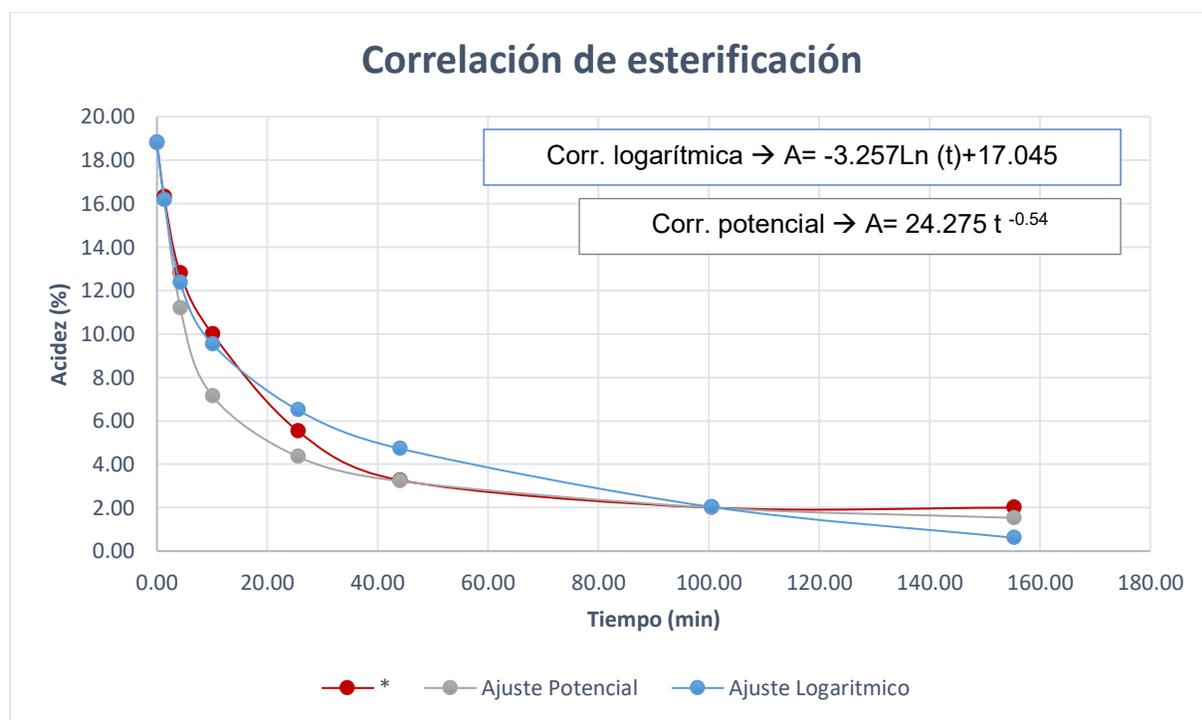


Figura 3. 13. Correlación por medio de regresión potencial y logarítmica

*Gráfica de los resultados experimentales de Pisarello (Pisarello, 2011) para $T=70^{\circ}\text{C}$, $P= atm$ y $t=100$ minutos, Acidez inicial de 18.8 mgKOH/gr, Acidez final de 2 mgKOH/gr.

Fuente: Elaboración propia.

En color rojo se grafican los valores experimentales de Pisarello, mientras que en gris y azul se tienen las correlaciones potencial y logarítmica, respectivamente. De las correlaciones obtenidas en la figura 3.13, se tiene un porcentaje de error menor para la correlación logarítmica en los primeros 25 minutos, sin embargo, la potencial tiene un menor porcentaje de error a partir del minuto 30 hasta el final del proceso. Como nos interesa conocer el tiempo en el que la acidez es menor de 2%, el ajuste que se utilizará será la correlación potencial.

Conociendo la recta que servirá para los ajustes de los aceites que analizamos en la tabla 3.5, se puede conocer la acidez final tomando como referencia los 100 minutos que se recomiendan para alcanzar la que dictamina la norma como valor mínimo para las condiciones anteriormente mencionadas (tabla 3.6). Ajustando el aceite de girasol y oliva de fritura con $A=18.7$ y 15.1 , respectivamente, se tendrá el ajuste teórico de reducción de acidez, ver figura 3.14.

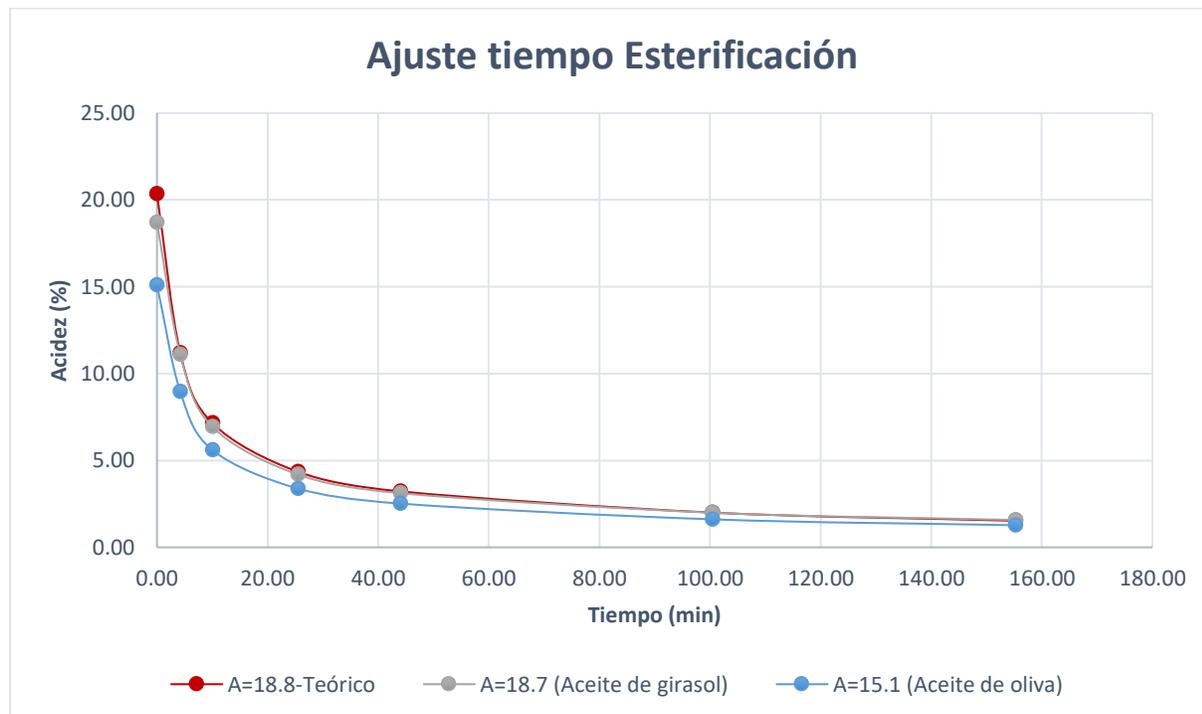


Figura 3. 14. Ajustes por medio de regresión potencial y logarítmica

Fuente: Elaboración propia.

En donde a los 100 minutos el aceite de girasol de fritura alcanza una acidez de 1.99 mgKOH/gr y el aceite de oliva de fritura tiene 1.61 mgKOH/gr .

Con estos resultados se podrá conocer la acidez alcanzada después del proceso de esterificación, es decir, los ácidos grasos que no se transforman en biodiésel y entran al proceso de transesterificación que, a su vez, serán impurezas que sean las causantes de la formación de jabones. Se debe tener en cuenta que como se sigue el mismo comportamiento que el modelo experimental mencionado, la eficiencia de transformación será la misma para los dos casos de estudio, la cual es de 89.5% .

Prosiguiendo con la esterificación, la representación esquemática se puede observar de forma detallada en la figura 3.15.

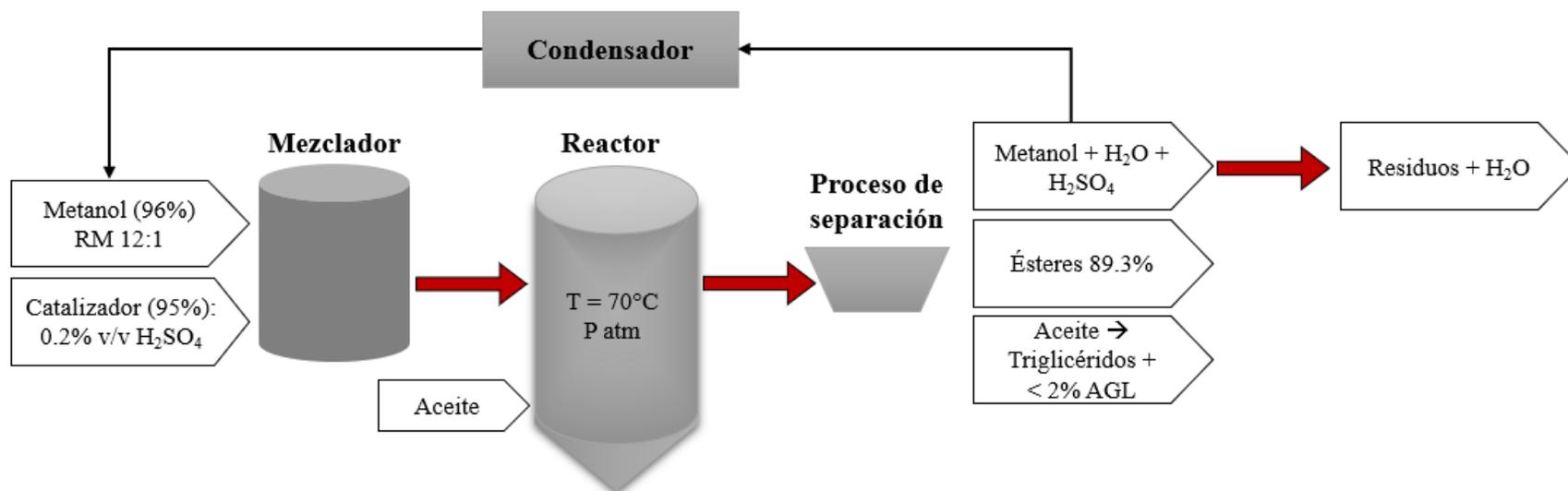


Figura 3. 15. Esquema general de esterificación para aceites.

Del diagrama las figuras que se encuentran en color gris representan tanques (mezclador y reactor) o equipos en donde se realiza algún tipo de reacción (condensador y separador; también conocido como centrifuga). Las que se encuentran en color transparente, representan tanques de almacenamiento y/o depósitos en los que colocarán las diferentes sustancias.

El balance de masas (en moles) del esquema anterior expresado en forma matemática, se presenta a continuación:

Insumos

Metanol

Relación molar (RM) 12:1

$$Moles_{AGL} = \frac{\%Composición_{AGL} \times m_{Aceite}}{PM_{AGL}} \quad \text{Ec. 8}$$

$$Moles_{CH_3OH} = 12Moles_{AGL} \quad \text{Ec. 9}$$

Catalizador

$$H_2SO_4 = 0.2\% v / v_{AGL}$$

$$V_{AGL} = \frac{m_{AGL}}{\rho_{AGL}} \quad \text{Ec. 10}$$

$$V_{H_2SO_4} = 0.02V_{AGL} \quad \text{Ec. 11}$$

$$Moles_{H_2SO_4} = \frac{V_{H_2SO_4} \times \rho_{H_2SO_4}}{PM_{H_2SO_4}} \quad \text{Ec. 12}$$

Insumos al reactor

$$Moles_{Reactor} = \sum Moles_{Insumos} = Moles_{H_2SO_4} + Moles_{CH_3OH} + Moles_{AGL} \quad \text{Ec. 13}$$

El proceso de separación consta de dos fases: la fase alcohólica (FA) y la fase orgánica (FO). La primera está formada por metanol, agua y ácido sulfúrico, mientras que la fase orgánica serán los compuestos esterificados, triglicéridos y los residuos de ácidos grasos libres. Como en el proceso de secado se quitó todo el contenido de agua del aceite, éste no juega un papel en la esterificación, sin embargo, las sustancias empleadas en el mezclador no se encuentran en estado puro, es decir, que tienen una fracción mínima de contenido de agua, entonces ésta será la que se tendrá a la salida del separador y se tomará en cuenta en la fase alcohólica.

Por lo tanto, para obtener los moles de salida del separador, se hace un ajuste en los moles del metanol y del ácido sulfúrico, esto determinará el contenido de agua total en el proceso. De lo anterior, a la salida del separador, la fase alcohólica tendrá la siguiente relación molar:

Salidas (Fase alcohólica)

$$Moles_{H_2O} = Moles_{CH_3OH} \times (1 - \%Pureza_{CH_3OH}) + Moles_{H_2SO_4} \times (1 - \%Pureza_{H_2SO_4}) \quad \text{Ec. 14}$$

$$Moles_{CH_3OH_{CORR}} = Moles_{CH_3OH} \times \%Pureza_{CH_3OH} \quad \text{Ec. 15}$$

$$Moles_{H_2SO_4CORR} = Moles_{H_2SO_4} \times \% Pureza_{H_2SO_4} \quad \text{Ec. 16}$$

$$\sum Moles_{Salidas(FA)} = Moles_{CH_3OH_{CORR}} + Moles_{H_2O} + Moles_{H_2SO_4CORR} \quad \text{Ec. 17}$$

No obstante, a la salida del separador, la fase orgánica estará compuesta por las siguientes relaciones molares:

Salidas (Fase orgánica)

$$Moles_{Aceite} = Moles_{Triglicéridos} + (1 - \eta_{Esterificación}) \times Moles_{AGL} \quad \text{Ec. 18}$$

$$Moles_{Éster} = \eta_{Esterificación} \times Moles_{AGL} \quad \text{Ec. 19}$$

$$\sum Moles_{Salidas(FO)} = Moles_{Aceite} + Moles_{Éster} \quad \text{Ec. 20}$$

Los moles de aceite son los que entrarán al proceso de transesterificación, estando el aceite en un estado más puro sin residuos que hagan ineficiente el proceso.

Por otra parte, para el análisis de la esterificación en grasas se lleva a cabo dos procesos de esterificación, esto debido a que el contenido de ácidos grasos libres presentes en el aceite es muy alto y en un primer proceso sólo se transforman una parte de los ácidos grasos libres en cierto periodo de tiempo, después se tiene un comportamiento de transformación mínimo, haciendo que se forcé el sistema por más tiempo y no se vean cambios con los AGL. Es por eso, que será necesario llevar a cabo una segunda esterificación que garantice la neutralización para cumplir con un contenido menor al 2% de AGL.

Al igual que en los aceites, se tomó la información de estudios experimentales propuestos por diferentes autores, en donde se consultaron diferentes estudios teóricos-experimentales, por ejemplo, Dalla Costa experimentó con grasa de pollo con acidez de 53%, obteniendo dos procesos de esterificación para la reducción de los ácidos grasos libres. Por otro lado, Canakci habla de diferentes procesos de esterificación para lograr reducir la acidez de grasas con 33%, hasta valores por debajo del 1%, sometiéndose a catálisis ácida y alcalina. Entre otros autores a los que se compararon resultados, como Díaz y Alvin, se manejan grasas animales para obtener biodiésel, sometiéndolos a una primera esterificación ácida que ayude a manejar de forma más eficiente los ácidos grasos libres contenidos en la grasa animal. En dichos proyectos, el principal insumo es la grasa de cerdo.

Analizando cada una de las investigaciones, se llegó a que el comportamiento de reducción de ácidos grasos libres en la primera esterificación es de tipo logarítmico y posteriormente, para el segundo proceso, se tiene una tendencia de tipo potencial.

Para este estudio se consideran cuatro grasas comestibles, las cuales son: grasas porcinas, bovinas, de cordero y de pollo. Para el primer proceso de esterificación se tomó una correlación experimental de los estudios anteriormente mencionados, en donde la ecuación que modela el comportamiento es la siguiente:

$$\text{Correlación logarítmica (Acidez} = A \ln(t)+B) \rightarrow \text{Acidez} = -7.945 \ln(t) + 58.408$$

Para poder modelar cada una de las grasas mencionadas, se hizo un ajuste a la ordenada al origen, que es la que representa la acidez en cada uno de los casos, véase tabla 3.12.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Para saber en qué momento se debe detener el primer proceso de esterificación y proceder al siguiente, la tendencia de la reducción de acidez comienza a ser casi horizontal, este comportamiento se puede ver en la figura 3.16, en donde, para el caso de las grasas porcinas a los 70 minutos, la acidez se reduce de 42.10 % a 5.90%, después de este tiempo, la disminución es muy pequeña, se puede observar en la misma figura en líneas punteadas. En el caso de la grasa bovina, la acidez inicial es de 52.49%, a los 160 min, se llega a una acidez de 9.13%. Para la grasa de cordero, su acidez inicial fue de 44.5%, reduciendo en 70 minutos hasta 8.16%. Finalmente, para la grasa de pollo se empleó un menor tiempo en el proceso de esterificación para el primer reactor, esto debido a que su acidez inicial era más baja con respecto a las otras, siendo de 35.8%, que en 30 minutos se redujo hasta 4.42%. En los casos de la grasa porcina, de cordero y de pollo, se presenta en la figura 3.15 el comportamiento del primer reactor si se dejara por más tiempo el aceite, todo está representado en su gráfica correspondiente y en líneas punteadas.

Tabla 3. 12. Ajustes para las correlaciones logarítmica y potencial.

GRASA	ACIDEZ	Ajuste Log	Ajuste Pot
		(1)	(2)
		B Ajustada	A Ajustada
Porcina	42.10	39.66	9.20
Bovina	52.49	49.45	11.79
De cordero	44.50	41.92	12.12
De pollo	35.80	33.72	5.70

Por otra parte, para el cálculo del comportamiento en el segundo reactor de esterificación, se tomó la correlación calculada en el caso de los aceites (ver figura 3.13), recordando que aquí se lleva una ecuación de tipo potencial que, como ya se explicó, es la que más se ajusta al comportamiento teórico-experimental de los autores mostrados en la tabla 3.11.

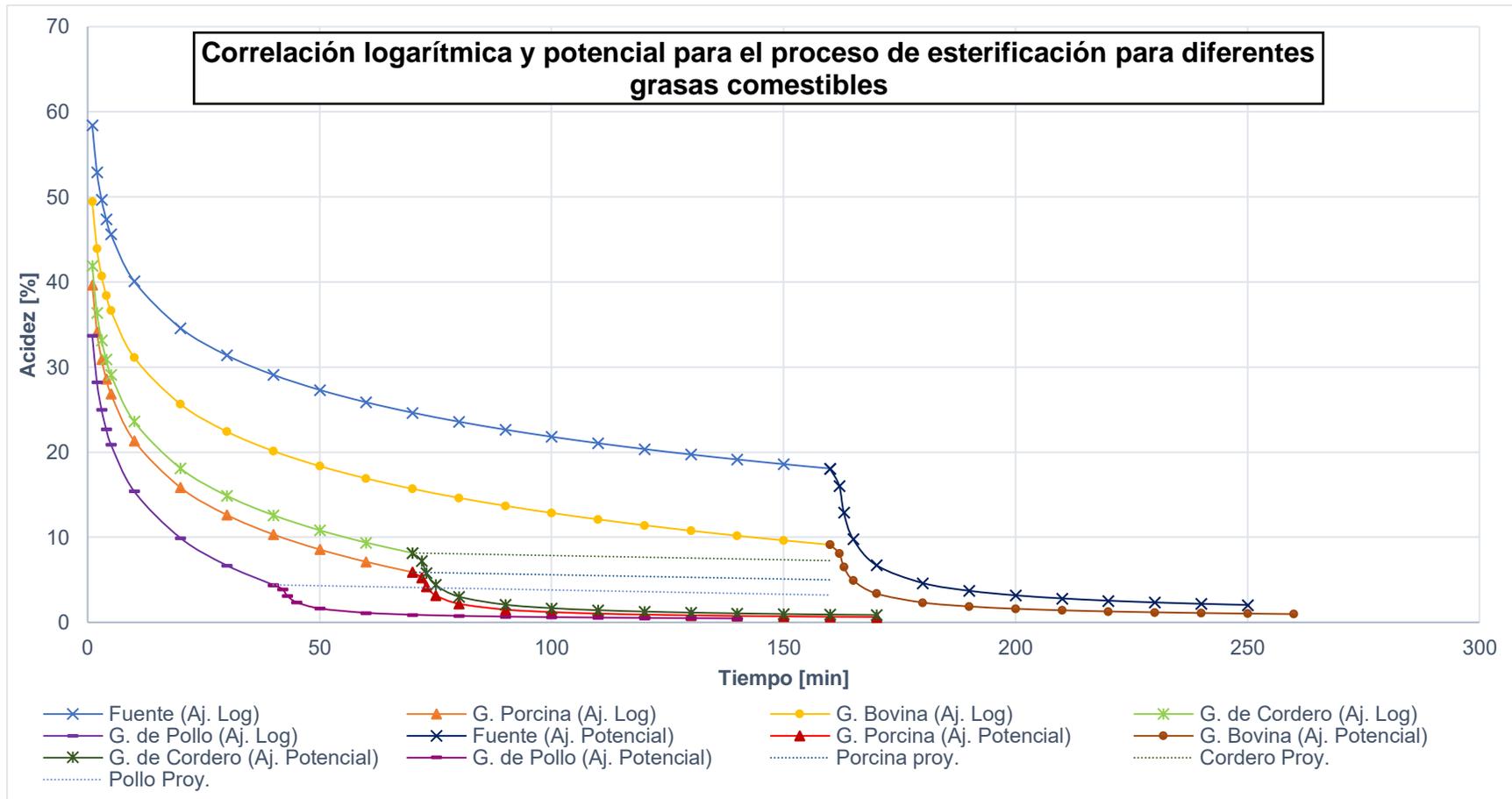


Figura 3. 16. Correlación de esterificación de diferentes grasas

Primera esterificación → Metanol 40% v/v, 0.2% v/v H₂SO₄, a 60°C. Segunda esterificación → RM 12:1 Metanol, 0.2% v/v H₂SO₄, 60°C

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

La ecuación que representa el comportamiento para el segundo proceso es la siguiente:

$$\text{Correlación potencial (Acidez= A t}^B) \rightarrow \text{Acidez= 24.275 t}^{-0.54}$$

Ajustando la ordenada al origen para cada caso inicial de acidez de las grasas analizadas, que en este caso el ajuste es a la variable "A", se llegan a los valores 9.2, 11.79, 12.12 y 5.7 para la grasa porcina, bovina, de cordero y de pollo, respectivamente (véase tabla 3.12).

Como se puede ver en la figura 3.15, el segundo proceso inicia dependiendo de cada caso, que como ya se comentó anteriormente, dependerá mucho de la acidez inicial de la grasa, variando para el primer proceso desde los 30 hasta los 160 minutos. Sin embargo, para el segundo proceso el tiempo de retención hidráulico es de 100 minutos.

Una de las variaciones que se tendrán en el primer proceso de esterificación, es la eficiencia debido a que los tiempos en los que se lleva a cabo son diferentes. No obstante, para el segundo proceso la eficiencia será la misma en todos los casos. En la tabla 3.13 se presentan las eficiencias de cada una de las grasas en ambos procesos.

Tabla 3. 13. Eficiencias y acidez inicial y final en cada proceso

GRASA	Proceso 1			Proceso 2		
	Eficiencia 1	Ac inicial	Ac final	Eficiencia 2	Ac inicial	Ac final
Porcina	83.1%	42.10	5.90	89.3%	5.90	0.63
Bovina	82.6%	52.49	9.13	89.3%	9.13	0.98
De cordero	78.9%	44.50	8.16	89.3%	8.16	0.88
De pollo	87.7%	35.80	4.42	89.3%	4.42	0.47

Las ecuaciones presentadas en el caso de los aceites son las mismas que se emplean para las grasas, considerando que éstas se deben aplicar a cada una de las entradas de los reactores (véase de la Ec. 4 a Ec 16).

En resumen, el esquema del proceso de esterificación para la reducción de los ácidos grasos libres presentes en las grasas comestibles de origen animal se presenta en la figura 3.17.

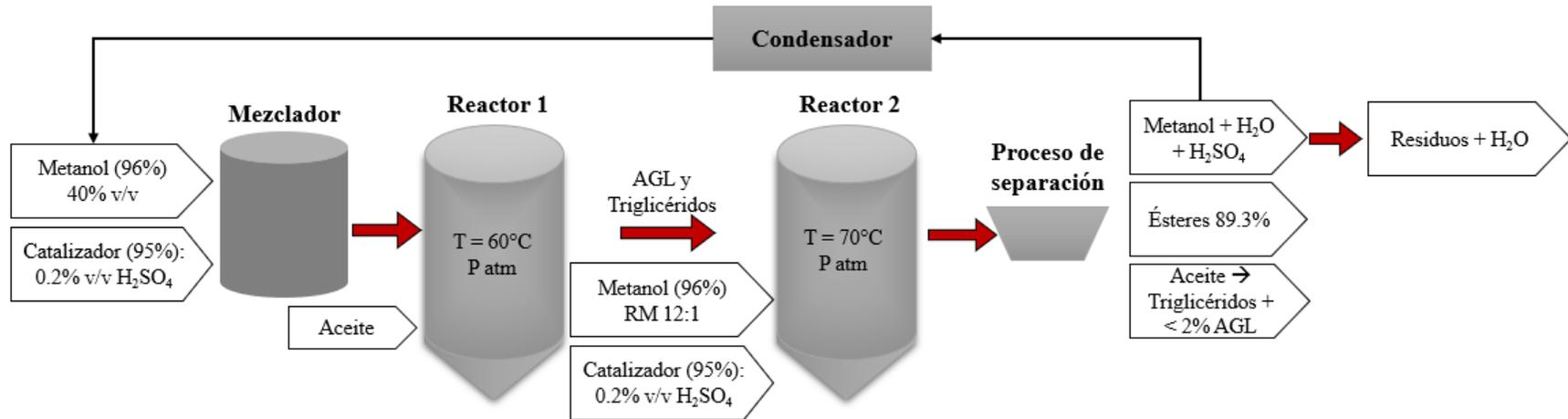


Figura 3. 17. Esquema general del proceso de esterificación para grasas.

Terminado el proceso de esterificación se procede a realizar la transesterificación por catálisis básica. La forma más común de obtener el biodiesel, es mediante la reacción de transesterificación de los triglicéridos con alcoholes de cadena corta (figura 3.18).

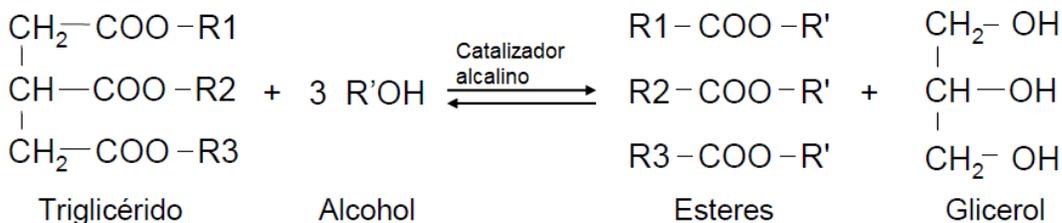


Figura 3. 18. Esquema de esterificación

Fuente: (Aranda, Santos, Tapanes, Dantas, & Antuno, 2007)

Los catalizadores básicos presentan el inconveniente de producir jabones, como se mencionó en el capítulo anterior. La formación de jabones es indeseable ya que consume parcialmente el catalizador, dificulta las etapas de separación y purificación del biodiesel, y disminuye el rendimiento del proceso.

En la transesterificación, reaccionan el aceite con el catalizador alcalino, a una temperatura de 65°C durante un tiempo de 1 hora (mínimo 20 minutos y máximo 2 horas). La presión a la cual se realiza la reacción es la atmosférica. La relación entre alcohol y triglicérido es de 6:1 (se realiza con un 100% de exceso), mientras que el catalizador se agrega en un 1% p/p en la mezcla. Esta es la principal etapa debido a que se produce la transformación de los triglicéridos en metil ésteres. La eficiencia adoptada es de 93%. Los valores de eficiencia de transesterificación oscilan entre 85% y 94% por la NREL (National Renewable Energy Laboratory, EEUU). No obstante, en la mayoría de los estudios se adopta un 93% de transformación. El esquema de la catálisis básica (transesterificación), se representa en la figura 3.19, en donde lo anterior mencionado serán los datos de entrada al reactor.

Una vez terminado el proceso dentro del reactor, se debe proseguir con la purificación del biodiésel y la separación de los subproductos, por tanto, es recomendable realizar los siguientes procesos:

Neutralización: Se produce el agregado de ácido (sulfúrico o clorhídrico) para neutralizar la alcalinidad obtenida por el producto con el agregado de soda cáustica. Este paso se realiza previo a la decantación.

Separación: En los procesos Bach, la separación de la glicerina con el biodiesel se lleva a cabo decantadores. A partir de la diferencia de densidad, se obtiene una corriente “pesada” (glicerina con impurezas) y otra “liviana” (biodiesel con impurezas). La presencia de alcohol en ambas fases puede dificultar la separación. Si el proceso de decantación se produce a una mayor temperatura, la separación de fases puede ser optimizada debido a que un aumento de temperatura provoca la disminución de la viscosidad y aumento de velocidad de separación. Influyen también el tipo de separador (si es centrífugo o por gravedad) en el tiempo de decantación, que puede ir desde 1 hora hasta las 8 horas.

CAPÍTULO III. Casos de referencia en materia de biocombustibles

Purificación del biodiesel: La purificación del biodiesel consiste en tres etapas:

Evaporación del alcohol: Se recupera el alcohol por evaporación. Se debe tener principal cuidado de que no existan restos de alcohol en los efluentes.

Lavado: Se produce el agregado de agua para eliminar las impurezas que pueden quedar en el biodiesel, como ser glicerina, alcohol y jabones. El agua generada como efluente puede reutilizarse en la purificación de la glicerina.

Secado: Consiste en eliminar los restos de agua que pueda tener el producto final

Purificación de la glicerina: La purificación de la glicerina se produce en dos etapas.

Primera etapa – Refinamiento: El refinamiento puede ser físico o químico. Si es físico, se produce una destilación flash a una temperatura comprendida entre los 65° C y 93° C. En caso de que sea químico, se deben remover los jabones con sulfato de aluminio o cloruro férrico, y finalizar su purificación con carbón activado o arcilla.

Segunda etapa: Se realiza un lavado con inyección de vapor y posterior blanqueo con carbón activado.

El balance de masas (en moles) del esquema de transesterificación expresado en forma matemática, se presenta a continuación:

Insumos

Aceite

$$Moles_{TGC} = \frac{\%Composición_{TGC} \times m_{Aceite}}{PM_{TGC}} \quad \text{Ec. 21}$$

$$Moles_{AGL_{trans}} = (1 - \eta_{Esterificación}) \times Moles_{AGL} \quad \text{Ec. 22}$$

Metanol

Relación molar (RM) 6:1

$$Moles_{CH_3OH} = 6Moles_{TGC} \quad \text{Ec. 23}$$

Catalizador

$$KOH = 1\% p / p_{TGC}$$

$$m_{KOH} = 0.01m_{TGC} \quad \text{Ec. 24}$$

$$Moles_{KOH} = \frac{m_{KOH}}{PM_{KOH}} \quad \text{Ec. 25}$$

Insumos al reactor

$$Moles_{Reactor} = \sum Moles_{Insumos} = Moles_{KOH} + Moles_{CH_3OH} + Moles_{TGC} \quad \text{Ec. 26}$$

Salidas

$$Moles_{\text{Éster}} = \eta_{\text{Trans}} Moles_{\text{TGC}} \quad \text{Ec. 27}$$

$$Moles_{\text{H}_2\text{O}} = Moles_{\text{CH}_3\text{OH}} \times (1 - \% \text{Pureza}_{\text{CH}_3\text{OH}}) \quad \text{Ec. 28}$$

$$Moles_{\text{CH}_3\text{OH}_{\text{CORR}}} = Moles_{\text{CH}_3\text{OH}} \times \% \text{Pureza}_{\text{CH}_3\text{OH}} \quad \text{Ec. 29}$$

$$Moles_{\text{Jabones}} = Moles_{\text{AGL}_{\text{Trans}}} \quad \text{Ec. 30}$$

$$Moles_{\text{Glicerina}} = (1 - \eta_{\text{Trans}}) Moles_{\text{TGC}} \quad \text{Ec. 31}$$

Con lo anterior, se pueden obtener los productos finales de biodiésel (ésteres) y glicerina presente en el proceso de transesterificación para los aceites y grasas utilizados en este trabajo.

Para conocer los beneficios energéticos y ambientales, en el Anexo 1 se presentan los resultados en la producción del biodiésel, empleando cada una de las fórmulas presentes en este apartado, así como su respectiva comparativa con las propiedades del diésel (ver figura A-1.5 y A-1.6 y tablas A-1.4 a A-1.8)

Al igual que en el biogás, para el cálculo de cada uno de los insumos mencionados en este apartado, fue de 1 Tonelada al día, tomado como medida unitaria para poder hacer una comparativa de los beneficios energéticos de cada uno de los biocombustibles de este estudio.

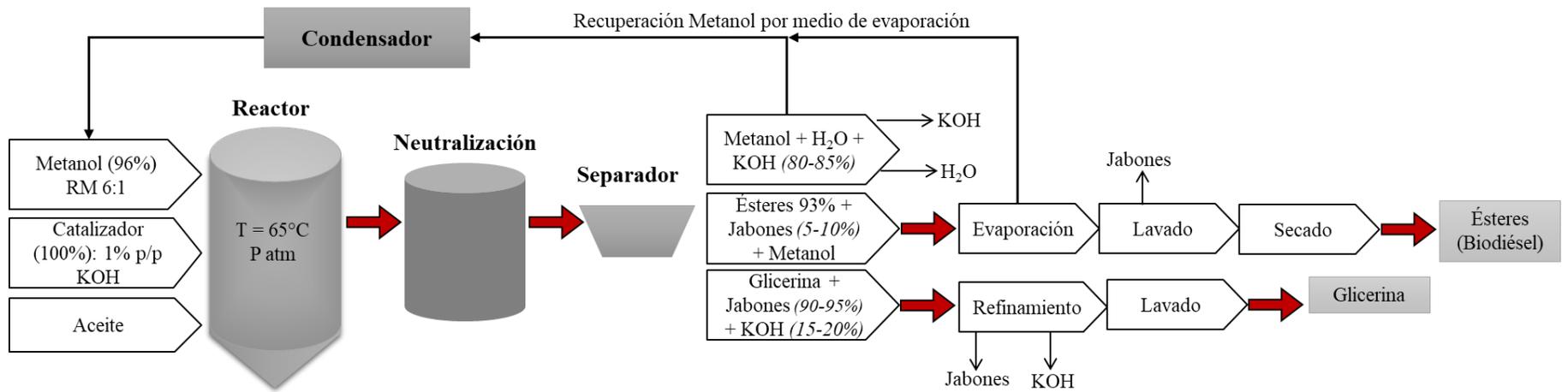


Figura 3. 19. Esquema de transesterificación

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

En el capítulo III, se realizó el análisis de los procesos que se requieren para la generación de biogás y biodiésel, se analizaron diferentes sustratos de forma individual y se calculó el potencial energético, así como los beneficios que conlleva cada biocombustible.

Dentro de las consideraciones para la escalabilidad de producción de cada una de las plantas, se recuerda que se tomó tanto para el biogás como en el biodiésel, un sustrato de 1 T/día; sin embargo, para el caso del biogás en la evaluación económica se toma en cuenta un insumo de 100 T/día. La cantidad propuesta es debido a que para el análisis se requiere evaluar plantas a nivel industrial y, en el caso del biogás, es importante tener gran cantidad de sustrato para que pueda notarse la diferencia con un sistema domiciliario o de pequeña escala con respecto a un industrial. Para el biodiésel se consideró la misma cantidad de insumo para la evaluación económica.

Las fuentes de información consultadas para este capítulo fueron tanto empíricas como prácticas, haciendo una comparativa para dar como resultado costos promedio a nivel nacional que pueden ser aplicados a cualquier punto del país de forma estándar.

4.1. Flujo neto de efectivo

El flujo de efectivo, también llamado flujo de caja, o cash flow, es la variación de entrada y salida de efectivo en un periodo determinado. Dicho en otras palabras, el flujo de caja es la acumulación de activos líquidos en un tiempo determinado. Por tanto, sirve como un indicador de la liquidez de la empresa, es decir de su capacidad de generar efectivo. Para el cálculo del flujo de efectivo se consideran las siguientes variables:

+	Ingresos
-	Costos (operación, mantenimiento, GGAV)
Utilidad de operación	
-	Depreciación (Maquinaria y equipos)
Utilidad antes de impuestos	
-	Impuestos
Utilidad después de impuestos	
+	Depreciación
-	Inversiones
+/-	Capital de trabajo
+	Valor de rescate
FLUJO DE EFECTIVO	

Fuente: (Rodiles, 2020).

I. Utilidad de operación

La utilidad de operación estará dada por la diferencia entre los ingresos y egresos producidos por la planta desde su instalación hasta el final de la vida útil o hasta el horizonte de proyección considerado por el inversionista.

I. 1. Ingresos anuales

Los ingresos serán aquellos que se obtienen por la venta de los biocombustibles y de sus subproductos, que para el caso del biodiésel será la glicerina, mientras que para el biogás es el bioabono. La producción de cada producto o subproducto dependerá de cada uno de los cálculos que se describirán más adelante.

I.2. Costos

Los costos para el cálculo del flujo de efectivo anual son: los costos de producción, operación, mantenimiento, GGAV (Gastos Generales de Administración y Ventas), seguros, etc.,

A continuación, se describen algunos conceptos anteriormente mencionados.

a. Costos de producción

Se denominan costos de producción a todos aquellos relacionados a la fabricación del producto o alguna prestación de servicio, ya sea de forma directa o indirecta. Incluye el costo de los materiales, mano de obra y los gastos indirectos de fabricación cargados a los trabajos en cada uno de sus procesos.

Los costos relacionados a la materia prima serán contemplados dependiendo la demanda respecto a los años de operación de la planta.

b. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación son aquellos que integran la suma de los recursos destinados a la administración, operación, mantenimiento y funcionamiento del organismo, que en este caso están asociado directamente a la planta. Dichos costos también son considerados como costos directos, es decir, que son indispensables para que el sistema funcione.

c. GGAV

Son el conjunto de pagos incurridos en la dirección general de una empresa, en contraste con los gastos de una función más específica, como la de fabricación o la de venta. Se estima en un porcentaje entre un 5 – 10% del total de inversión (este porcentaje se consideró debido a algunas fuentes de información consultadas en trabajos de investigación)

Esto se realizó de forma comparativa, es decir, en condiciones similares, para conocer la viabilidad de ambas plantas.

II. Utilidad antes de impuestos

Dada la utilidad de operación (Ingresos menos egresos), se obtiene la utilidad antes de impuestos, la cual es la diferencia de la utilidad de operación menos la depreciación.

La depreciación se considera como una corriente virtual de efectivo que se suma algebraicamente a los flujos de fondos generados por un proyecto de inversión (IDC, 2015).

En México, existe un conjunto de instrumentos políticos para la promoción de energías renovables; uno de ellos, de carácter fiscal, hace referencia a la depreciación acelerada para inversiones en energías renovables y la cogeneración eficiente, esta última a partir de 2014. Lo

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

anterior permite depreciar el 100% de las inversiones en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes de energía renovables y la cogeneración eficiente, si se encuentran en operación durante un periodo mínimo de cinco años (PROSENER, 2014).

Dicha depreciación es el método mediante el cual el costo del activo se recupera de conformidad con la técnica del tiempo o denominada coloquialmente como línea recta (IDC, 2015).

Para el caso de energías renovables (en donde los biocombustibles entran en este rubro), tienen una depreciación, en cuanto a su maquinaria y equipo, del 100% durante el primer año, mientras que para el caso de construcción tendrá una depreciación del 5% durante su vida útil, de acuerdo con lo establecido en la Ley del ISR.

III. Utilidad después de impuestos

La PTU es la Participación de los Trabajadores en las Utilidades de la empresa y se trata de una prestación con la que todos los patrones están obligados a cumplirle a sus colaboradores. Generalmente, el PTU para empresas es del 10% (tomado de Ley del ISR).

Por otra parte, uno de los impuestos base es el ISR que, según lo establecido, es del 30% para obtener la utilidad después de impuestos.

a. Inversiones

También denominados costos de capital, los cuales implican todos los gastos asociados a los bienes físicos. También son conocidos como costos de instalación de la planta, incluye la adquisición de activos (como equipos e infraestructura), los cuales son las construcciones, adecuaciones para el buen funcionamiento de la planta y todos los equipos que impactan directamente en la producción del biocombustible.

Para el caso del biogás, se consideraron los costos de instalación propuestos por IRENA (IRENA, International Renewable Energy Agency, 2012), en donde los costos estimados para la digestión anaerobia oscilan entre 2 570 a 6 100 USD/kW, equivalente a 0.06 - 0.15 USD/kWh y se ajustaron a costos actuales y en rangos aplicables en México.

En el caso del biodiésel se consultaron diferentes fuentes las cuales se detallan en el apartado de la evaluación económica del biodiésel. Igual se realizaron algunas cotizaciones de equipos las cuales fueron consultadas en el mes de Octubre de 2019.

En ambos casos, se consideró un horizonte de proyección de 20 años para la operación de la planta, sin embargo, esto puede variar dependiendo del análisis que se requiera.

b. Capital de Trabajo Neto

Indica la cantidad de recursos con los que cuenta una empresa para poder seguir trabajando una vez que se paguen todos los pasivos a corto plazo, es decir, que puedan estar disponibles para que la empresa pueda disponer de ellos inmediatamente.

Para obtener el Capital de Trabajo Neto (CTN), en el caso de los biocombustibles en estudio, se tomó como referencia la publicación "Aswath Demodaran", referente a los sectores "Green & Renewable Energy" y "Environmental & Waste Services" del mes de enero del 2020, en donde el promedio de ambas industrias da como resultado 6.52%, este será el porcentaje que afectará al CTN, es decir, determinará la variación del arranque de la planta hasta que trabaje al 100% de

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

su capacidad (considerando que los primeros años no funciona al 100% de su capacidad), durante el horizonte de proyección o vida útil del proyecto analizado.

4.2. Tasa de descuento

La tasa de descuento representa el costo de capital que se aplica para traer los flujos de efectivo libre a valor presente y es una tasa que incorpora la rentabilidad deseada por el inversionista y, por ende, el riesgo que está dispuesto a asumir al realizar dicha inversión (Rodiles, 2020).

La tasa de descuento se encuentra en función de las fuentes de financiamiento para efectuar la inversión. Si se trata de capital propio, la tasa de descuento se conoce como costo de capital o capital de riesgo.

El Costo de Capital se calcula a través de un modelo conocido como CAPM (Capital Asset Pricing Model), cuya fórmula se muestra a continuación:

$$E(R_E) = R_F + \beta(E(R_M) - R_F)$$

Donde:

R_F = Tasa Libre de Riesgo

$E(R_M)$ = Tasa del Mercado

β = Coeficiente beta apalancado de la empresa

Fuente: (Rodiles, 2020).

Para la tasa de descuento se tomó como referencia la publicación de Damodaran en USD, en lo referente a los sectores de “Environmental & Waste Services” y “Green & Renewable Energy”, que en promedio corresponde a un costo de capital de 8.01% (en dólares, en términos nominales). Dado que esta tasa es publicada en dólares, mediante el modelo CAPM, con la finalidad de ajustarla a los parámetros económicos nacionales es preciso agregar el riesgo país (de acuerdo con el dato de enero de 2020 para México corresponde a 308 puntos base, equivalentes en términos porcentuales a 3.08%), para considerarla como una tasa de descuento en moneda nacional quedando la tasa de descuento como sigue:

Tabla 4. 1. Costos de Capital.

Industria	CAPM (términos nominales USD)	RIESGO PAÍS	CAPM (términos nominales PESOS)	INFLACIÓN ESTIMADA MÉXICO	CAPM (términos reales PESOS)
Environmental & Waste Services	8.52%				
Green & Renewable Energy	7.50%				
PROMEDIO	8.01%	3.08%	11.09%	3.00%	7.85%

Fuente: (Damodaran, 2020).

Para determinar costo de capital (CAPM) en términos reales, es decir, excluyendo la componente inflacionaria, se consideró una inflación esperada para México del 3.00%. Por lo que, $E(R_E) = 11.09%$ en términos nominales, equivale a 7.85% en términos reales.

A partir de los datos anteriores se obtuvo como resultado un costo de capital del 7.85%, en términos reales (sin efecto inflacionario). Como anteriormente se mencionó el modelo CAPM, permite cuantificar el costo de capital, cuando la totalidad de los recursos provienen del propio inversionista; es decir, por medio de esta metodología, obtenemos la tasa de descuento apropiada para descontar los flujos de efectivo futuros que producirá un activo.

4.3. Indicadores financieros

La importancia de evaluar un proyecto radica en el hecho de establecer si existen las condiciones comerciales, técnicas y de infraestructura para concretarlo y para establecer si es rentable o no (si va a generar ganancias o pérdidas), sirviendo para analizar su liquidez, solvencia, rentabilidad y eficiencia operativa de algún proyecto. Esto se puede conocer con los indicadores financieros que, para este trabajo se considera el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación de la inversión (PR).

1. Valor presente neto (VPN)

Es el valor de la inversión en el momento cero, descontados todos sus ingresos y egresos a una determinada tasa, que refleja las expectativas de retorno depositadas en el proyecto. Indica un monto en pesos que representa la ganancia que se podría tomar por adelantado al comenzar un proyecto. La inversión será aconsejable si su VPN es positivo o cero, ya que se concluye con ello que el proyecto es rentable desde el punto de vista financiero, en el caso de un VPN negativo el proyecto se rechaza, porque no es rentable

La forma matemática del VPN es la siguiente:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1+i)^t}$$

Donde:

- VPN*: Valor presente neto, en \$.
- I₀*: Inversión inicial del proyecto, en \$.
- F*: Flujos de efectivo del periodo 1 hasta n.
- n*: Horizonte de proyección hasta el año n.
- i*: Tasa de descuento, en %.

2. Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento (*i*) en la cual el valor presente neto de una inversión es cero. Es un método comúnmente utilizado para evaluar los proyectos de inversión. Dicho de otra forma, es la máxima tasa posible a pagar por el financiamiento de un proyecto, o la máxima tasa de aceptación de rentabilidad para el inversionista.

La fórmula matemática de la TIR es la siguiente:

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{F_n}{(1+i)^t} = 0$$

Donde:

- TIR*: Tasa interna de retorno, en %.

- F*: Flujos de efectivo del periodo 1 hasta *n*.
n: Horizonte de proyección hasta el año *n*.
i: Tasa de descuento, en %.

3. Periodo o tiempo de recuperación de inversión (TR)

También denominado payback, paycash, payout o payoff, indica el tiempo que el inversionista tardará en recuperar la inversión inicial, con la ganancia que generaría la planta. A este concepto también se le conoce como amortización, indicando a partir de qué año se termina de pagar la inversión inicial (contemplando los egresos anuales) y a partir de qué año se empezarán a obtener ganancias.

4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite evaluar el impacto de las modificaciones de los valores de las variables más importantes sobre los beneficios y, consecuentemente, sobre la tasa de retorno, es decir, esto es un indicador que ayuda a conocer las condiciones críticas del proyecto en donde puede mostrar los puntos donde no es conveniente invertir, o bien, las ganancias que se pueden obtener si se llegara a modificar dichas variables.

Los resultados de este tipo de análisis suelen incluirse en el Plan de Negocios, ya que, ayuda a conocer cuáles son las variables más sensibles que afectan o determinan los puntos críticos de un proyecto, es decir, son las que más afectan los resultados del proyecto en caso de modificarse, es útil para la toma de decisiones.

Las variables que pueden modificarse en un análisis de sensibilidad son los siguientes: precio, volumen de producción, costos, inversiones, tasa de descuento, entre otras.

4.1.1. Evaluación Económica del Biodiésel

En el capítulo III, se consideró un insumo unitario (de 1 Ton/día) para la proyección de los productos obtenidos de los correspondientes procesos de transformación del biodiésel y, para realizar la evaluación económica, se tomó esa cantidad para la proyección de la planta con la finalidad de considerar valores unitarios.

En este apartado, sólo se presenta la evaluación económica del aceite usado de girasol, con la finalidad de explicar de forma detallada el cálculo para un solo sustrato, sin embargo, los resultados de los demás sustratos se presentan en el Anexo 2, figuras A-2.2 y A-2.3 y al final de este subcapítulo.

Ingresos

Se tienen los ingresos por venta de biodiésel y los obtenidos de la venta de la glicerina. De las fuentes consultadas se encontró que el precio de venta del biodiésel oscila entre los 16 hasta los 20 pesos, dependiendo la pureza de éste. Por otro lado, como se está buscando cumplir las características del diésel convencional, se tomó como referencia el costo actual de éste, manejando un promedio nacional de \$20.96 respecto al último precio publicado por la Secretaría de Energía. Lo que indica que, si el precio de venta del biodiésel resulta mayor al precio del diésel publicado por la SENER, ya no resultaría rentable su producción.

En el caso de la glicerina, el precio de venta consultado fue de \$219.00 por litro.

Costos de producción

Recordando que en el capítulo anterior se mencionó que para la producción de biodiésel se requieren 3 químicos; metanol, para reaccionar y poder realizar la transformación; ácido sulfúrico, para el proceso de esterificación; e hidróxido de potasio, para el proceso de transesterificación. De igual forma, en el caso de los aceites no se contemplan los costos del ácido sulfúrico, dado que no se requiere el proceso de esterificación. Los precios del mercado consultados son los que se presentan en la tabla 4.2.

Tabla 4. 2. Costos de producción de biodiésel.

MATERIA PRIMA	PRECIO [MXN]
Metanol [\$/T]	\$ 5,000.00
H ₂ SO ₄ [\$/L]	\$ 55.00
KOH [\$/kg]	\$ 55.80

Costos de operación, mantenimiento y administración

Son los costos para hacer funcionar la planta y que el producto cumpla con las características requeridas para el punto de venta. Para este análisis, los costos de operación serán igual al 20% del costo total de inversión, y se consideran de forma anual.

Por otra parte, los costos de administración de la planta serán igual al 10% del total de inversión, igualmente se toman de forma anual.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Costos de Inversión

Se consideraron los equipos y la maquinaria mostrada en la tabla 4.3, en donde, para todos los casos, se utilizaron las mismas dimensiones de los equipos (a excepción del primer tanque de la tabla el cual sirve para el proceso de esterificación, recordando que únicamente las grasas requieren este proceso), ya que, a diferencia del biogás, no habrá mucha diferencia en cuanto al requerimiento de los tanques (determinado por el peso volumétrico del sustrato).

Tabla 4. 3. Equipos considerados para la planta de producción de biodiésel.

DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD	CANTIDAD	%	P.U. (MXN)	SUBTOTAL (MXN)
Reactor esterificación c/mezclador	1500	1	13.04%	\$ 730,623.00	\$ 730,623.00
Reactor transesterificación c/mezclador	1500	1	13.04%	\$ 730,623.00	\$ 730,623.00
Tanque de recepción de aceite	10,000	1	3.39%	\$ 190,000.00	\$ 190,000.00
Tanque almacenamiento B100	10,000	1	3.39%	\$ 190,000.00	\$ 190,000.00
Tanque almacenamiento de glicerina	500	1	3.17%	\$ 177,840.00	\$ 177,840.00
Tanque almacenamiento de metanol	15000	1	7.77%	\$ 435,330.00	\$ 435,330.00
Tanque catalizador H2SO4 con recubrimiento de teflón	100	1	0.29%	\$ 16,000.00	\$ 16,000.00
Tanque catalizador KOH	500	1	0.22%	\$ 12,600.00	\$ 12,600.00
Tanque metanol+H2O+H2SO4	500	1	0.22%	\$ 12,600.00	\$ 12,600.00
Tanque residuos	500	1	0.22%	\$ 12,600.00	\$ 12,600.00
Tanque metanol+H2O+KOH	500	1	0.22%	\$ 12,600.00	\$ 12,600.00
Tanque ésteres+jabones+ metanol	500	1	0.22%	\$ 12,600.00	\$ 12,600.00
Tanque de neutralización	1000	1	0.39%	\$ 22,000.00	\$ 22,000.00
Tanque lavado y secado	1000	1	0.39%	\$ 22,000.00	\$ 22,000.00
Centrífuga para separación de sustancias con recubrimiento epóxico	5 m ³ /hr	2	1.17%	\$ 65,577.00	\$ 131,154.00
Columna de condensado	-	2	1.19%	\$ 66,500.00	\$ 133,000.00
Destilador Biodiésel	-	1	21.95%	\$ 1,229,676.00	\$ 1,229,676.00
Destilador Glicerina	-	1	21.95%	\$ 1,229,676.00	\$ 1,229,676.00
Secador (1,000 L)	1000	1	0.39%	\$ 22,000.00	\$ 22,000.00
Tubería de empalmes	-	1	1.78%	\$ 100,000.00	\$ 100,000.00
Accesorios de tuberías	-	1	0.12%	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00
Válvulas de control	-	1	0.09%	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Bombas	-	5	0.05%	\$ 3,000.00	\$ 15,000.00
Filtros	-	2	0.02%	\$ 1,200.00	\$ 2,400.00
Sistema eléctrico	-	1	0.64%	\$ 36,000.00	\$ 36,000.00
Sistema contraincendios	-	1	0.48%	\$ 26,700.00	\$ 26,700.00
Sistema de calefacción	-	1	0.89%	\$ 50,000.00	\$ 50,000.00
Costo de Instalación	-	25%	3.26%	\$ 182,655.75	\$ 182,655.75
TOTAL				\$ 5,602,400.75	\$ 5,747,677.75

Fuente: Elaboración propia con base en cotizaciones del mercado del mes de Octubre de 2019.

Por otra parte, se tienen los costos requeridos para la adecuación de la planta y/o adquisición de terreno, presentados en la tabla 4.4, siendo un 54% del costo total de inversión del proyecto.

Tabla 4. 4. Costos de instalación de la planta de biodiésel.

DESCRIPCIÓN	%	COSTO (MXN)
Terreno y acondicionamiento	12.82%	\$ 862,151.66
Edificios y servicios	17.09%	\$ 1,149,535.55
Instalaciones a servicios auxiliares	17.09%	\$ 1,149,535.55
Implementación de la planta	15.38%	\$ 1,034,582.00
Ingeniería y supervisión de construcción	29.06%	\$ 1,954,210.44
Imprevistos	8.55%	\$ 574,767.78
TOTAL=	100.00%	\$ 6,724,782.97

Los porcentajes mostrados en la tabla 4.3 y 4.4 son una estandarización del costo total de la planta.

Resultados de la evaluación económica

Calculando el flujo de efectivo y los indicadores financieros, como se describió en la parte introductoria de este subcapítulo, se presenta en la tabla 4.5 la evaluación económica del aceite usado de girasol, en pesos.

Las premisas de análisis para la evaluación económica referente a la planta de biodiésel son la siguientes:

- 1) No se considera los costos por adquisición del terreno, dado que éste puede ser variable dependiendo del sitio en el que se vaya a localizar el proyecto. El costo presentado es un promedio nacional del acondicionamiento del lugar, suponiendo que el sitio es apto con las dimensiones mínimas requeridas para el buen funcionamiento y procesamiento del aceite o grasa.
- 2) Los costos de recolección se tomaron inicialmente con un buffer de 20 km desde el tanque de recepción, sin embargo, se realizó un análisis de sensibilidad variando los kilómetros de recolección para conocer los rangos en el precio de venta del biodiésel.
- 3) El rendimiento por recolección del aceite o grasa propuesto es de 2 litros/km, suponiendo condiciones desfavorables en el camión recolector, sin embargo, éste podría cambiar dependiendo del equipo propuesto.
- 4) No se considera el costo por adquisición del aceite/grasa, suponiendo que es un residuo y se trata de utilizar para que no sea depositado en alcantarillas.
- 5) En el cálculo del Flujo de efectivo se considera una capacidad de producción del 80 y 90% con respecto a la proyectada para el primer y segundo año, respectivamente, debido a que es considerado un periodo de ajuste.

La producción de cada sustrato es la que se calculó en el capítulo anterior, presentado en el Anexo 1. Los resultados resúmenes de la evaluación económica para todos los sustratos se muestran en el Anexo 2.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Tabla 4. 5. Evaluación económica en la producción de biodiésel con aceite usado de girasol.

BIOMASA	Girasol fritura	1
BIODIÉSEL	1.10	m ³ /d
GLICERINA	463.51	L/mes
(Tasa de descuento) i=	7.85%	
Tarifa biodiésel [\$]	\$22.80	
Recolección [\$/L]	\$22.80	
Rendimiento [L/km]	2.00	
Costo Recolección [\$/km]	11.40	
Distancia máxima de Recolección	20.00 [km]	

	1	2	3	20
INGRESOS POR VENTAS	\$8,306,262.29	\$9,344,545.07	\$10,382,827.86	\$10,382,827.86
Uso de capacidad	80%	90%	100%	100%
Biodiésel producido [litros/año]	321,569.65	361,765.86	401,962.07	401,962.07
Precio de venta [\$/litro]	\$22.80	\$22.80	\$22.80	\$22.80
Ingresos por venta de biodiésel	\$7,331,788.11	\$8,248,261.62	\$9,164,735.14	\$9,164,735.14
Glicerina producida [litros]	4,449.65	5,005.86	5,562.07	5,562.07
Precio de venta [\$/litro]	\$219.00	\$219.00	\$219.00	\$219.00
Ingresos por venta de glicerina	\$974,474.18	\$1,096,283.45	\$1,218,092.73	\$1,218,092.73
COSTOS DE PRODUCCIÓN	\$7,352,174.85	\$8,071,404.66	\$8,790,634.46	\$8,790,634.46
Costos por compra de Metanol	\$4,024,887.41	\$4,527,998.33	\$5,031,109.26	\$5,031,109.26
Metanol [T/año]	804.98	905.60	1006.22	1006.22
Metanol [\$/T]	\$5,000.00	\$5,000.00	\$5,000.00	\$5,000.00
Costos por compra de H2SO4	\$68,959.05	\$77,578.93	\$86,198.82	\$86,198.82
H2SO4 [litros/año]	1253.80	1410.53	1567.25	1567.25
H2SO4 [\$/litro]	\$55.00	\$55.00	\$55.00	\$55.00
Costos por compra de KOH	\$1,659,991.97	\$1,867,490.96	\$2,074,989.96	\$2,074,989.96
KOH [kg/año]	29748.96	33467.58	37186.20	37186.20
KOH [\$/kg]	\$55.80	\$55.80	\$55.80	\$55.80
Recolección de aceite [km/1000L]	83,220.00	83,220.00	83,220.00	83,220.00
Recolección de aceite [\$/km]	\$11.40	\$11.40	\$11.40	\$11.40
Operación y mantenimiento	\$1,003,410.95	\$1,003,410.95	\$1,003,410.95	\$1,003,410.95
Administración	\$501,705.48	\$501,705.48	\$501,705.48	\$501,705.48
Seguros	\$10,000.00	\$10,000.00	\$10,000.00	\$10,000.00
UTILIDAD DE OPERACIÓN	\$954,087.44	\$1,273,140.42	\$1,592,193.40	\$1,592,193.40
DEPRECIACIÓN	\$5,353,293.90	\$336,239.15	\$336,239.15	\$336,239.15
Maquinaria y equipo	100%	\$5,017,054.75		
Construcciones	5%	\$336,239.15	\$336,239.15	\$336,239.15
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-\$4,399,206.46	\$936,901.27	\$1,255,954.25	\$1,255,954.25
PTU 10%	\$0.00	\$ 93,690.13	\$ 125,595.43	\$ 125,595.43
Base cálculo ISR	-\$4,399,206.46	\$ 936,901.27	\$ 1,162,264.13	\$ 1,130,358.83
	-\$4,399,206.46	-\$3,462,305.19	-\$2,300,041.07	\$16,916,058.99
ISR 30%	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$339,107.65

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

	1	2	3	20
UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	-\$4,399,206.46	\$843,211.14	\$1,130,358.83	\$791,251.18
Depreciación	\$5,353,293.90	\$336,239.15	\$336,239.15	\$336,239.15
Inversiones	\$12,472,460.72	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Cambios en Capital de Trabajo	-\$67,696.04			
Capital de Trabajo Neto (6.52%)	\$541,568.30	\$609,264.34	\$676,960.38	\$676,960.38
Cambios de Capital de Trabajo Neto	-\$67,696.04	-\$67,696.04	\$0.00	\$0.00
Rescate de Capital de Trabajo	0	0	0	\$676,960.38
FLUJO DE EFECTIVO	-\$11,586,069.32	\$1,179,450.29	\$1,466,597.98	\$1,127,490.33
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	-\$11,586,069.32	-\$10,406,619.03	-\$8,940,021.05	\$1,127,490.33

VPN	\$211,877.08
TIR	8.13%
TR	11.00 Años

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados que se presentan son del flujo de efectivo de los primeros tres años y el último año del horizonte de proyección, en donde el valor presente neto (VPN) para este caso es de \$211,877.08, con una TIR de 8.13%, teniendo una recuperación de la inversión en 11 años. En la figura 4.1 y 4.2 se presenta el comportamiento de los flujos de efectivo para cada año de proyección, asimismo, se presenta el comportamiento del periodo de recuperación, respectivamente.



Figura 4. 1. Flujo de efectivo de la obtención de biodiésel con aceite usado de girasol.

Fuente: Elaboración propia.

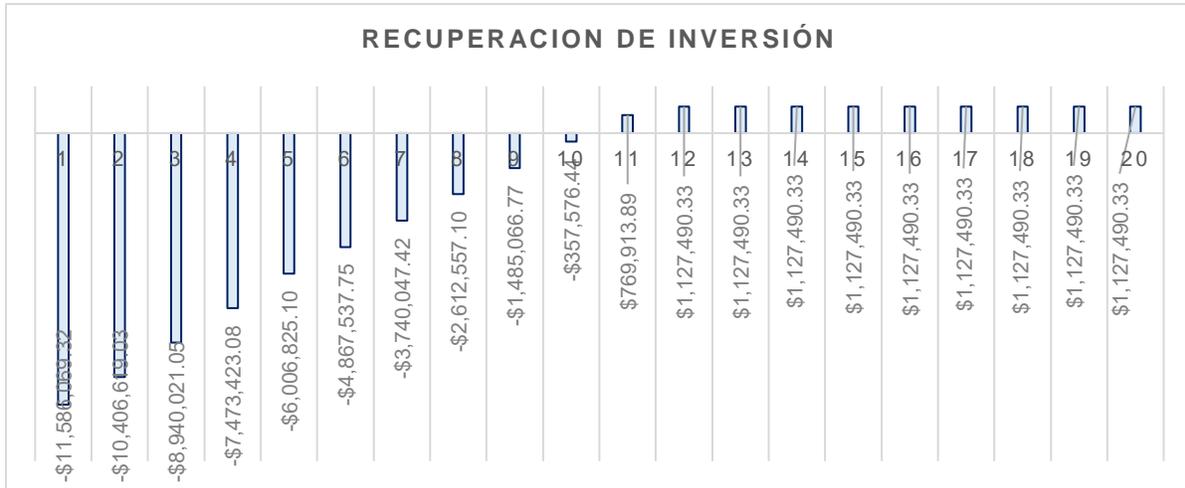


Figura 4. 2. Periodo de recuperación de la planta de biodiésel con aceite usado de girasol.

Fuente: Elaboración propia.

Análisis de sensibilidad respecto a los kilómetros de recolección del aceite

Dado que el costo del biodiésel dependerá plenamente de la logística que se tenga planeada para la recolección del aceite, se procede a realizar un análisis de sensibilidad dependiendo de los kilómetros recorridos para la recolección, por tanto, fijamos el valor del costo del biodiésel (que se tenía de \$22.80 debido a que en este punto la recuperación de la inversión) y se hace una variación en el kilometraje.

En la tabla 4.6 se presenta la variación de recolección en la planta, el VPN para cada caso de recolección, así como su TIR y su Tiempo de recuperación del proyecto.

Tabla 4. 6. Análisis de sensibilidad por recolección de aceite usado de cocina.

Precio de biodiésel			\$22.80
Distancia [km]	VPN	TIR	TR
10.00	\$481,424.53	8.50%	11.00 Años
20.00	\$211,877.08	8.13%	11.00 Años
30.00	-\$60,008.51	7.77%	NA
40.00	-\$331,894.10	7.40%	NA

Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de sensibilidad, se puede observar que, a mayor kilometraje, la TIR y el VPN tienden a disminuir, dando como resultado que el proyecto no sea viable para dichos casos. Cuando la distancia a recorrer es mayor o igual a 20 km, se puede apreciar que la TIR es menor a la tasa de descuento, por lo que se puede saber que el proyecto ya no puede ser viable en dichas condiciones. Por otro lado, no se tiene periodo de recuperación, dado que el VPN es negativo. En las figuras 4.3 y 4.4 se presenta una gráfica del VPN y la TIR con respecto al kilometraje recorrido, con esto se puede saber de forma exacta el punto en que el proyecto es factible.

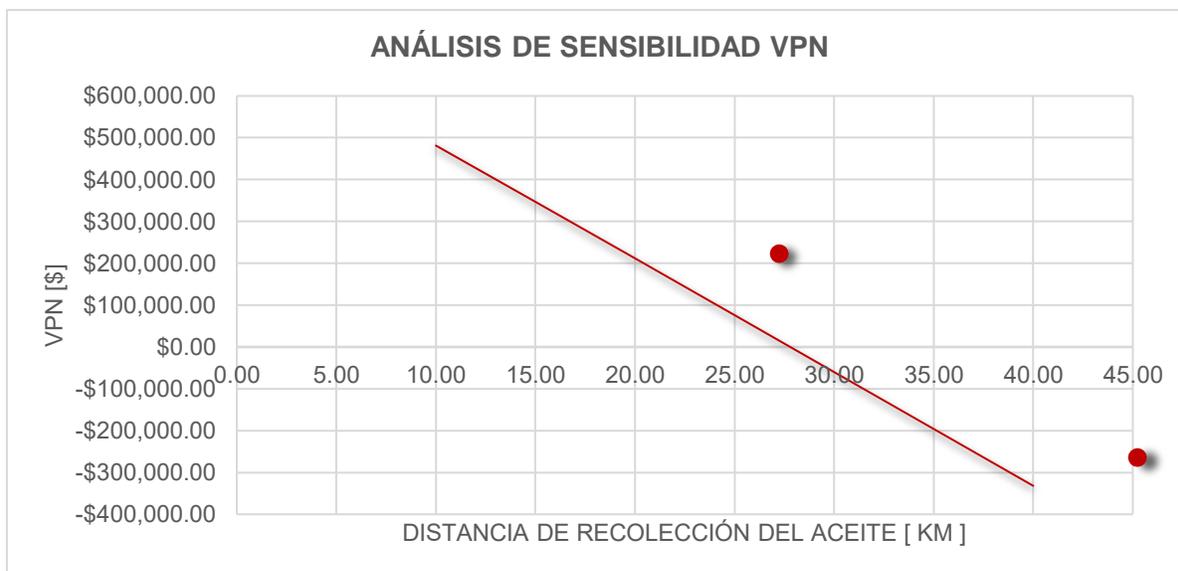


Figura 4. 3. Análisis de sensibilidad respecto al VPN, variando los km de recolección.

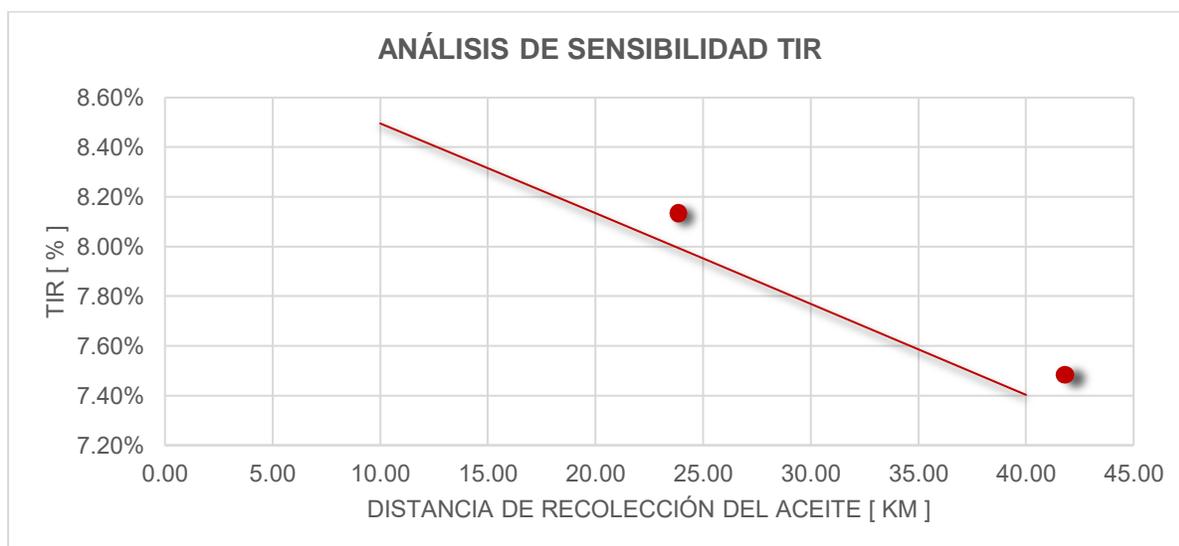


Figura 4. 4. Análisis de sensibilidad respecto a la TIR, variando los km de recolección.

Fuente: Elaboración propia.

Una de las ventajas que se puede observar del análisis de sensibilidad, es que en ningún caso la TIR es menor a cero, por lo que el proyecto aún puede ser viable si la tasa de inversión considerada es menor.

Análisis de sensibilidad respecto al precio de venta del biodiésel

Otro de los factores críticos para conocer el comportamiento del VPN y la TIR, es el precio de venta del biodiésel. Para este análisis se fijaron los kilómetros recorridos de recolección, tomando 20 km como punto medio.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

En la tabla 4.7 se presenta la variación del precio del biodiésel, con sus respectivos resultados del VPN, TIR y tiempo de recuperación del proyecto (TR).

Analizando los resultados, se tendrá que los precios de venta por debajo de los \$23.40 no serán factibles económicamente, ya que el VPN es negativo, para el caso de precios de venta mayores, la viabilidad económica es más atractiva pero no es competitivo con el precio del diésel convencional (recordando que su precio actual es de \$20.96), por lo que es complicado un beneficio económico si se manejan dichas cifras como resultado.

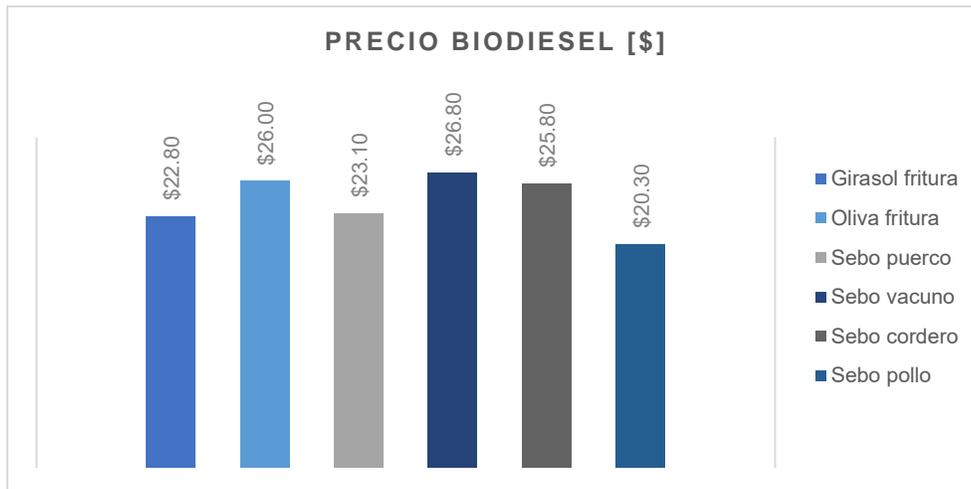
Tabla 4. 7. Análisis de sensibilidad por precio de venta del biodiésel.

Distancia máxima de Recolección [km]			20.00
PRECIO [\$]	VPN	TIR	TR
\$22.60	-\$291,478.15	7.46%	11.00 Años
\$22.70	-\$39,800.54	7.80%	11.00 Años
\$22.80	\$211,877.08	8.13%	11.00 Años
\$22.90	\$461,516.10	8.47%	11.00 Años
\$23.00	\$710,566.66	8.80%	10.00 Años
\$23.10	\$959,617.22	9.13%	10.00 Años

Fuente: Elaboración propia.

De forma general, para conocer la viabilidad por sustrato, se realizó un análisis similar al mencionado con anterioridad, los cuales se muestran en la figura 4.7.

De todos los sustratos analizados, el que presenta mejor viabilidad económica es el sebo de pollo, dado que su costo es el menor de todos, teniendo un rango favorable para determinar el precio, si se compara con el precio de venta actual del diésel (de \$20.96).



CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

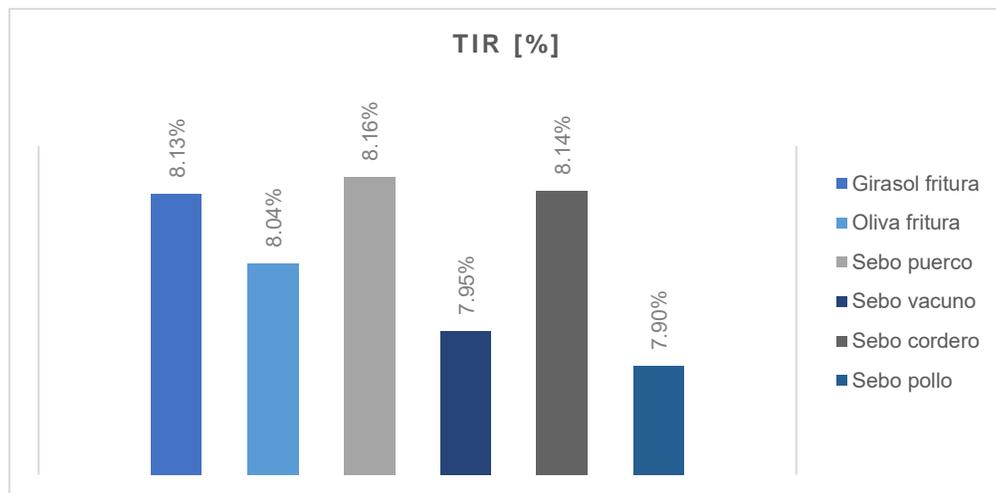


Figura 4. 5. Precio óptimo y TIR por tipo de sustrato.

Fuente: Elaboración propia.

Para que los demás proyectos sean atractivos se requeriría que el precio de venta sea menor al valor actual del diésel, pero si se disminuye el precio ya no sería remunerable el proyecto. De éstos, el más desfavorable es el sebo vacuno, con un precio de venta de \$26.80, este resultado es ocasionado al alto contenido de metanol que se requiere para ambos procesos de conversión a biodiésel (esterificación y transesterificación).

Los resultados de la evaluación económica en forma de resumen de cada uno de los insumos transformados a biodiésel se presentan en el Anexo 2, figuras A-2.2 y A-2.3.

4.1.2. Evaluación Económica del Biogás

Como se mencionó en la parte introductoria de este capítulo, se consideró para el análisis económico del biogás, una planta con capacidad de 100 T/d, esto para notar la diferencia de las plantas de pequeña escala con respecto a las que son a nivel industrial.

El análisis presentado en este capítulo sólo hace referencia a las grasas y aceites de restaurantes, los resultados de los demás sustratos se presentan en el Anexo 2, en la tabla A-2.1.

Ingresos

Según la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para el caso del gas natural se manejan 6 tarifas por cada una de las regiones; Región I: comprendida por Baja California, Sonora y Sinaloa; Región II: Chihuahua, Coahuila y Durango; Región III: Nuevo León y Tamaulipas; Región IV: Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Guerrero, Michoacán, Morelos, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí y Tlaxcala; Región VI: Campeche, Chiapas, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán. De la información obtenida por la CRE, se tomaron los precios del último periodo actualizado para el análisis económico de este estudio (CRE, 2019).

Las tarifas por región consideradas para la venta de gas natural se presentan en la tabla 4.8.

Tabla 4. 8. Tarifas del gas natural por región.

Región	Tarifa [\$/GJ]
I	42.96
II	48.25
III	56.58
IV	67.52
V	67.01
VI	68.11

Fuete: (CRE, 2019).

Se tomaron los costos del gas natural para hacer una comparativa como combustible en el uso vehicular y poder compararlo con la utilización del biodiésel igualmente, usado para este tipo de actividad. Aunque ambos requieren una diferente configuración en el ciclo de combustión, se puede hacer dicha comparativa con el precio de venta de cada uno.

Costos

Para la obtención de costos anuales e inversión inicial del proyecto, se obtuvieron porcentajes estándares con respecto al costo total de instalación y operación de la planta. Dichos porcentajes se obtuvieron de diferentes estudios consultados tanto empíricos como prácticos, tomando promedios nacionales y obteniendo porcentajes estándares que puedan ser aplicados a cualquier planta tipo que se quiera escalar a nivel nacional.

Por otra parte, los costos de obtención del biogás para el insumo en estudio (grasas y aceites de restaurantes), se obtuvieron de un promedio de los costos propuestos por IRENA (IRENA, International Renewable Energy Agency, 2012), ajustándolos a términos actuales y comparándolos con algunos proyectos propuestos por la Asociación Mexicana de Biomasa y

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Biogás (AMBB, 2019), multiplicados por cada uno de los porcentajes estándar propuestos. Lo mismo se hizo para los demás insumos, en donde los resultados resumen se presentan en el Anexo 2.

a. Costos de operación, mantenimiento y administración

Los costos de administración y mantenimiento van asociados directamente del costo total de la planta, el cual está estimado entre el 10 y 15% anual. A su vez, estos se estiman con respecto a diferentes porcentajes mostrados en la tabla 4.9.

Tabla 4. 9. Costos de administración, mantenimiento y otros.

DESCRIPCIÓN	%	SUBTOTAL
Gastos de administración	15.0%	\$ 161,614.97
Gastos de oficina	15.0%	\$ 161,614.97
Gastos generales	15.0%	\$ 161,614.97
Gastos de promoción	10.0%	\$ 107,743.31
Provisiones de imprevistos	12.0%	\$ 129,291.98
Serv. Auxiliares	10.0%	\$ 107,743.31
Provisiones de Multas	10.0%	\$ 107,743.31
Provisiones de logística	13.0%	\$ 140,066.31
$\Sigma =$		100%
		\$ 1,077,433.14

Fuente: (AMBB, 2019).

b. Costos por uso del agua

El agua requerida para la biodigestión, en volumen, será casi el doble de lo proyectado del sustrato. Para la evaluación económica se considera la utilización de agua residual tratada, la cual tienen las características necesarias para la biodigestión. En el caso de los sustratos de plantas de tratamiento de aguas residuales se desprecia el costo de este insumo, dado que se puede obtener de la misma planta, para todos los demás casos se consideró un costo por m³ requerido.

c. Costos por uso de energía

El costo por uso de energía anual estimado es del 8% con respecto costo total de la maquinaria y equipos presentados en la tabla 4.9 (AMBB, 2017). Proponiendo este porcentaje debido a que se piensa en un autoconsumo por medio de lo generado en la planta de biogás, sin embargo, puede estar sujeto a las condiciones de operación.

Costos de Inversión

Para la evaluación económica se tomaron en cuenta los conceptos mostrados en la tabla 4.10, los cuales son: presupuesto por biodigestor, tanque de alimentación, tanque de descarga y laguna de estabilización. Siendo dimensionados para cada tipo de biomasa y presentados en el Anexo 1 del capítulo anterior. Por otra parte, cada uno de los conceptos derivan las actividades relacionadas a la construcción e instalación para el correcto funcionamiento de la planta de biogás, desglosando cada uno de los porcentajes estándares con respecto al costo total y a las cantidades de obra calculadas en la tabla A-1.3 del Anexo 1.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Tabla 4. 10. Costos de inversión por concepto.

Presupuesto por biodigestor					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	%	IMPORTE
Excavación	m ³	415.14	\$ 510.86	6.58%	\$ 212,078.63
Hormigón armado	m ³	262.35	\$ 5,000.00	23.27%	\$ 1,311,728.40
Hormigón simple	m	46.13	\$ 1,100.00	1.96%	\$ 50,739.38
Acero de refuerzo	m	15,740.74	\$ 60.00	16.76%	\$ 944,444.44
Enlucido	kg	1,089.74	\$ 400.00	7.73%	\$ 435,897.44
Encofrado	m ²	650.58	\$ 500.00	5.77%	\$ 325,289.42
Aislante paredes y fondo	m ²	314.24	\$ 600.00	3.35%	\$ 188,542.94
Tuberías de alimentación y descarga	m ²	33.63	\$ 640.00	0.38%	\$ 21,525.80
Tuberías de acero para captación de biogás	m	40.36	\$ 700.00	0.50%	\$ 28,252.61
Accesorios tuberías; incluye válvulas de cierre	Lote	10.57	\$ 700.00	0.13%	\$ 7,399.49
Vigas de madera para soporte de membrana	m	550.64	\$ 500.00	4.89%	\$ 275,318.82
Membrana EPDM para cubierta	m ²	605.41	\$ 400.00	16.11%	\$ 242,165.24
Bombas o sistema de alimentación	Lote	1.00	\$ 140,000.00	4.09%	\$ 140,000.00
Pernos y anclajes	m	70.00	\$ 23,800.00	0.38%	\$ 1,666,000.00
Válvulas de seguridad y control	Lote	1.00	\$ 30,000.00	0.51%	\$ 30,000.00
Sistema de control de procesos	Lote	1.00	\$ 100,000.00	0.17%	\$ 100,000.00
Instalaciones eléctricas y tableros	Lote	1.00	\$ 180,000.00	3.07%	\$ 180,000.00
Exteriores (tuberías, cajas de válvulas, etc.)	%	5%	\$ 108,100.00	4.06%	\$ 5,405.00
Costo aproximado por un biodigestor			$\Sigma =$	100%	\$ 6,164,787.62

Presupuesto tanque de alimentación y mezcla					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	%	IMPORTE
Excavación	m ³	109.89	\$ 510.86	22%	\$ 56,138.46
Hormigón armado	m ³	22.74	\$ 5,000.00	25%	\$ 113,679.42
Acero de refuerzo	m ³	1,364.15	\$ 60.00	18%	\$ 81,849.19
Encofrado	kg	48.42	\$ 500.00	5%	\$ 24,209.51
Enlucido	m ²	104.00	\$ 400.00	9%	\$ 41,598.25
Mezclador tanque de alimentación	pza	1.00	\$ 80,000.00	20%	\$ 80,000.00
Costo aproximado por un tanque de alimentación			$\Sigma =$	100%	\$ 397,474.83

Presupuesto tanque de descarga					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	%	IMPORTE
Excavación	m ³	329.67	\$ 510.86	29%	\$ 168,415.38
Geomembrana HDPE	m ²	494.51	\$ 400.00	65%	\$ 197,802.20
Bombas de extracción de lodos	pza	1	\$ 140,000.00	7%	\$ 140,000.00
			$\Sigma =$	100%	\$ 506,217.58

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Presupuesto laguna de estabilización					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	%	IMPORTE
Excavación	m ³	246.03	\$ 510.86	23%	\$ 125,685.49
Muros	m ³	11.27	\$ 700.00	4%	\$ 7,887.90
Tuberías de drenaje	m ³	67.61	\$ 300.00	9%	\$ 20,283.16
Grava para filtro	m ³	123.95	\$ 1,200.00	26%	\$ 148,743.21
Arena para filtro	m ³	41.32	\$ 1,200.00	13%	\$ 49,581.07
Tuberías de alimentación	m	67.61	\$ 640.00	20%	\$ 43,270.75
Bombas (sistema de recirculación)	pza	1	\$ 60,000.00	6%	\$ 60,000.00
Σ=				100%	\$ 455,451.58

Fuente: (AMBB, 2019).

De lo anterior, los costos para cada uno de los conceptos mencionados se pueden resumir a la tabla 4.11, la cual se presenta a continuación:

Tabla 4. 11. Resumen de los costos de inversión.

PRESUPUESTO ESTIMADO DE CONSTRUCCIÓN DE PLANTA				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	IMPORTE	%	SUBTOTAL
Biodigestores	2	\$ 6,164,787.62	69%	\$ 12,329,575.23
Tanque de alimentación	1	\$ 397,474.83	5%	\$ 397,474.83
Tanque de descarga	1	\$ 506,217.58	13%	\$ 506,217.58
Laguna de estabilización	1	\$ 455,451.58	13%	\$ 455,451.58
Σ=			100%	\$ 13,688,719.22

Fuente: (AMBB, 2019).

Es importante mencionar que, para todos los casos el insumo es de 100T/d, la cantidad requerida de biodigestores son 2 (a excepción de los residuos cafeteros y del residuo aviar que en el cálculo para la misma cantidad de insumo se requieren 4 biodigestores), siguiendo con la metodología de cálculo presentada en el capítulo anterior.

Por otra parte, se tendrá la maquinaria, para el pretratamiento; el cual depende de cada uno de los insumos, el filtro de remoción y filtro de H₂S para la purificación del biogás, el quemador de emergencia, los agitadores para los biodigestores y, los sistemas de calefacción, monitoreo, control y sistema electrógeno para llevar a cabo los procesos requeridos para la mezcla y obtención de biogás, asimismo, para la purificación de biogás a biometano (ver tabla 4.12).

Tabla 4. 12. Equipos para purificación de biogás, de seguridad y de operación.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE	%	SUBTOTAL
Pretratamiento	Pza	1	\$ 1,551,909.70	13%	\$ 1,551,909.70
Filtro de remoción y filtración de H ₂ S	Lote	1	\$ 1,080,350.85	9%	\$ 1,080,350.85
Quemador de biogás	Lote	1	\$ 3,901,944.39	32%	\$ 3,901,944.39
Agitadores por biodigestor	Pza	2	\$ 1,330,208.31	22%	\$ 2,660,416.63
Sistema de calefacción	Pza	2	\$ 532,083.33	9%	\$ 1,064,166.65
Sistema de monitoreo y control	Lote	1	\$ 221,701.39	2%	\$ 221,701.39
Sistema electrógeno	Lote	1	\$ 554,253.46	5%	\$ 554,253.46
Arreglo tuberías eléctricas	Lote	1	\$ 1,108,506.93	9%	\$ 1,108,506.93
Σ=				100%	\$ 12,143,250.00

Resultados de la evaluación económica

Para este análisis se consideran las siguientes premisas:

- 1) Para la obtención de los costos asociados a cada sustrato, se tomaron los volúmenes y áreas calculadas en el capítulo III y presentadas en forma de resumen en la tabla A-1.3 del Anexo 1, obteniendo los volúmenes de obra requeridos para cada estructura que conlleva el proceso de obtención del biogás.
- 2) Dentro de los costos de instalación no se considera la compra o adquisición del terreno, únicamente se propone un costo por acondicionamiento, esto, al igual que el punto anterior, dependerá de la zona en la que se piense implementar el proyecto, recordando que aquí se estandarizan costos y sólo se tendría que agregar el costo por adquisición en el caso de aplicar la metodología propuesta.
- 3) En cuanto a los costos de obtención de materia prima, no se considera la compra de la biomasa, tomando el supuesto que, en el caso de residuos sólidos urbanos, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales y residuos que competen al municipio, se propone el uso del mismo sistema de limpia y recolección. En el caso de los residuos provenientes de industrias, se propone que, por factibilidad económica, se tendrá dentro de las mismas instalaciones la aplicación del proyecto. En los demás casos, para hacer homogéneo el cálculo, se despreciarán los costos por recolección, si se deseara hacer un estudio posterior, tomando como referencia este trabajo, se tendrían que considerar los costos por recolección de insumos dependiendo las características de cada región.
- 4) En el cálculo del Flujo de efectivo se considera una capacidad de producción del 80 y 90% con respecto a la proyectada para el primer y segundo año, respectivamente, debido a que es considerado un periodo de ajuste.
- 5) El ingreso por venta de bioabono no se considera en el flujo de efectivo, dado que el valor comercial variará dependiendo la zona geográfica, sin embargo, se utiliza dentro del análisis de sensibilidad para conocer la variación de los ingresos por venta de los subproductos.
- 6) Dado que se tienen 6 regiones económicas para la venta del gas natural, se considera realizar un análisis de sensibilidad con las 6 tarifas presentadas por región, así se garantiza conocer la viabilidad del sustrato en estudio a nivel nacional.

El flujo de efectivo para las grasas y aceites de restaurantes se presenta en la tabla 4.13. Para el caso de este insumo, se tiene una producción de biogás de 19,710,000 Nm³/año, mostrado el cálculo en el anexo 1, el cual es un equivalente de 235,692.18 GJ/año, siendo una unidad equivalente al gas natural. De esto, se tomó la tarifa de la región I presentada en la tabla 4.8, que será el precio de venta por GJ producido.

Tabla 4. 13. Evaluación económica en la producción de biogás.

Grasas y aceites de restaurantes		8.3
Región/Tarifa	I	
BIOGAS (Nm ³ /d)	54,000.00	
BIOGAS (Nm ³ /año)	19,710,000.00	

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

BIOGAS (GJ/año)	235,692.18
Digestato (T)	10
Digestato (T/año)	1095
Digestato (kg/año)	1,095,000.00
i=	7.85%

RESULTADOS EN MXN

	1	2	3	4	5	20
INGRESOS POR VENTAS	\$8,100,268.84	\$9,112,802.45	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05
Uso de la capacidad	80%	90%	100%	100%	100%	100%
BG producido [GJ/año]	188,553.74	212,122.96	235,692.18	235,692.18	235,692.18	235,692.18
Precio de venta [\$/GJ]	\$42.96	\$42.96	\$42.96	\$42.96	\$42.96	\$42.96
Ingresos por ventas de BG [\$]	\$8,100,268.84	\$9,112,802.45	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05	\$10,125,336.05
Bioabono producido [Ton/año]	1,095,000.00	1,095,000.00	1,095,000.00	1,095,000.00	1,095,000.00	1,095,000.00
Precio de venta bioabono [\$/Ton]	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ingresos por venta de bioabono	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00

COSTOS	\$4,601,758.69	\$4,804,265.41	\$5,006,772.13	\$5,006,772.13	\$5,006,772.13	\$5,006,772.13
Operación y mantenimiento	\$1,368,871.92	\$1,368,871.92	\$1,368,871.92	\$1,368,871.92	\$1,368,871.92	\$1,368,871.92
Seguros	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00
Uso de energía	\$971,460.00	\$971,460.00	\$971,460.00	\$971,460.00	\$971,460.00	\$971,460.00
Uso de agua	\$591,373.00	\$591,373.00	\$591,373.00	\$591,373.00	\$591,373.00	\$591,373.00
Administración	\$1,620,053.77	\$1,822,560.49	\$2,025,067.21	\$2,025,067.21	\$2,025,067.21	\$2,025,067.21
UTILIDAD DE OPERACIÓN	\$3,498,510.15	\$4,308,537.04	\$5,118,563.92	\$5,118,563.92	\$5,118,563.92	\$5,118,563.92
DEPRECIACIÓN	\$12,827,685.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96
Maquinaria y equipos	\$ 12,143,250.00					
Construcciones	\$ 84,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-\$9,329,175.81	\$3,624,101.07	\$4,434,127.96	\$4,434,127.96	\$4,434,127.96	\$4,434,127.96
PTU 10%	\$0.00	\$362,410.11	\$443,412.80	\$443,412.80	\$443,412.80	\$443,412.80
Base cálculo ISR	-\$9,329,175.81	\$3,624,101.07	\$4,071,717.85	\$3,990,715.16	\$3,990,715.16	\$3,990,715.16
Base cálculo ISR (Acum)	-\$9,329,175.81	-\$5,705,074.73	-\$1,633,356.88	\$2,357,358.28	\$6,348,073.44	\$66,208,800.89
ISR 30%	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$707,207.48	\$1,197,214.55	\$1,197,214.55
UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS	-\$9,329,175.81	\$3,261,690.97	\$3,990,715.16	\$3,283,507.68	\$2,793,500.61	\$2,793,500.61
Depreciación	\$12,827,685.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96	\$684,435.96
Inversiones	\$25,831,969.22					
Cambios en Capital de Trabajo	-\$66,017.19	-\$66,017.19	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$660,171.91
Capital de Trabajo Neto (6.52%)	\$528,137.53	\$594,154.72	\$660,171.91	\$660,171.91	\$660,171.91	\$660,171.91
Cambios de Capital de Trabajo Neto	-\$66,017.19	-\$66,017.19	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Rescate de Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	\$660,171.91

FLUJO DE EFECTIVO	-\$22,399,476.26	\$3,880,109.74	\$4,675,151.12	\$3,967,943.64	\$3,477,936.58	\$4,138,108.49
--------------------------	-------------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

VPN	\$12,345,482.83
TIR	15.67%
TR	7.00 Años

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Para la presentación de los resultados sólo se muestra el flujo de efectivo de los primeros cinco años y el último año del horizonte de proyección, en donde el valor presente neto (VPN) es de \$12,345,482.83 y la tasa interna de retorno es del 15.7%, siendo un proyecto viable con buena recuperación de la inversión. En las figuras 4.6 se presenta el comportamiento de los flujos de efectivo a lo largo del horizonte de proyección.

En la figura 4.7, se presenta el tiempo de recuperación de la inversión, es decir, los flujos de efectivo comienzan a ser positivos, indicando ganancias para el proyecto después de los gastos mencionados anteriormente.



Figura 4. 6. Flujo de efectivo para una planta de biogás.



Figura 4. 7. TR de inversión para una planta de biogás.

Fuente: Elaboración propia.

Uno de los análisis que se realizó para conocer el comportamiento del proyecto, fue hacer variaciones con respecto a las tarifas que se manejan a nivel nacional, obteniendo los resultados de la tabla 4.14.

Tabla 4. 14. Resultados de la evaluación económica en diferentes tarifas por región.

VPN	TIR	TR	TARIFA
\$12,345,482.83	16%	7.00 Años	I
\$18,520,142.90	20%	6.00 Años	II

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

VPN	TIR	TR	TARIFA
\$28,198,420.51	26%	5.00 Años	III
\$40,868,458.96	35%	4.00 Años	IV
\$40,278,980.26	34%	4.00 Años	V
\$41,550,404.90	35%	4.00 Años	VI

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados obtenidos para las diferentes tarifas por región, la variación en cuanto al periodo de recuperación varía por periodo de tres años, sin embargo, en cuanto a la TIR y el VPN, si se tiene variación significativa, indicando que el proyecto se vuelve más atractivo mientras tienda a la tarifa de la región VI.

Como se mencionó con anterioridad, para realizar el análisis de sensibilidad se tomó como factor la variación del precio por venta de bioabono, debido a que éste puede tener variación dependiendo el sitio en donde se pretenda vender. Tomando en consideración la variación con respecto a la tarifa I y VI, siendo la tarifa por venta de biogás más desfavorable y favorable, respectivamente. Lo que se buscó en este cálculo, fue estandarizar los precios para ambas regiones y así obtener los resultados del flujo de efectivo dependiendo cada caso. En el análisis de sensibilidad se tomaron los precios de venta del bioabono desde \$0.25 hasta \$4.00 (MXN), (ver tabla 4.15).

Para el primer caso (Tarifa región I y \$0.25 precio bioabono), se tiene un VPN, TIR y TR similar a los resultados obtenidos sin la venta de bioabono (presentado en el cálculo anterior). Cuando el precio por venta de bioabono es de \$3.00 MXN, se tiene casi el doble de VPN con respecto a los 0.25, por lo que es evidente que resulta ser un ingreso significativo la venta de dicho subproducto.

Tabla 4. 15. Análisis de sensibilidad para las tarifas I y VI variando los costos de bioabono.

TIPO DE TARIFA		I	
PRECIO [\$]	VPN [\$]	TIR [%]	TR [Años]
\$0.25	\$13,470,346.49	16%	7.00 Años
\$0.50	\$14,595,210.15	17%	7.00 Años
\$0.75	\$15,720,073.81	18%	7.00 Años
\$1.00	\$16,837,992.93	19%	7.00 Años
\$2.00	\$21,302,072.09	22%	6.00 Años
\$3.00	\$25,766,151.25	25%	5.00 Años
\$4.00	\$30,230,230.40	28%	5.00 Años

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD		VI	
PRECIO [\$]	VPN [\$]	TIR [%]	TR [Años]
\$0.25	\$42,659,846.68	36%	4.00 Años
\$0.50	\$43,769,288.46	37%	4.00 Años
\$0.75	\$44,878,730.24	38%	4.00 Años
\$1.00	\$45,988,172.01	39%	4.00 Años
\$2.00	\$50,425,939.13	43%	4.00 Años
\$3.00	\$54,863,706.24	47%	4.00 Años
\$4.00	\$59,301,473.36	51%	3.00 Años

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

En el caso de la tarifa VI, se tiene muy poca variación en los indicadores financieros presentados, permitiendo una recuperación de inversión prácticamente de 4 años, a excepción del último análisis que resulta ser en 3 años.

De lo anterior, se puede concluir que la tarifa VI presenta mejor estabilidad económica dado que la venta de energía resulta ser una alternativa viable y es casi imperceptible la venta de bioabono. Por otro lado, para la tarifa de la región I, se recomienda vender el bioabono producido para que sea casi igual de atractivo con respecto a la tarifa región VI.

Otra forma de visualizar los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad, son los que se muestran en las figuras 4.8 y 4.9 de VPN y TIR en las tarifas región I y VI, respectivamente.

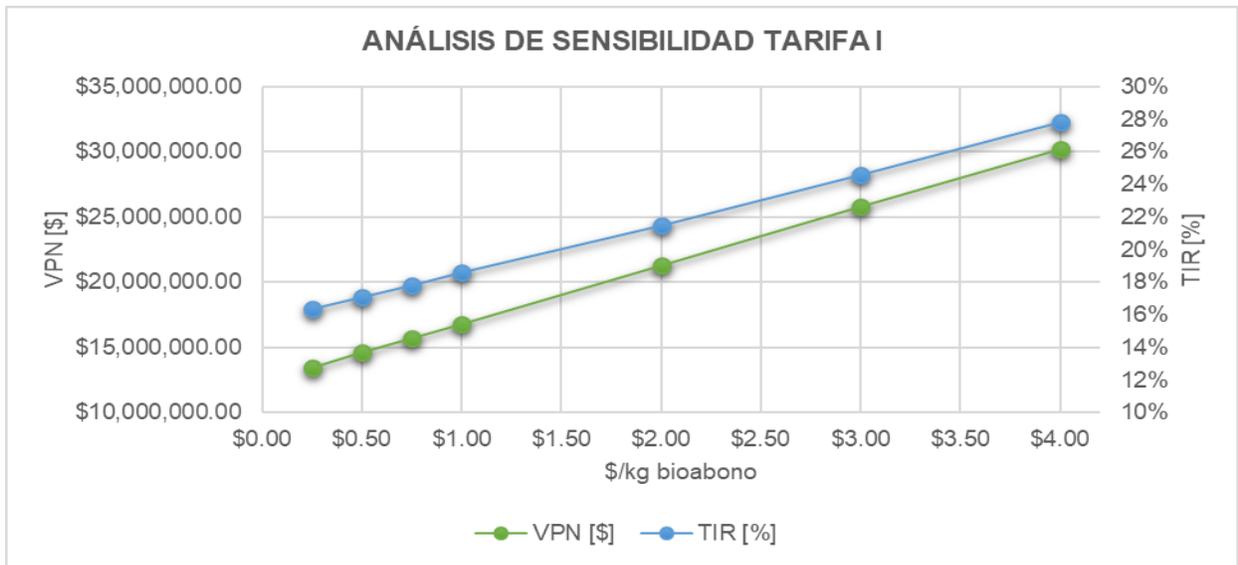


Figura 4. 8. Análisis de sensibilidad para la tarifa de la región I.

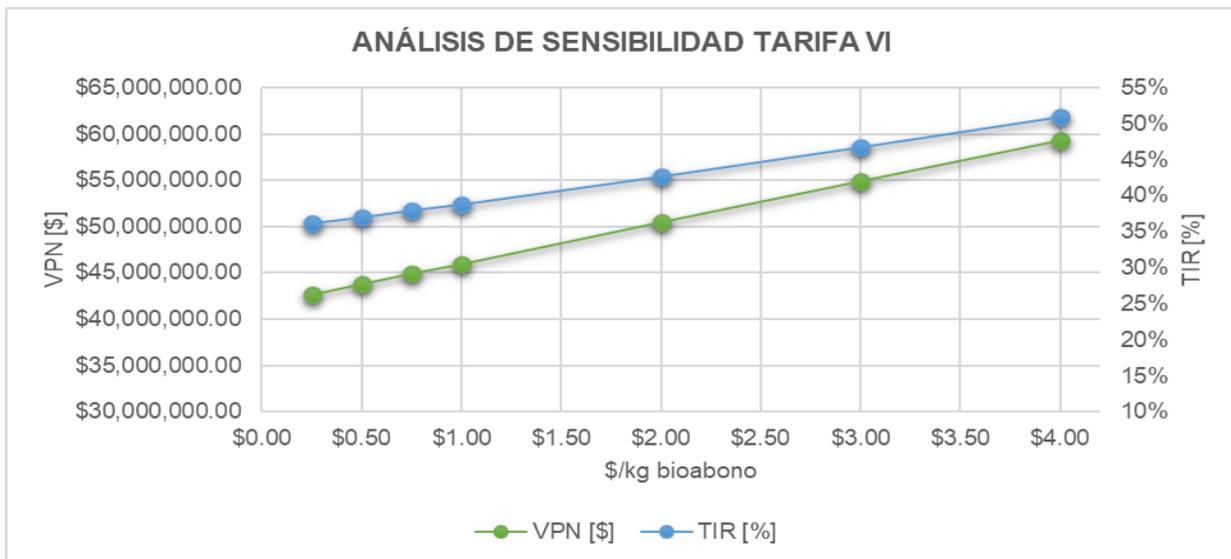


Figura 4. 9. Análisis de sensibilidad para la tarifa de la región VI.

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

Al igual que se hizo el análisis para las grasas y aceites, se tomaron los insumos descritos en el capítulo 3. En cada uno de los casos se obtuvieron los resultados de VPN y TIR, con las diferentes tarifas por región.

Para la tarifa de la región I, los proyectos que resultan viables son la obtención de biogás son los lodos y aguas de PTAR (en todos los casos), residuos de nopal, lácteos, vinazas destileras, orujos de uva, de industria papelera y grasas y aceites de restaurantes. El VPN en estos insumos oscilan entre los 1 a 22 mdp y la TIR entre el 8 al 23%, esto se puede ver en la figura 4.10. Recordando que en el caso de los insumos que son factibles para la tarifa de la región I implica que es factible para cualquier tarifa, sólo que éste sería el caso más desfavorable (considerando el menor precio por venta del biogás de las tarifas analizadas anteriormente).

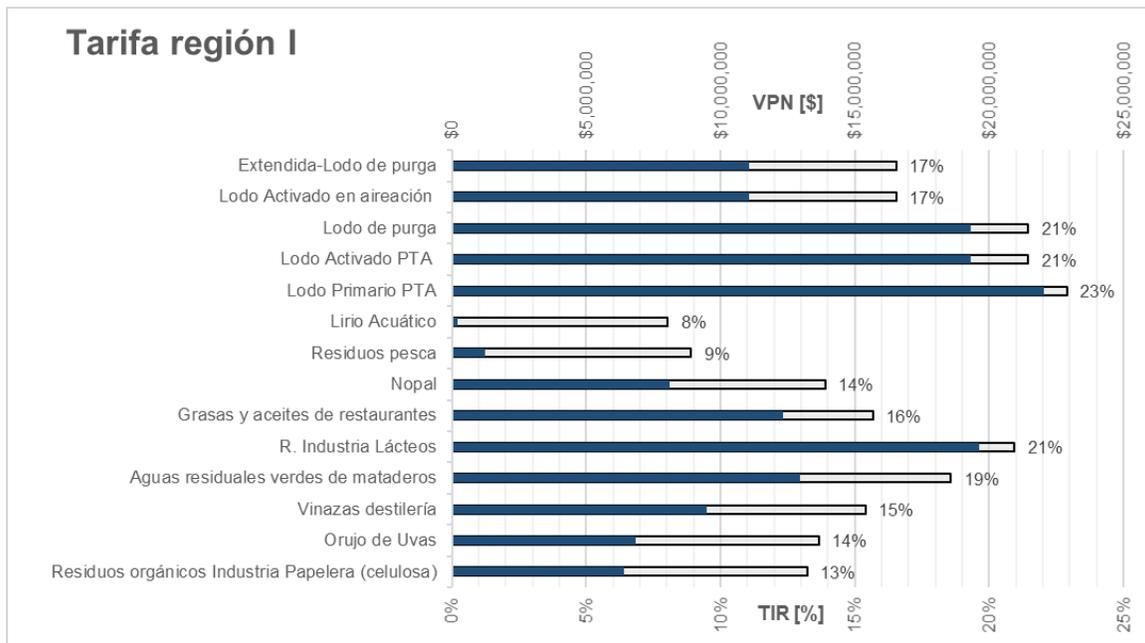


Figura 4. 10. VPN y TIR viables para tarifa región I.

Fuente: Elaboración propia.

Las figuras 4.11 a 4.14 presentan los resultados para los insumos que son viables en las tarifas en las regiones II, III, IV, V y VI, respectivamente. Del primer caso, el VPN oscila entre 0.5 y 9 mdp con TIR entre 8 a 15%, siendo la tarifa de la región II el caso más desfavorable para los insumos presentados en la figura 4.11, pero conforme se analice para tarifas mayores implica que el proyecto es más atractivo. Usando la tarifa región III, el VPN se tiene entre 5 a 8 mdp, con tasas entre el 11 al 16% (ver figura 4.12), que, al igual que en los demás casos, esta tarifa es la más desfavorable para los insumos obtenidos en este rango, por debajo de esta tarifa no resulta un proyecto factible. Para el caso de la región IV, los resultados del VPN están entre 3 a 8 mdp, con una TIR entre 11 al 14% (ver figura 4.13).

En la región V, sólo se obtuvo un insumo factible para esta tarifa como el caso más desfavorable, siendo los lodos separadores de grasa con una TIR del 11% y un VPN de \$2,854,051.34. En cuanto a los insumos que son factibles en la tarifa de la región VI, se tiene un rango de VPN entre 1 hasta 4 mdp y una TIR entre 9 y 13%. Los sustratos que se encuentran en esta tarifa se encuentran en el límite del precio de venta del gas natural (que es el punto de referencia)

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

limitándose únicamente a la venta del biogás en la región VI. Los resultados de la tarifa V y VI se presentan en la figura 4.14.

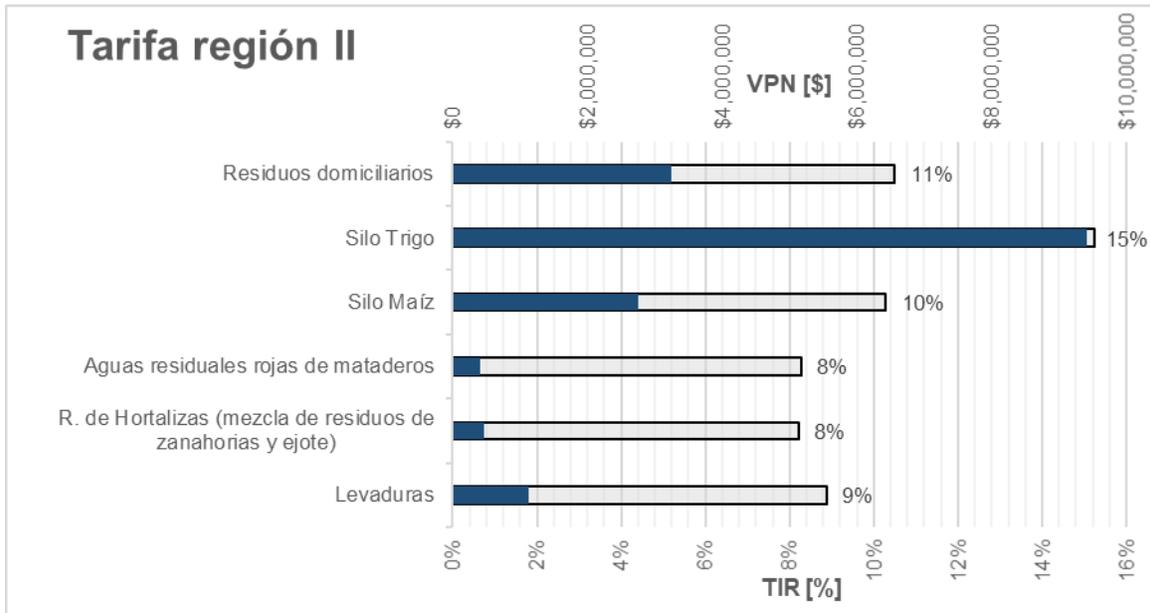


Figura 4. 11. VPN y TIR viables para tarifa región II.

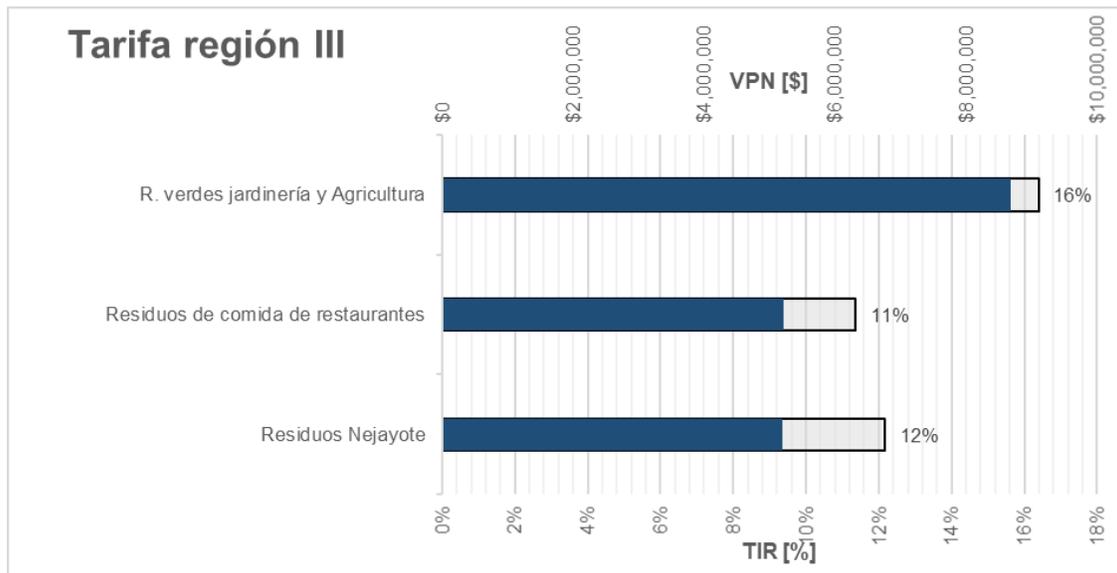


Figura 4. 12. VPN y TIR viables para tarifa región III.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

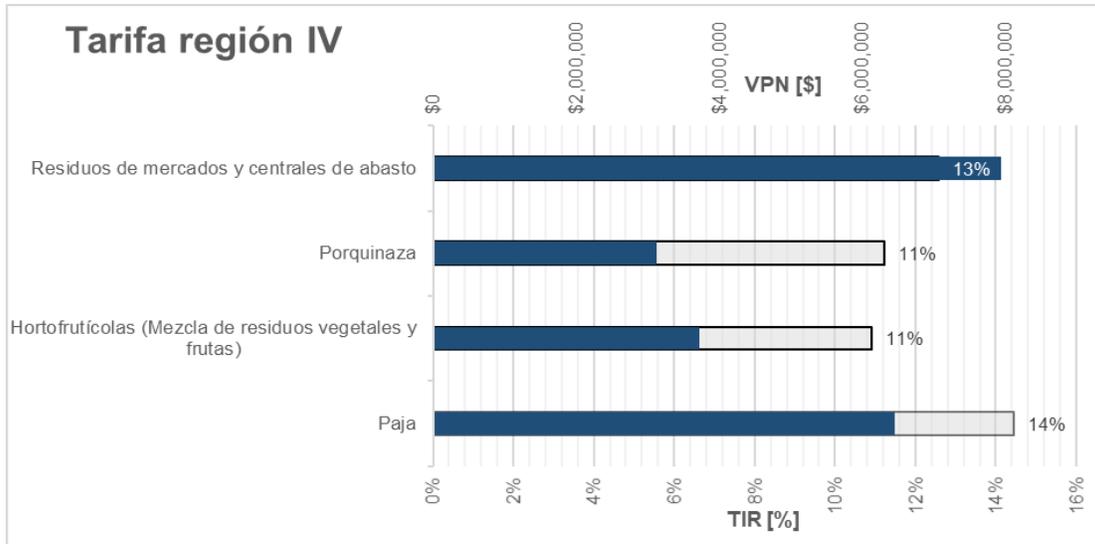


Figura 4. 13. VPN y TIR viables para tarifa región IV.

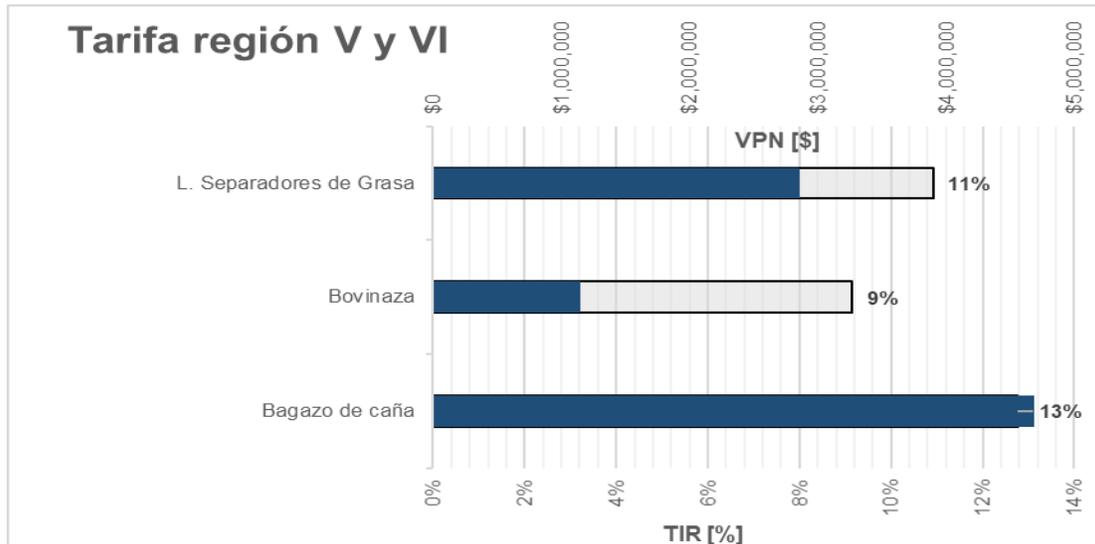


Figura 4. 14. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.

Por otra parte, los residuos que no resultan viables para ningún tipo de tarifa se analizaron de forma diferente realizando un análisis de sensibilidad con respecto a la venta del bioabono, obteniendo precios por venta del subproducto, esto ayuda a hacer viable los proyectos. Todos los insumos se analizaron únicamente para la tarifa VI, dado que mientras más tienda a tarifa I se tendrían que elevar los precios del bioabono, pudiendo perder viabilidad en el proyecto al darle más peso a la venta de bioabono con respecto a la energía. Por lo tanto, los resultados para estos casos serían los que se presentan en la figura 4.15 y los precios por venta de bioabono para que los proyectos sean factibles se presentan en la figura 4.16.

Los resultados en forma de resumen de la evaluación económica para los diferentes insumos se presentan en el Anexo 2 figura A-2.1.

CAPITULO IV. Evaluación económica para plantas de biogás y biodiésel a nivel industrial

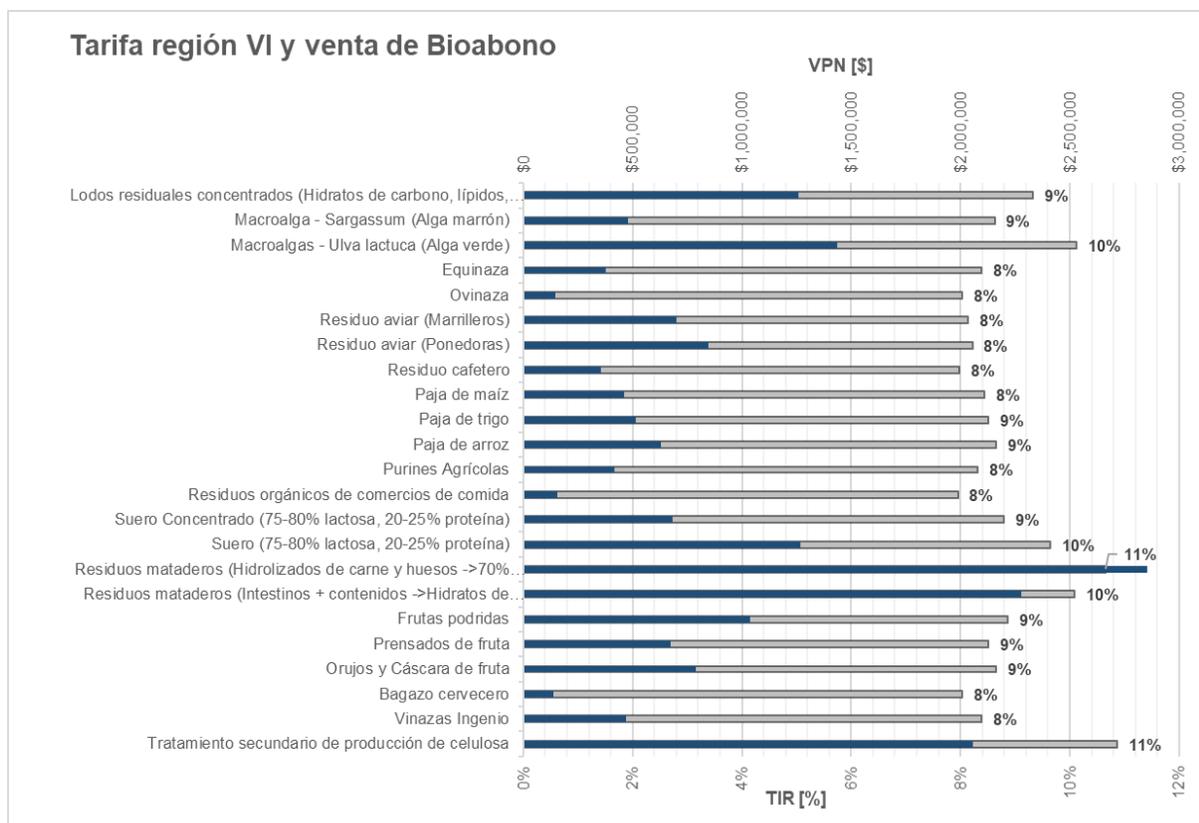


Figura 4. 15. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.

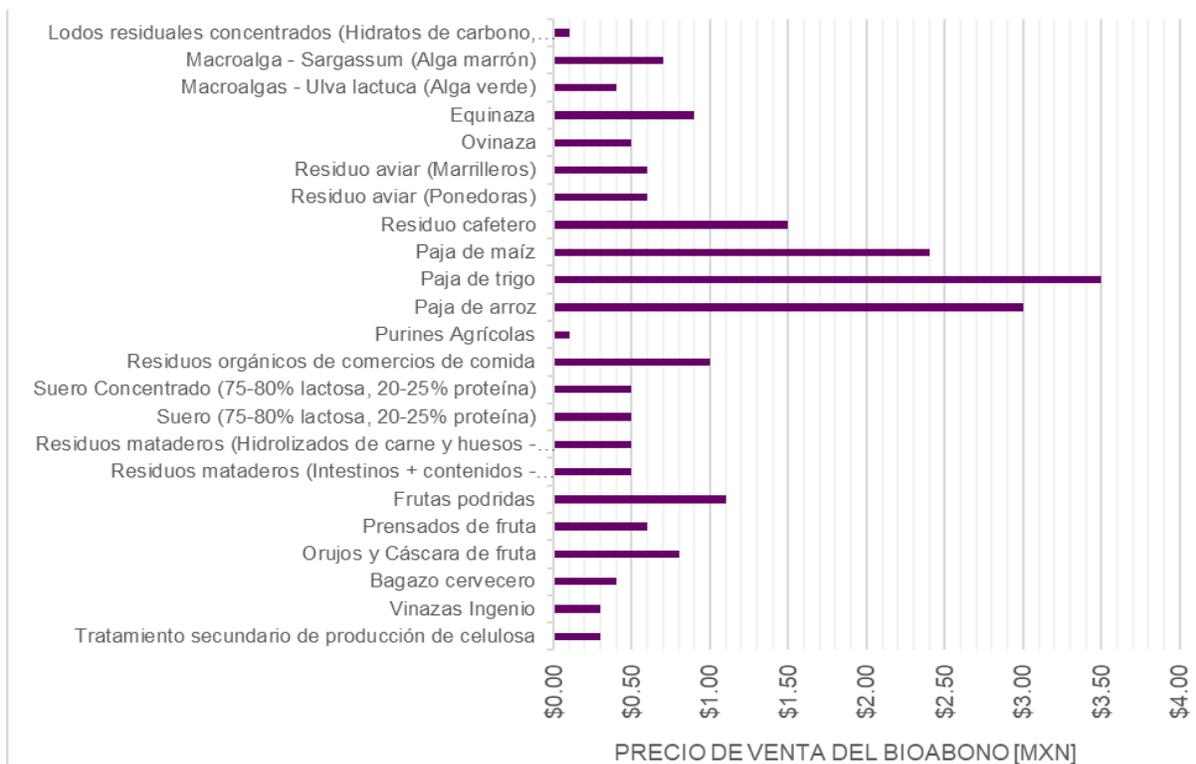


Figura 4. 16. VPN y TIR viables para tarifa región V y VI.

CAPÍTULO V. Análisis comparativo de los beneficios entre biogás y biodiésel

5.1. Análisis comparativo de los beneficios energéticos y de producción

De los resultados obtenidos y presentados en el anexo 1, haciendo una comparativa energética de las biomásas de estudio en la conversión de biogás y biodiésel se llega a lo siguiente:

Analizando solamente dos insumos (en ambos extremos energéticos; siendo una de las biomásas con mayor producción energética y otra con escaso valor energético), tomando para el biogás los residuos lácteos y paja de maíz (desechos de cosecha de maíz); del primero se obtienen 600 m³ de biogás, en donde su equivalente energético a gas natural es de 13,862.68 MJ (tomando su poder calorífico para realizar la comparativa con otros biocombustibles). Por otra parte, la paja de maíz producirá 81.9 m³ de biogás por tonelada de insumo dentro del biodigestor; su equivalencia energética a gas natural de este insumo es de 13,862.68 MJ, o bien, 14,236.20 MJ con su equivalencia a diésel.

Por otra parte, si se toman los extremos obtenidos del biodiésel, los resultados que presentan el aceite de girasol de fritura (siendo el insumo con menor aportación energética) de la producción de 1 tonelada de aceite se genera 1.1 m³ de biodiésel, teniendo un valor energético de 36,118.38 MJ, o bien, 39,471.27 MJ a equivalencia de diésel. Para el insumo con mayor valor energético se tuvo el sebo vacuno, con 1.16 m³ de diésel, equivalente a 38,133.52 MJ de biodiésel, o 41,672.90 MJ de diésel.

Comparando los extremos energéticos de la producción de biogás con respecto al biodiésel, es notorio que resulta más atractivo la producción de biodiésel siendo viable en este rubro, sin embargo, el proceso de obtención (como se explicó en el capítulo 3), resulta ser un sistema holístico complejo, pero con mayor aportación energética.

Es importante mencionar que, aunque el beneficio energético resulta mayor para el biodiésel, no significa que el biogás se discrimine como medida para el aprovechamiento de diferentes biomásas, es importante mencionar que el biodiésel sólo puede utilizarse en el caso de grasas y aceites comestibles. Si se quisiera llevar un sistema de gestión de residuos sólidos orgánicos resulta viable su conversión por medio de biodigestión, esto ayuda a reducir contaminantes a la atmósfera y transformación energética de dichos gases. También es importante mencionar que los residuos utilizados para la biodigestión pueden ser de tipo sólidos, semisólido, semilíquido y líquido, y que, para aumentar la eficiencia de conversión, en los casos en que su transformación fue muy baja, se recomienda hacer una codigestión, implicando introducir más de una biomasa que ayude a mejorar la producción de biogás. En los casos que se analizaron biomásas sólidas, la eficiencia resultó ser menor debido a que, como ya se mencionó, la obtención de biogás es proporcional al contenido de sólidos volátiles. Por tanto, para obtener mejores resultados en el biogás de los insumos sólidos, se recomienda la codigestión con uno o más insumos que enriquezcan las propiedades dentro del biodigestor.

No obstante, en el caso del biodiésel tal vez se pueda llevar a cabo una cogeneración de los aceites con las grasas, pero esto implicaría forzosamente realizar la éster y transesterificación (siendo que como ya se mencionó, sólo se requiere la esterificación para el caso de los aceites), tomando los modelos de conversión de la figura 3.16. Es importante mencionar que tanto teórica como prácticamente no se han presentado resultados de la mezcla de dos insumos para un

reactor de biodiésel, debido a la inestabilidad que se puede presentar en el reactor con respecto a las condiciones de presión y temperatura (recordando que cualquier variación puede afectar el producto, transformando el biodiésel en jabones o residuos indeseables).

5.2. Análisis comparativo de los beneficios ambientales

Al igual que en el caso anterior, en el capítulo III, se obtuvo la reducción de emisiones de CO₂ por la transformación energética de las diferentes biomásas. Comparando la reducción de emisiones para el caso del biogás, se tienen desde 3.61 hasta 800 kg CO₂ equivalente por tonelada de insumo. De las biomásas que aportan mayores reducciones a las emisiones se tienen las grasas y aceites con 696.60 kg de CO₂ y el lirio acuático con 799.80 kg de CO₂, implicando que si se convierte el CO₂ a biometano dichas emisiones no impactarán a la atmósfera y a su vez, se utilizará como factor energético. Los resultados de la reducción de emisiones de CO₂ de cada una de las biomásas analizadas para la producción de biogás se presenta en anexo 1 figura A-1.3.

En el caso del biodiésel, la equivalencia a emisiones de CO₂ varían entre los 3,034.63 y 2,874.30 kg de CO₂ para los casos de sebo vacuno y aceite de girasol, respectivamente. Presentando los resultados de reducción de emisiones en el anexo 1, figura-1.7.

Es importante denotar que el beneficio ambiental resulta mayor para el caso de los insumos transformados a biodiésel, por el mismo motivo que en el caso de los beneficios energéticos, siendo el poder calorífico del biodiésel mayor con respecto al biogás, implicando su conversión ambiental directamente proporcional a la energética.

La transformación en ambos casos resulta benéfica ambientalmente, al usar los residuos municipales e industriales al introducirlos a una cadena de valor, ayudado a disminuir las afectaciones por disponerlos en rellenos sanitarios; en el mejor de los casos, tiraderos a cielo abierto o directamente en alcantarillas que perjudican la infraestructura urbana y los procesos de tratamiento, en el caso de la mezcla con aguas residuales.

5.3. Análisis comparativo de los beneficios económicos

Para conocer a viabilidad de instalación de una planta de energías renovables siempre se tendrá como punto de referencia los precios energéticos ofertados provenientes de fuentes fósiles, si el precio al que se vende el biocombustible resulta mayor con respecto a los combustibles fósiles, entonces no es viable su inversión como energético. Sin embargo, en este tipo de situaciones se puede tomar como punto de referencia los beneficios ambientales que aporta la instalación de la planta para considerar una inversión.

En el capítulo IV, se realizó la evaluación económica del biogás y del biodiésel para diferentes tipos de biomásas. En el primer caso, se evaluaron los sustratos en donde el precio de venta es el equivalente a las seis regiones existentes en México para el gas natural (recordando que al purificar el biogás se obtiene el biometano, el cual tiene las mismas características energéticas del gas natural), lo que representa que el costo sólo puede variar en cualquiera de dichas regiones y no se pueden presentar precios por encima de éstos.

Para el punto de venta del biodiésel no se puede manejar por regiones, dado que el precio del diésel es muy variable entre municipios o localidades, lo que deja una amplia gama de precios en el mercado. Es por eso, que para su análisis se consideró un precio medio del diésel a nivel nacional y se trató de obtener el precio de venta del biodiésel por debajo de éste, cosa que fue

CAPÍTULO V. Análisis comparativo de los beneficios entre biogás y biodiésel

muy difícil debido a los costos de inversión de la planta. Si se analiza un poco más a fondo, uno de los problemas que tiene el biodiésel son los elevados costos de los insumos (el metanol, el H_2SO_4 , KOH) y la recolección del insumo.

En el caso del biogás se consideró una planta de 100 T diarias, recordando que para los otros cálculos se tomó una carga unitaria de 1 T/día, una de las cosas que se comentó fue que para poder escalar la planta y que fuera representativo el resultado sería mejor analizarlo para dicho valor, sin embargo, puede ser aplicable a cualquier tipo de insumo diario.

De los resultados del análisis económico la biomasa que tuvo mayor costo de inversión fueron los residuos cafeteros, con una inversión de \$45,916,803.01, recordando que debido al peso volumétrico del residuo se requerirían 4 biodigestores con respecto a las otras biomásas que sólo requieren 2 biodigestores para el insumo dado (el número de biodigestores, así como las características de las demás estructuras se presentan en el anexo 1 tabla A-1.3). De este mismo insumo, se tiene una TIR de 6.76% y, como se explicó en el capítulo anterior, cuando la TIR es menor a la tasa de descuento aplicada, el proyecto no resulta viable, por lo que, para este caso así como para algunos otros insumos, se realizó un análisis considerando el precio por venta del bioabono. Siguiendo con el ejemplo de los residuos cafeteros, el precio de venta de bioabono para hacer factible el proyecto sería de \$1.50 /kg, esto aumentaría el VPN a \$353,841.53, con una TIR del 8%. De los demás insumos que requieren forzosamente la venta de bioabono (la cual se presentó en las figuras 4.15 y 4.16), se puede considerar también una codigestión con otros insumos que presenten mejores características para la conversión a biogás.

Por otra parte, los insumos que no tienen forzosamente que vender bioabono para ser económicamente factibles, tienen la ventaja que, al vender dicho subproducto, sus indicadores financieros tenderán a elevarse, esto es una variable que le da holgura al proyecto.

En el caso del biodiésel, la evaluación de la planta se proyectó para insumos de 1 T diaria, siendo las grasas las que tendrán un mayor coste de inversión inicial, (debido a que para su transformación se requieren dos reactores; éster y transesterificación, como se explicó en el capítulo 3) con respecto a los aceites. El insumo más desfavorable para la conversión a biodiésel, según los resultados obtenidos, es el sebo vacuno, resultando una TIR de 7.95%, periodo de recuperación de 11 años y requiriendo un precio de venta de \$26.80 para que el proyecto sea económicamente factible. Por otra parte, de los resultados de la evaluación económica del sebo de pollo se tiene, según los resultados de este trabajo, una TIR de 7.9%, un periodo de recuperación de 11 años y el precio de venta al mercado será de \$20.30. De estos dos insumos mencionados, el primero no es económicamente viable, dado que está por encima del costo del diésel, por lo que sería un problema pensar en invertir en el proyecto. No obstante, el sebo de pollo resulta ser más atractivo, al encontrarse por debajo del costo del diésel. Los resultados de todos los insumos analizados para los diferentes insumos transformados a biodiésel se presentan en el anexo 2 figuras A-2.2 (costos de inversión y anuales) y A-2.3 (precio de venta factible por insumo, TIR y periodo de retorno).

Comparando lo obtenido del biogás con respecto al biodiésel, se tendrá que la inversión para las plantas de biodiésel es demasiado elevada, comparándolas con las del biogás y recordando la cantidad de sustrato. Para el biogás fueron muy pocos los insumos que no eran económicamente viables y eso fue porque no se producía la energía requerida para que los ingresos fueran mayores a los egresos de la planta, sin embargo, se pueden mejorar las condiciones de la planta proponiendo sistemas de codigestión que mejoren las características del producto.

CAPÍTULO V. Análisis comparativo de los beneficios entre biogás y biodiésel

Para el biodiésel se tuvieron resultados no tan deseables en la evaluación económica, siendo 5 de los insumos mayores al precio de venta del diésel, lo que significa que no serán económicamente factibles si se comparan con el combustible fósil. Por otro lado, los insumos que fueron menores sus costos, puede pensarse en introducirse al mercado y sabiendo que se tendrá una recuperación entre 8 y 10 años. Comparando esto con el biogás, resulta ser en menor tiempo el periodo de recuperación, aunque la inversión y dimensión de la planta sean mayores se logran mejores resultados económicos.

Uno de los factores, como ya se mencionó, que son detonante en el costo, son los insumos de conversión del biodiésel y los costos de logística por recolección, siendo que en México no se cuenta con sistemas de recolección de aceites o grasas, pero que son fundamentales para que no se tengan descargas directas al alcantarillado.

Finalmente, de los resultados obtenidos en la evaluación económica, se obtuvo que no todos los sustratos cumplen una viabilidad económica y, que actualmente, sigue siendo un tema de estudio en el mercado energético (en el tema de energías renovables), dado que se sigue tratando de obtener tecnologías que sean competitivas con los combustibles fósiles, midiendo las ventajas ambientales con las económicas en beneficio de la emisión de gases efecto invernadero.

CONCLUSIONES

Una de las premisas de este trabajo fue la utilización de residuos orgánicos generados en los sectores industriales, municipales y de aguas residuales para introducirlos a una cadena de valor. De los resultados obtenidos se logró conocer las características y propiedades de diferentes sustratos para su transformación a biogás y biodiésel, coadyuvando los beneficios resultantes.

Dados los resultados de la investigación, se conocieron las condiciones que hacen o no atractivo a un proyecto de generación de energías limpias enfocado al tema de biocombustibles. Una de las conclusiones a las que se llegaron, fue el problema que se tiene en cuanto a la factibilidad económica. Esto ha sido un obstáculo para el desarrollo de biocombustibles en México, debido a que, al no ser tecnologías competitivas con respecto a las fósiles, no hay interés por la inversión privada o pública en el desarrollo de dichos proyectos. A pesar de que los beneficios ambientales y energéticos que aporta son muy grandes, se tiene el problema, en el caso de algunos insumos del biogás y en la mayoría de los insumos para el biodiésel; no se logra un proyecto rentable por la venta de energía (considerando que para el biodiésel en la evaluación económica si se consideró la venta del subproducto; la glicerina). Asimismo, explicaría porqué en México hay tan poca inversión en plantas de producción de biocombustibles. A pesar de que en otros países se han desarrollado estas tecnologías en gran cantidad, México no ha llegado a una cultura ambiental que se preocupe por la disposición de todos los residuos mencionados en este trabajo. Aunque actualmente se han propuesto programas que fomentan la separación de residuos, no se ha logrado del todo el interés social (sólo en algunas partes del país) y no se tiene un plan de utilización de los residuos orgánicos, aunque estén separados (esto hablando del sector público). Para el caso del sector privado, se ha tenido más iniciativa en la utilización de sus residuos, dado que para ellos implica un beneficio la utilización y generación energética que disminuya sus costes por compra de combustible y/o generación eléctrica, esto aplicado al caso del biogás.

El aprovechamiento energético integral de los residuos tanto sólidos como líquidos permitirá disponerlos de forma segura, obteniendo distintos beneficios energéticos, ambientales y de salud que impactan a la ecología del país y mundial, considerando como esquema de manejo sustentable en un entorno de economía circular que coadyuva en los procesos de reducción de emisiones y cumpliendo metas del acuerdo de París respecto al cambio climático y la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) y Contaminantes Climáticos de Vida Corta (CCVC).

La producción de una planta de biogás o biodiésel dependen de muchos factores, datos locales y regionales que hay que tomar en cuenta en la ingeniería final de cada proyecto junto con distintos aspectos relacionados con las características tanto de los insumos como de su manejo, disponiéndolos de manera sustentable, sistematizada y organizada. En este trabajo se limitó a usar datos unitarios, así como estandarizar variables que determinan los aspectos económicos, sin embargo, para los proyectos puntuales se debe hacer un análisis completo pudiendo tomar como punto de partida los datos proporcionados en este trabajo.

La estandarización en los modelos matemáticos y esquemas conceptuales que determinan la producción del biogás y biodiésel, resulta ser una manera viable de analizar los beneficios energéticos y pueden tomarse para futuros proyectos que ayuden a escalar plantas a nivel industrial y en cualquier sector de aplicación mencionado en este trabajo.

Actualmente, el biodiésel sigue siendo un biocombustible poco factible económicamente, dado que no resulta competitivo en el mercado por sus altos costos de producción. De igual forma, se tiene el problema de logística de recolección de los insumos, lo que reduce el panorama de expansión si se piensa en dar un tratamiento a los aceites y grasas que se desechan todos los días a nivel nacional y convertirlos en biocombustible. Sin embargo, el potencial energético y ambiental resultan ser factores atractivos para su implementación, pero queda a expensas de una mejora en las tecnologías de transformación.

El biogás, por su parte, cuenta con viabilidad económica, aunque el beneficio energético y ambiental sea menor con respecto a los resultados obtenidos del biodiésel. Los insumos que presentan poco valor energético se recomiendan plenamente una codigestión para aprovechar al máximo los beneficios de este biocombustible.

Por lo tanto, se puede saber que las ventajas de la utilización de los residuos como insumo para la generación energética, aportará grandes beneficios ambientales y energéticos, en la parte ambiental se tiene la utilización de menores espacios de disposición de residuos en sitios controlados y no controlados, menor vertido de grasas y aceites en drenaje urbano, esperando en ambos casos tender a cero en un futuro. Otras ventajas son la reducción de emisiones de GEI, producción energética y disminución de uso de energías fósiles.

ANEXO 1

Para un análisis comparativo de beneficios ambientales y equivalencias energéticas en la producción de biogás y biodiésel, se tomó en consideración el procesamiento de 1000 kg de sustrato. En el caso del biogás cada uno de los insumos se presentan en el capítulo 3, tabla 3.6. Para el caso del biodiésel los sustratos se presentan en la tabla 3.9 y 3.10 del mismo capítulo.

Biogás

Para el caso de biogás, se presenta en la tabla A-1.1 el resultado de los diferentes sustratos biodigeridos, obtenidos matemáticamente por medio de las ecuaciones presentadas en el capítulo 3- figura 3.9.

Tabla A-1. 1. Productos del proceso de biodigestión

	BIOMASA	Biogás [Nm ³]	CH ₄ [Nm ³]	Digestato [T]	CO ₂ [m ³]	Disminución CO ₂ [kgCO ₂ /Nm ³]
1.1	Residuos orgánicos Industria Papelera (celulosa)	388.00	232.80	0.03	155.20	500.52
1.2	Tratamiento primario de producción de celulosa	107.58	64.55	-	43.03	138.78
1.3	Tratamiento secundario de producción de celulosa	68.00	40.80	0.83	27.20	87.72
2.1	Bagazo de caña	197.85	118.71	0.24	79.14	255.22
2.2	Vinazas Ingenio	150.00	82.50	0.25	67.50	177.38
2.3	Paja	214.97	128.98	0.21	85.99	277.31
3.1	Orujo de Uvas	377.00	233.74	0.42	143.26	502.54
3.2	Vinazas destilería	435.00	261.00	0.25	174.00	561.15
4.1	Levaduras	320.00	166.40	0.20	153.60	357.76
4.2	Fangos de depuradora	106.06	63.64	-	42.42	136.82
4.3	Bagazo cervecero	59.36	35.62	0.67	23.74	76.57
5.1	Orujos y Cáscara de fruta	180.00	72.00	0.25	108.00	154.80
5.2	Prensados de fruta	210.00	84.00	0.25	126.00	180.60
5.3	Frutas podridas	157.50	63.00	0.25	94.50	135.45
6.1	R. de Hortalizas (mezcla de residuos de zanahorias y ejote)	464.10	185.64	0.09	278.46	399.13
6.2	Hortofrutícolas (Mezcla de residuos vegetales y frutas)	352.36	140.94	0.08	211.42	303.03
6.3	Residuos de tomate	18.82	9.41	-	9.41	20.23
6.4	Residuos mataderos (Intestinos + contenidos ->Hidratos de carbono, proteínas, lípidos)	105.00	41.25	0.85	33.75	88.69
6.5	Residuos mataderos (Hidrolizados de carne y huesos - >70% proteínas, 30% lípidos)	100.00	38.50	0.90	31.50	82.78
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	460.00	276.00	0.08	184.00	593.40
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	270.00	148.50	0.55	121.50	319.28
6.8	Residuos Nejayote	296.00	171.68	0.20	124.32	369.11
6.9	Aguas residuales del nejayote	47.40	27.49	-	19.91	59.11
7.1	R. Industria Lácteos	600.00	360.00	0.20	240.00	774.00
7.2	Suero (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	2.80	1.68	0.93	1.12	3.61
7.3	Suero Concentrado (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	18.00	10.80	0.82	7.20	23.22
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	408.00	126.48	0.15	281.52	271.93
8.2	Residuos de comida de restaurantes	356.00	202.92	0.11	153.08	436.28
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	540.00	324.00	0.10	216.00	696.60
9.1	Purines Agrícolas	171.60	94.38	0.22	77.22	202.92
9.2	R. verdes jardinería y Agricultura	240.30	168.21	0.11	72.09	361.65
9.3	Silo Maíz	345.60	179.71	0.04	165.89	386.38
9.4	Silo Trigo	450.80	234.42	0.02	216.38	503.99

	BIOMASA	Biogás [Nm ³]	CH ₄ [Nm ³]	Digestato [T]	CO ₂ [m ³]	Disminución CO ₂ [kgCO ₂ /Nm ³]
9.5	Paja de arroz	85.56	51.34	0.07	34.22	110.37
9.6	Paja de trigo	84.60	50.76	0.06	33.84	109.13
9.7	Paja de maíz	81.90	49.14	0.09	32.76	105.65
9.8	Nopal	418.60	263.72	0.09	154.88	566.99
9.9	Residuo cafetero	475.00	256.50	0.05	218.50	551.48
10.1	Residuo aviar (Ponedoras)	270.00	183.60	0.40	86.40	394.74
10.2	Residuo aviar (Marrilleros)	355.50	213.30	0.21	142.20	458.60
10.3	Bovinaza	172.80	100.22	0.36	72.58	215.48
10.4	Porquinaza	192.00	111.36	0.36	80.64	239.42
10.5	Ovinaza	120.00	72.00	0.20	48.00	154.80
10.6	Equinaza	38.40	23.04	0.36	15.36	49.54
10.7	Residuos pesca	314.90	198.39	0.06	116.51	426.53
11.1	Residuos domiciliarios	300.00	195.00	0.25	105.00	419.25
11.2	Residuos de mercados y centrales de abasto	330.30	198.18	0.10	132.12	426.09
11.3	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	58.56	30.16	0.68	28.40	64.84
11.4	Macroalga - Sargassum (Alga marrón)	56.40	7.90	0.53	48.50	16.98
11.5	Lirio Acuático	292.40	184.21	0.14	108.19	396.06
12.1	Lodo Primario PTA	600.00	372.00	0.25	228.00	799.80
12.2	Lodo Activado PTA	560.00	347.20	0.40	212.80	746.48
12.3	Lodo de purga	560.00	347.20	0.30	212.80	746.48
12.4	Lodo Activado en aireación	440.00	272.80	0.30	167.20	586.52
12.5	Extendida-Lodo de purga	440.00	272.80	0.45	167.20	586.52
12.6	Lodos residuales concentrados (Hidratos de carbono, lípidos, proteínas)	127.50	89.25	0.45	38.25	191.89
12.7	L. Separadores de Grasa	180.00	111.60	0.85	68.40	239.94

En donde la disminución de CO₂ está referida a la conversión del metano a CO₂ equivalente, considerando como las emisiones producidas de los sustratos al no ser valorizados energéticamente (ver figura A-1.3).

Lo anterior se puede observar gráficamente en las figuras A-1.1, A-1.2 y A-1.3. En el caso de la primera figura se presentan cada uno de los productos obtenidos en el proceso de biodigestión, mientras que en la figura A-1.2 se muestran los porcentajes de cada uno de los productos obtenidos por tipo de sustrato.

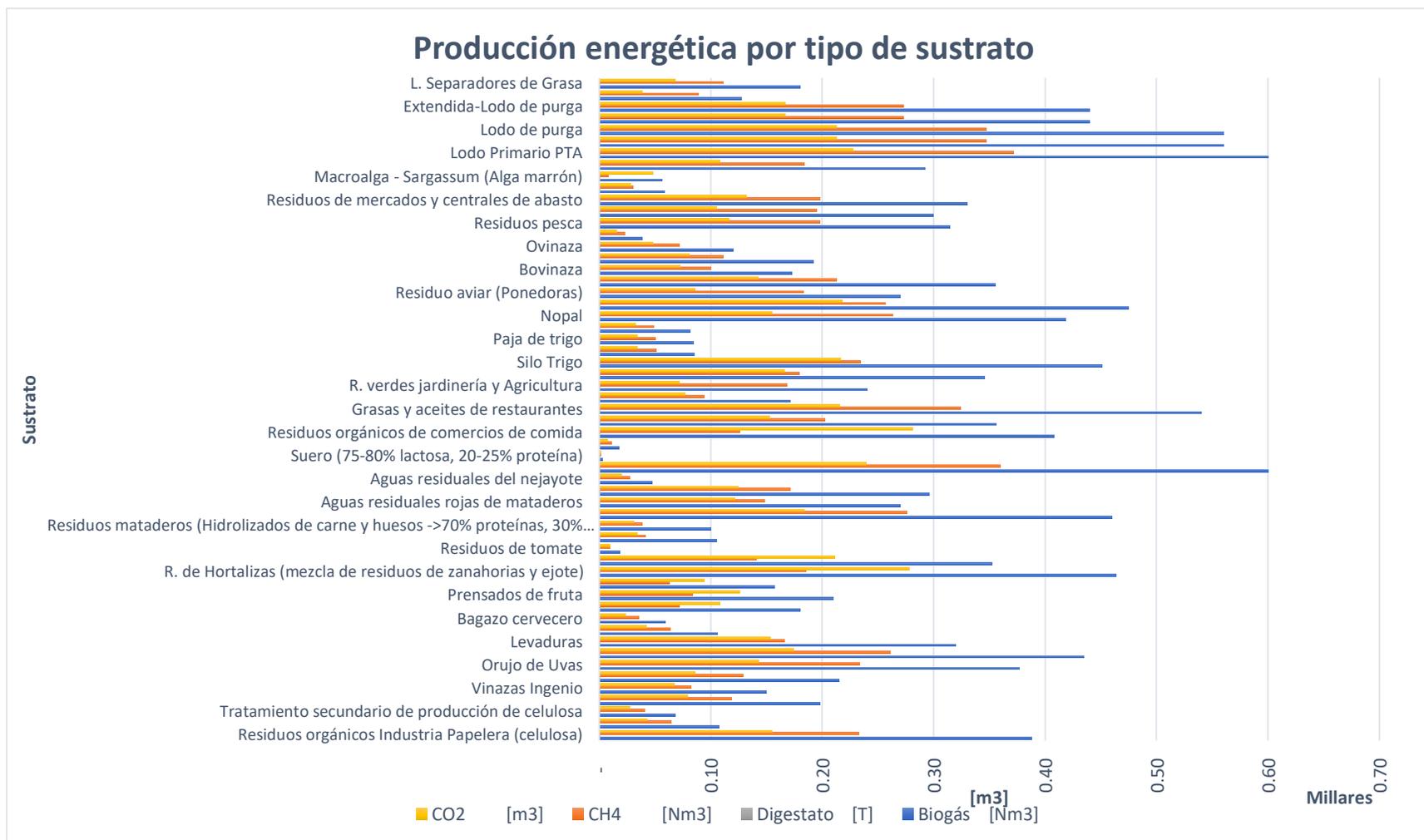


Figura A-1. 1. Producción de biogás por tipo de sustrato

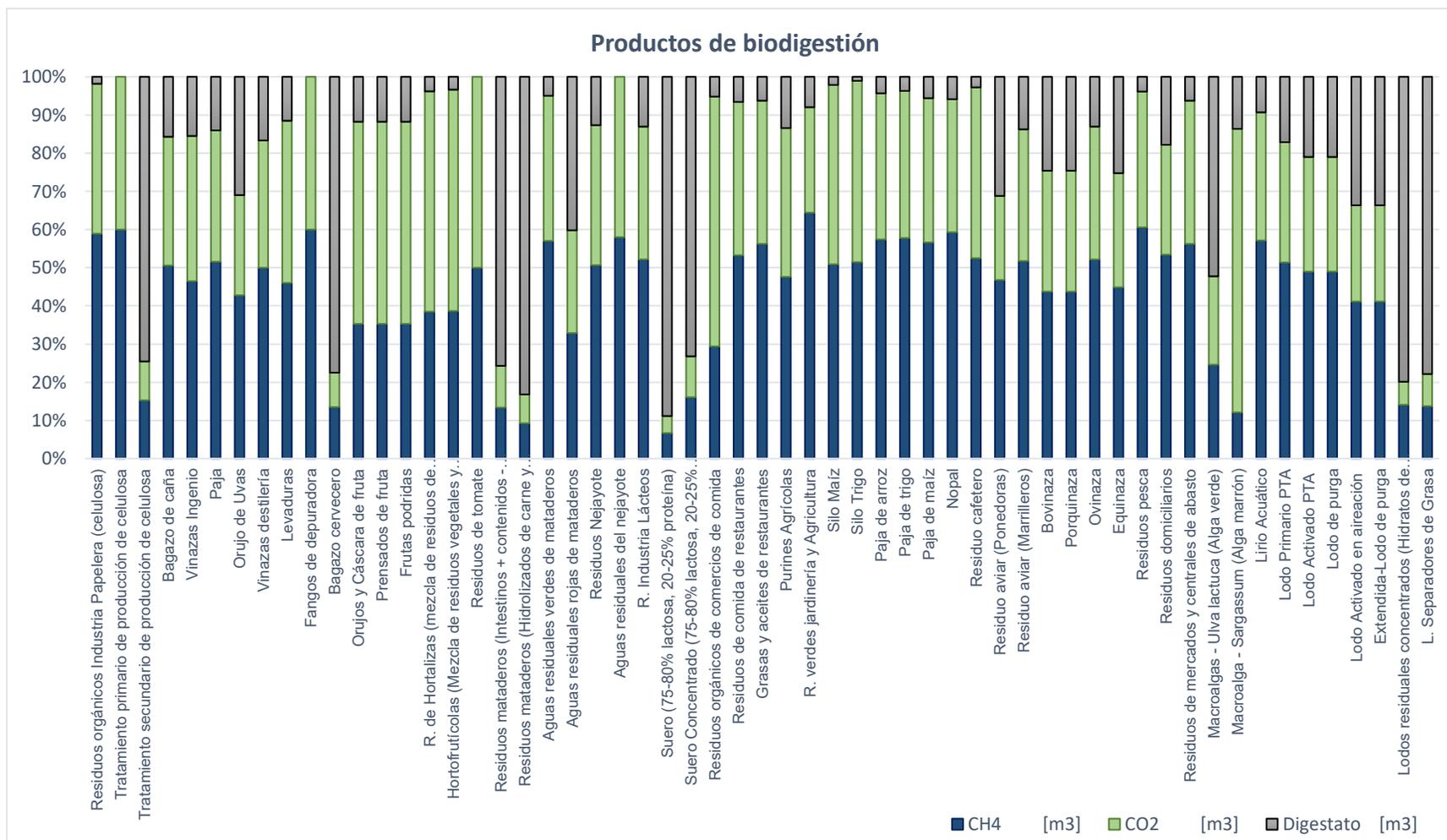


Figura A-1. 2. Productos por cada tipo de biomasa

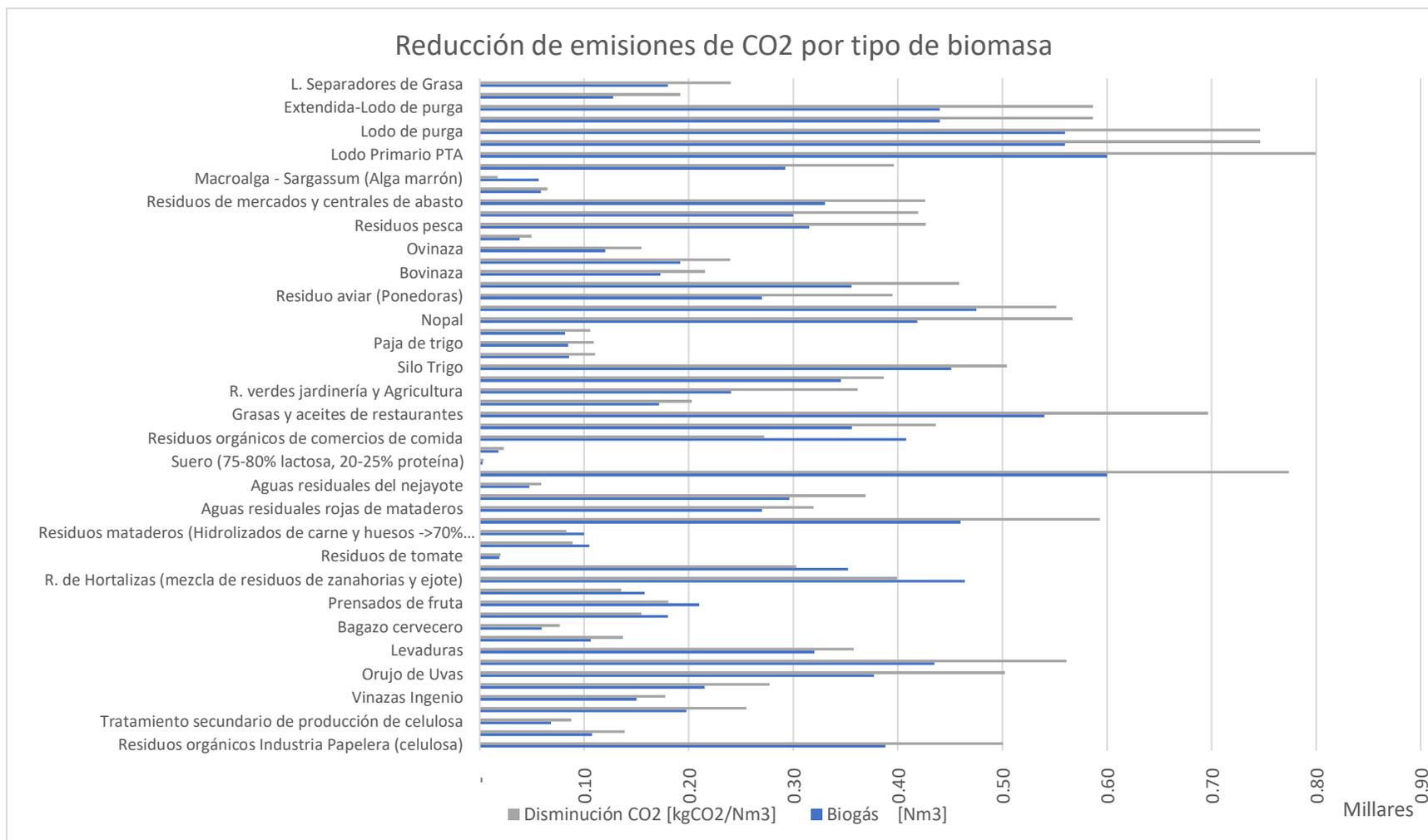


Figura A-1. 3. Reducción de emisiones de CO₂ por utilización de CH₄

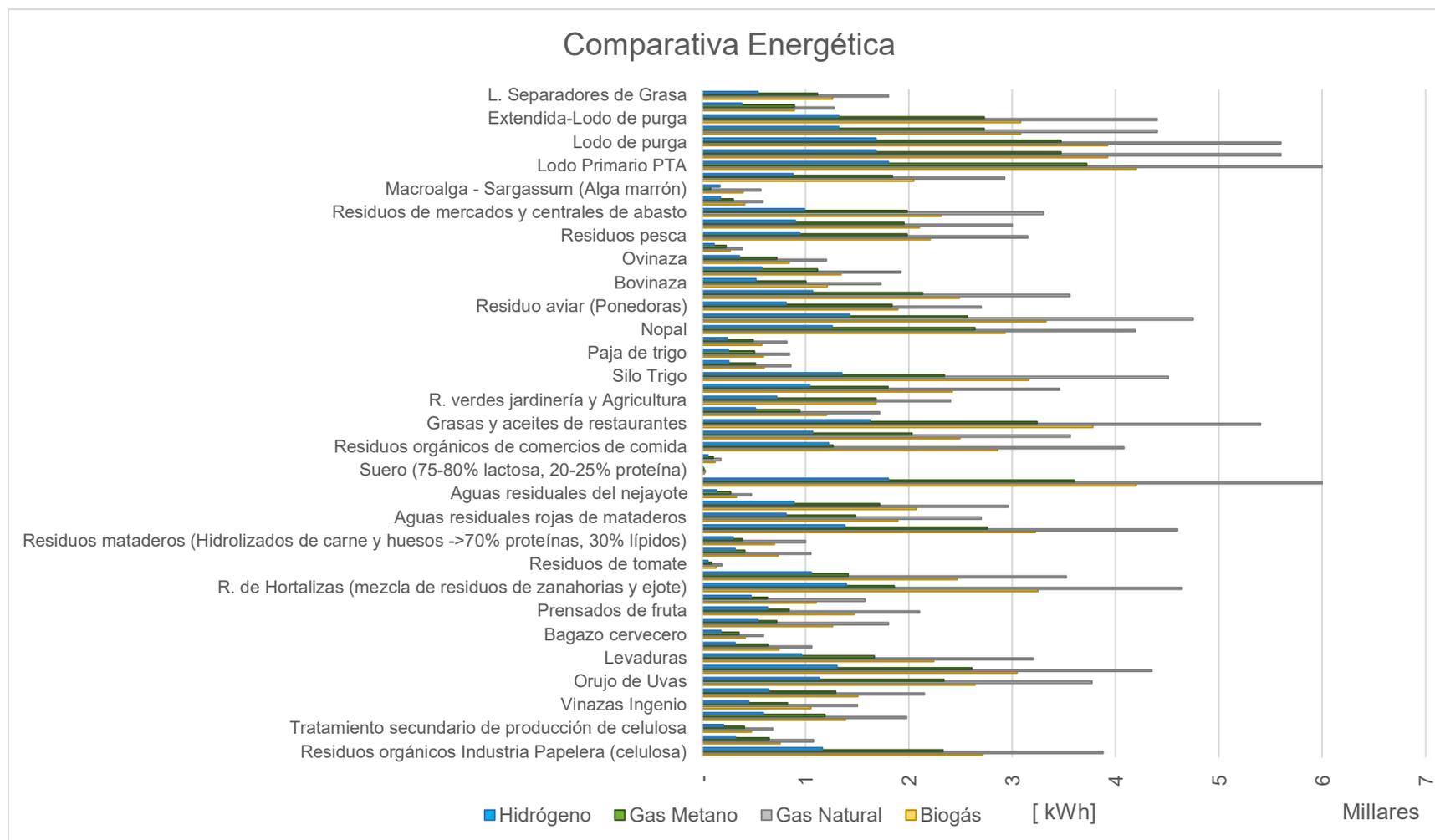


Figura A-1. 4. Comparativa energética con otros combustibles

Para el caso de las equivalencias energéticas (ver tabla A-1.2), se tomaron los siguientes factores de conversión:

0.60 m³ GN / m³ Biogás

0.70 L gasolina / m³ Biogás

0.66 L diésel /m³ Biogás
 19,930.00 kJ / m³ Biogás
 38,563.00 kJ / m³ GN
 32,220.00 kJ / L gasolina
 35,950.00 kJ / L diésel

Tabla A-1. 2. Equivalencias energéticas del biogás

BIOMASA	Biogás	EQUIVALENCIAS				PODER CALORÍFICO				ENERGÍA			
		Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	
		m ³ BG	m ³ GN	L gasolina	L diésel	MJ	MJ	MJ	MJ	kWh	kWh	kWh	kWh
1.1	Residuos orgánicos Industria Papelera (celulosa)	388.00	232.80	271.60	256.08	7,732.84	8,977.47	8,750.95	9,206.08	2,148.01	2,493.74	2,430.82	2,557.24
1.2	Tratamiento primario de producción de celulosa	107.58	64.55	75.31	71.01	2,144.16	2,489.27	2,426.47	2,552.66	595.60	691.46	674.02	709.07
1.3	Tratamiento secundario de producción de celulosa	68.00	40.80	47.60	44.88	1,355.24	1,573.37	1,533.67	1,613.44	376.46	437.05	426.02	448.18
2.1	Bagazo de caña	197.85	118.71	138.49	130.58	3,943.07	4,577.72	4,462.22	4,694.29	1,095.30	1,271.59	1,239.50	1,303.97
2.2	Vinazas Ingenio	150.00	90.00	105.00	99.00	2,989.50	3,470.67	3,383.10	3,559.05	830.42	964.08	939.75	988.63
2.3	Paja	214.97	128.98	150.48	141.88	4,284.37	4,973.96	4,848.46	5,100.62	1,190.10	1,381.65	1,346.79	1,416.84
3.1	Orujo de Uvas	377.00	226.20	263.90	248.82	7,513.61	8,722.95	8,502.86	8,945.08	2,087.11	2,423.04	2,361.91	2,484.74
3.2	Vinazas destilería	435.00	261.00	304.50	287.10	8,669.55	10,064.94	9,810.99	10,321.25	2,408.21	2,795.82	2,725.28	2,867.01
4.1	Levaduras	320.00	192.00	224.00	211.20	6,377.60	7,404.10	7,217.28	7,592.64	1,771.56	2,056.69	2,004.80	2,109.07
4.2	Fangos de depuradora	106.06	63.64	74.24	70.00	2,113.79	2,454.01	2,392.09	2,516.50	587.16	681.67	664.47	699.03
4.3	Bagazo cervecero	59.36	35.62	41.55	39.18	1,183.04	1,373.46	1,338.81	1,408.43	328.62	381.52	371.89	391.23
5.1	Orujos y Cáscara de fruta	180.00	108.00	126.00	118.80	3,587.40	4,164.80	4,059.72	4,270.86	996.50	1,156.89	1,127.70	1,186.35
5.2	Prensados de fruta	210.00	126.00	147.00	138.60	4,185.30	4,858.94	4,736.34	4,982.67	1,162.58	1,349.71	1,315.65	1,384.08
5.3	Frutas podridas	157.50	94.50	110.25	103.95	3,138.98	3,644.20	3,552.26	3,737.00	871.94	1,012.28	986.74	1,038.06
6.1	R. de Hortalizas (mezcla de residuos de zanahorias y ejote)	464.10	278.46	324.87	306.31	9,249.51	10,738.25	10,467.31	11,011.70	2,569.31	2,982.85	2,907.59	3,058.81
6.2	Hortofrutícolas (Mezcla de residuos vegetales y frutas)	352.36	211.42	246.65	232.56	7,022.53	8,152.84	7,947.13	8,360.45	1,950.70	2,264.68	2,207.54	2,322.35
6.3	Residuos de tomate	18.82	11.29	13.17	12.42	375.03	435.39	424.40	446.48	104.17	120.94	117.89	124.02
6.4	Residuos mataderos (Intestinos + contenidos ->Hidratos de carbono, proteínas, lípidos)	105.00	63.00	73.50	69.30	2,092.65	2,429.47	2,368.17	2,491.34	581.29	674.85	657.83	692.04
6.5	Residuos mataderos (Hidrolizados de carne y huesos - >70% proteínas, 30% lípidos)	100.00	60.00	70.00	66.00	1,993.00	2,313.78	2,255.40	2,372.70	553.61	642.72	626.50	659.08
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	460.00	276.00	322.00	303.60	9,167.80	10,643.39	10,374.84	10,914.42	2,546.61	2,956.50	2,881.90	3,031.78

BIOMASA	Biogás	EQUIVALENCIAS				PODER CALORÍFICO				ENERGÍA			
		Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	
		m³ BG	m³ GN	L gasolina	L diésel	MJ	MJ	MJ	MJ	kWh	kWh	kWh	kWh
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	270.00	162.00	189.00	178.20	5,381.10	6,247.21	6,089.58	6,406.29	1,494.75	1,735.34	1,691.55	1,779.53
6.8	Residuos Nejayote	296.00	177.60	207.20	195.36	5,899.28	6,848.79	6,675.98	7,023.19	1,638.69	1,902.44	1,854.44	1,950.89
6.9	Aguas residuales del nejayote	47.40	28.44	33.18	31.28	944.67	1,096.71	1,069.04	1,124.64	262.41	304.64	296.96	312.40
7.1	R. Industria Lácteos	600.00	360.00	420.00	396.00	11,958.00	13,882.68	13,532.40	14,236.20	3,321.67	3,856.30	3,759.00	3,954.50
7.2	Suero (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	2.80	1.68	1.96	1.85	55.80	64.79	63.15	66.44	15.50	18.00	17.54	18.45
7.3	Suero Concentrado (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	18.00	10.80	12.60	11.88	358.74	416.48	405.97	427.09	99.65	115.69	112.77	118.64
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	408.00	244.80	285.60	269.28	8,131.44	9,440.22	9,202.03	9,680.62	2,258.73	2,622.28	2,556.12	2,689.06
8.2	Residuos de comida de restaurantes	356.00	213.60	249.20	234.96	7,095.08	8,237.06	8,029.22	8,446.81	1,970.86	2,288.07	2,230.34	2,346.34
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	540.00	324.00	378.00	356.40	10,762.20	12,494.41	12,179.16	12,812.58	2,989.50	3,470.67	3,383.10	3,559.05
9.1	Purines Agrícolas	171.60	102.96	120.12	113.26	3,419.99	3,970.45	3,870.27	4,071.55	950.00	1,102.90	1,075.07	1,130.99
9.2	R. verdes jardinería y Agricultura	240.30	144.18	168.21	158.60	4,789.18	5,560.01	5,419.73	5,701.60	1,330.33	1,544.45	1,505.48	1,583.78
9.3	Silo Maíz	345.60	207.36	241.92	228.10	6,887.81	7,996.42	7,794.66	8,200.05	1,913.28	2,221.23	2,165.18	2,277.79
9.4	Silo Trigo	450.80	270.48	315.56	297.53	8,984.44	10,430.52	10,167.34	10,696.13	2,495.68	2,897.37	2,824.26	2,971.15
9.5	Paja de arroz	85.56	51.34	59.89	56.47	1,705.21	1,979.67	1,929.72	2,030.08	473.67	549.91	536.03	563.91
9.6	Paja de trigo	84.60	50.76	59.22	55.84	1,686.08	1,957.46	1,908.07	2,007.30	468.36	543.74	530.02	557.58
9.7	Paja de maíz	81.90	49.14	57.33	54.05	1,632.27	1,894.99	1,847.17	1,943.24	453.41	526.38	513.10	539.79
9.8	Nopal	418.60	251.16	293.02	276.28	8,342.70	9,685.48	9,441.10	9,932.12	2,317.42	2,690.41	2,622.53	2,758.92
9.9	Residuo cafetero	475.00	285.00	332.50	313.50	9,466.75	10,990.46	10,713.15	11,270.33	2,629.65	3,052.90	2,975.88	3,130.65
10	Residuo aviar (Ponedoras)	270.00	162.00	189.00	178.20	5,381.10	6,247.21	6,089.58	6,406.29	1,494.75	1,735.34	1,691.55	1,779.53
10	Residuo aviar (Marrilleros)	355.50	213.30	248.85	234.63	7,085.12	8,225.49	8,017.95	8,434.95	1,968.09	2,284.86	2,227.21	2,343.04
10	Bovinaza	172.80	103.68	120.96	114.05	3,443.90	3,998.21	3,897.33	4,100.03	956.64	1,110.61	1,082.59	1,138.90
10	Porquinaza	192.00	115.20	134.40	126.72	3,826.56	4,442.46	4,330.37	4,555.58	1,062.93	1,234.02	1,202.88	1,265.44
11	Ovinaza	120.00	72.00	84.00	79.20	2,391.60	2,776.54	2,706.48	2,847.24	664.33	771.26	751.80	790.90
11	Equinaza	38.40	23.04	26.88	25.34	765.31	888.49	866.07	911.12	212.59	246.80	240.58	253.09
11	Residuos pesca	314.90	188.94	220.43	207.83	6,275.96	7,286.09	7,102.25	7,471.63	1,743.32	2,023.91	1,972.85	2,075.45
11	Residuos domiciliarios	300.00	180.00	210.00	198.00	5,979.00	6,941.34	6,766.20	7,118.10	1,660.83	1,928.15	1,879.50	1,977.25
11	Residuos de mercados y centrales de abasto	330.30	198.18	231.21	218.00	6,582.88	7,642.42	7,449.59	7,837.03	1,828.58	2,122.89	2,069.33	2,176.95
11	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	58.56	35.14	40.99	38.65	1,167.10	1,354.95	1,320.76	1,389.45	324.19	376.37	366.88	385.96
11	Macroalga - Sargassum (Alga marrón)	56.40	33.84	39.48	37.22	1,124.05	1,304.97	1,272.05	1,338.20	312.24	362.49	353.35	371.72
12	Lirio Acuático	292.40	175.44	204.68	192.98	5,827.53	6,765.49	6,594.79	6,937.77	1,618.76	1,879.30	1,831.89	1,927.16

BIOMASA		Biogás m ³ BG	EQUIVALENCIAS				PODER CALORÍFICO				ENERGÍA			
			Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	Biogás	Gas Natural	Gasolina	Diésel	
			m ³ GN	L gasolina	L diésel	MJ	MJ	MJ	MJ	kWh	kWh	kWh	kWh	
12	Lodo Primario PTA	600.00	360.00	420.00	396.00	11,958.00	13,882.68	13,532.40	14,236.20	3,321.67	3,856.30	3,759.00	3,954.50	
12	Lodo Activado PTA	560.00	336.00	392.00	369.60	11,160.80	12,957.17	12,630.24	13,287.12	3,100.22	3,599.21	3,508.40	3,690.87	
12	Lodo de purga	560.00	336.00	392.00	369.60	11,160.80	12,957.17	12,630.24	13,287.12	3,100.22	3,599.21	3,508.40	3,690.87	
12	Lodo Activado en aireación	440.00	264.00	308.00	290.40	8,769.20	10,180.63	9,923.76	10,439.88	2,435.89	2,827.95	2,756.60	2,899.97	
13	Extendida-Lodo de purga	440.00	264.00	308.00	290.40	8,769.20	10,180.63	9,923.76	10,439.88	2,435.89	2,827.95	2,756.60	2,899.97	
13	Lodos residuales concentrados (Hidratos de carbono, lípidos, proteínas)	127.50	76.50	89.25	84.15	2,541.08	2,950.07	2,875.64	3,025.19	705.85	819.46	798.79	840.33	
13	L. Separadores de Grasa	180.00	108.00	126.00	118.80	3,587.40	4,164.80	4,059.72	4,270.86	996.50	1,156.89	1,127.70	1,186.35	

Para el dimensionamiento de las estructuras que servirán para el proceso de biodigestión, dependiendo el tipo de sustrato, se tomaron las ecuaciones 3 a 6 mostradas en el capítulo 3. Los resultados son los que se presentan en la tabla XXX. Recordando que para este caso se analizó el diseño para una carga diaria de 100 T, esto para mostrar resultados representativos escalables.

Tabla A-1. 3. Dimensionamiento de las estructuras de proceso en la obtención de biogás.

BIOMASA	BIODIGESTOR							TANQUE DE ALIMENTACIÓN			TANQUE DE DESCARGA			LAGUNA DE SECADO		
	ρ	TRH	VOL _{Tot}	N° de	Vol _{BDG}	Área _{req}	D	VOL _{Tot}	Área _{req}	D	VOL _{Tot}	Área _{req}	L	VOL _{Tot}	Área _{req}	L
	T/m ³	(días)	m ³	Biodigestores	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m
1.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	246.03	164.02	12.81
1.2	1.2	29	2,416.67	2	1,208.33	268.52	18.49	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	-	-	-
1.3	1.2	29	2,416.67	2	1,208.33	268.52	18.49	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	-	-	-
2.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	31.21	20.81	4.56
2.2	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	15.95	10.64	3.26
2.3	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	32.15	21.44	4.63
3.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	63.27	42.18	6.49
3.2	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	15.95	10.64	3.26
4.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	32.73	21.82	4.67
4.2	1.05	31	2,952.38	2	1,476.19	328.04	20.44	95.24	79.37	10.05	285.71	238.10	15.43	-	-	-

BIOMASA	BIODIGESTOR							TANQUE DE ALIMENTACIÓN			TANQUE DE DESCARGA			LAGUNA DE SECADO		
	ρ	TRH	VOL Tot	N° de	Vol BDG	Área req	D	VOL Tot	Área req	D	VOL Tot	Área req	L	VOL Tot	Área req	L
	T/m ³	(días)	m ³	Biodigestores	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m
4.3	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	27.24	18.16	4.26
5.1	1.1	36	3,272.73	2	1,636.36	363.64	21.52	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	30.68	20.45	4.52
5.2	1.1	36	3,272.73	2	1,636.36	363.64	21.52	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	30.68	20.45	4.52
5.3	1	36	3,600.00	2	1,800.00	400.00	22.57	100.00	83.33	10.30	300.00	250.00	15.81	33.75	22.50	4.74
6.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	24.82	16.55	4.07
6.2	1.1	36	3,272.73	2	1,636.36	363.64	21.52	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	95.35	63.56	7.97
6.3	1.1	36	3,272.73	2	1,636.36	363.64	21.52	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	-	-	-
6.4	0.91	36	3,956.04	2	1,978.02	439.56	23.66	109.89	91.58	10.80	329.67	274.73	16.57	-	-	-
6.5	0.91	36	3,956.04	2	1,978.02	439.56	23.66	109.89	91.58	10.80	329.67	274.73	16.57	-	-	-
6.6	1.2	29	2,416.67	2	1,208.33	268.52	18.49	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	57.96	38.64	6.22
6.7	1.2	31	2,583.33	2	1,291.67	287.04	19.12	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	13.05	8.70	2.95
6.8	1.047	36	3,438.40	2	1,719.20	382.04	22.06	95.51	79.59	10.07	286.53	238.78	15.45	5.27	3.51	1.87
6.9	1	36	3,600.00	2	1,800.00	400.00	22.57	100.00	83.33	10.30	300.00	250.00	15.81	-	-	-
7.1	1.04	31	2,980.77	2	1,490.38	331.20	20.54	96.15	80.13	10.10	288.46	240.38	15.50	-	-	-
7.2	1.04	31	2,980.77	2	1,490.38	331.20	20.54	96.15	80.13	10.10	288.46	240.38	15.50	-	-	-
7.3	1.04	31	2,980.77	2	1,490.38	331.20	20.54	96.15	80.13	10.10	288.46	240.38	15.50	-	-	-
8.1	0.8	36	4,500.00	2	2,250.00	500.00	25.23	125.00	104.17	11.52	375.00	312.50	17.68	57.69	38.46	6.20
8.2	0.8	36	4,500.00	2	2,250.00	500.00	25.23	125.00	104.17	11.52	375.00	312.50	17.68	81.77	54.51	7.38
8.3	0.91	34	3,736.26	2	1,868.13	415.14	22.99	109.89	91.58	10.80	329.67	274.73	16.57	34.71	23.14	4.81
9.1	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	138.27	92.18	9.60
9.2	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	58.25	38.84	6.23
9.3	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	39.27	26.18	5.12
9.4	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	40.09	26.73	5.17
9.5	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	225.74	150.49	12.27
9.6	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	210.22	140.15	11.84
9.7	1.1	31	2,818.18	2	1,409.09	313.13	19.97	90.91	75.76	9.82	272.73	227.27	15.08	198.55	132.36	11.50
9.8	1.02	34	3,333.33	2	1,666.67	370.37	21.72	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	16.33	10.88	3.30
9.9	0.29	29	10,000.00	4	2,500.00	555.56	26.60	344.83	287.36	19.13	1,034.48	862.07	29.36	226.03	150.69	12.28

BIOMASA	BIODIGESTOR							TANQUE DE ALIMENTACIÓN			TANQUE DE DESCARGA			LAGUNA DE SECADO		
	ρ	TRH	VOL Tot	N° de	Vol BDG	Área req	D	VOL Tot	Área req	D	VOL Tot	Área req	L	VOL Tot	Área req	L
	T/m ³	(días)	m ³	Biodigestores	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m	m ³	m ²	m
10.1	0.35	31	8,857.14	4	2,214.29	492.06	25.03	285.71	238.10	17.41	857.14	714.29	26.73	123.43	82.29	9.07
10.2	0.35	31	8,857.14	4	2,214.29	492.06	25.03	285.71	238.10	17.41	857.14	714.29	26.73	162.51	108.34	10.41
10.3	1.13	31	2,743.36	2	1,371.68	304.82	19.70	88.50	73.75	9.69	265.49	221.24	14.87	93.45	62.30	7.89
10.4	1.13	31	2,743.36	2	1,371.68	304.82	19.70	88.50	73.75	9.69	265.49	221.24	14.87	54.37	36.25	6.02
10.5	1.13	31	2,743.36	2	1,371.68	304.82	19.70	88.50	73.75	9.69	265.49	221.24	14.87	67.96	45.31	6.73
10.6	1.13	31	2,743.36	2	1,371.68	304.82	19.70	88.50	73.75	9.69	265.49	221.24	14.87	32.28	21.52	4.64
10.7	1.05	34	3,238.10	2	1,619.05	359.79	21.40	95.24	79.37	10.05	285.71	238.10	15.43	103.40	68.93	8.30
11.1	1	36	3,600.00	2	1,800.00	400.00	22.57	100.00	83.33	10.30	300.00	250.00	15.81	66.83	44.55	6.67
11.2	0.63	34	5,396.83	3	1,798.94	399.76	22.56	158.73	132.28	12.98	476.19	396.83	19.92	107.14	71.43	8.45
11.3	1.2	27	2,250.00	2	1,125.00	250.00	17.84	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	14.42	9.62	3.10
11.4	1.2	27	2,250.00	2	1,125.00	250.00	17.84	83.33	69.44	9.40	250.00	208.33	14.43	35.25	23.50	4.85
11.5	1	31	3,100.00	2	1,550.00	344.44	20.94	100.00	83.33	10.30	300.00	250.00	15.81	46.44	30.96	5.56
12.1	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	8.82	5.88	2.43
12.2	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	4.12	2.75	1.66
12.3	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	1.03	0.69	0.83
12.4	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	3.24	2.16	1.47
12.5	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	4.85	3.24	1.80
12.6	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	8.82	5.88	2.43
12.7	1.02	29	2,843.14	2	1,421.57	315.90	20.06	98.04	81.70	10.20	294.12	245.10	15.66	-	-	-

Biodiésel

Para la obtención del biodiésel se recuerda que se tienen dos procesos principales, el primero para la transformación de los ácidos grasos libres y el segundo para los triglicéridos. Para el primer caso, siguiendo las ecuaciones 8 a la 20 del capítulo 3, se llega al producto esterificado mostrado en la tabla A-1.4, mientras que para el proceso de transesterificación se muestran los resultados en la tabla A-1.5, obtenido por medio de las ecuaciones 21 a la 31. Cada uno de los resultados se presenta por tipo de aceite o grasa.

Tabla A-1. 4. Balance de entradas y salidas del proceso de esterificación

ESTERIFICACIÓN

ACEITE DE FRITURA DE GIRASOL

m= 1000 kg

	Tipo	ρ [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	ENTRADAS		SALIDAS	
					Moles [mol]	Vol _{Entrada} [m ³]	FA [mol]	FO [mol]
Aceite	AGL	844.00	0.266	15.10	567.71	0.18		59.61
	Triglicéridos	898.00	0.281	84.90	3,019.91	0.95		3,019.91
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	6,812.48	0.28	6,539.98	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	6.71	0.0003	6.38	
Agua salida		1,000.00	0.0180				272.83	
Éster								508.10

Σ Ent= 10,406.80

Σ Sal = FA+FO= 10,406.80

ACEITE DE FRITURA DE OLIVA

m= 1000 kg

	Tipo	ρ [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	ENTRADAS		SALIDAS	
					Moles [mol]	Vol _{Entrada} [m ³]	FA [mol]	FO [mol]
Aceite	AGL	860.67	0.262	18.70	714.54	0.22		75.03
	Triglicéridos	898.00	0.282	81.30	2,879.97	0.91		2,879.97
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	8,574.53	0.35	8,231.55	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	8.15	0.0004	7.74	
Agua salida		1,000.00	0.018				343.39	
Éster								639.52

Σ Ent= 12,177.20

Σ Sal = FA+FO= 12,177.20

GRASA PORCINA

m= 1000 kg

					PROCESO 1				PROCESO 2		
					ENTRADAS		SALIDAS		ENTRADA	SALIDAS	
	Tipo	ρ	PM	Composición	Moles	Vol Entrada	FA	FO	Moles	FA	FO
		[kg/m ³]	[kg/mol]	[%]	[mol]	[m ³]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]
GRASA	AGL	860.67	0.264	42.10	1,592.68	0.49		269.71	269.71		28.97
	Triglicéridos	900.33	0.282	57.90	2,052.56	0.64		2,052.56	2,052.56		2,052.56
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	4,836.60	0.20	4,643.13		3,236.51	3,107.05	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	18.35	0.001	17.44		310.80	295.26	
Agua salida		1,000.00	0.018				194.38			145.00	
Éster								1,322.98			240.74
Σ Ent (1)=								8,500.19	Σ Ent (2)=		5,869.58
Σ Sal (1)= FA+FO=								8,500.19	Σ Sal (2)= FA+FO=		5,869.58

GRASA BOVINA

m= 1000 kg

					PROCESO 1				PROCESO 2		
					ENTRADAS		SALIDAS		ENTRADA	SALIDAS	
	Tipo	ρ	PM	Composición	Moles	Vol Entrada	FA	FO	Moles	FA	FO
		[kg/m ³]	[kg/mol]	[%]	[mol]	[m ³]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]
GRASA	AGL	860.25	0.264	52.50	1,990.21	0.61		346.24	346.24		37.19
	Triglicéridos	872.67	0.285	47.50	1,665.14	0.54		1,665.14	1,665.14		1,665.14
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	6,034.31	0.24	5,792.93		4,154.93	3,988.73	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	22.90	0.001	21.75		398.37	378.45	
Agua salida		1,000.00	0.018				242.52			186.12	
Éster								1,643.97			309.06
Σ Ent (1)=								9,712.56	Σ Ent (2)=		6,564.69
Σ Sal (1)= FA+FO=								9,712.56	Σ Sal (2)= FA+FO=		6,564.69

GRASA DE CORDERO

m= 1000 kg

					PROCESO 1				PROCESO 2		
					ENTRADAS		SALIDAS		ENTRADA	SALIDAS	
	Tipo	ρ	PM	Composición	Moles	Vol Entrada	FA	FO	Moles	FA	FO
		[kg/m ³]	[kg/mol]	[%]	[mol]	[m ³]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]	[mol]

GRASA	AGL	860.25	0.263	44.50	1,694.75	0.52		357.62	357.62		38.41
	Triglicéridos	881.25	0.283	55.50	1,959.10	0.63		1,959.10	1,959.10		1,959.10
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	5,114.79	0.21	4,910.20		4,291.46	4,119.80	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	19.41	0.001	18.44		409.56	389.09	
Agua salida		1,000.00	0.018				205.56			192.14	
Éster								1,337.13			319.21

$\Sigma \text{Ent}_{(1)} = 8,788.05$ $\Sigma \text{Ent}_{(2)} = 7,017.74$

$\Sigma \text{Sal}_{(1)} = \text{FA} + \text{FO} = 8,788.05$ $\Sigma \text{Sal}_{(2)} = \text{FA} + \text{FO} = 7,017.74$

GRASA DE POLLO

m= 1000 kg

	Tipo	ρ [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	PROCESO 1				PROCESO 2		
					ENTRADAS		SALIDAS		ENTRADA	SALIDAS	
					Moles [mol]	Vol Entrada [m ³]	FA [mol]	FO [mol]	Moles [mol]	FA [mol]	FO [mol]
GRASA	AGL	860.25	0.261	35.80	1,372.56	0.42		169.31	169.31		18.18
	Triglicéridos	900.33	0.282	64.20	2,278.27	0.71		2,278.27	2,278.27		2,278.27
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	4,114.82	0.17	3,950.23		2,031.67	1,950.40	
Catalizador	H ₂ SO ₄	1,840.00	0.098	95.00	15.61	0.0008	14.83		192.60	182.97	
Agua salida		1,000.00	0.018				165.37			90.90	
Éster								1,203.26			151.12

$\Sigma \text{Ent}_{(1)} = 7,781.27$ $\Sigma \text{Ent}_{(2)} = 4,671.85$

$\Sigma \text{Sal}_{(1)} = \text{FA} + \text{FO} = 7,781.27$ $\Sigma \text{Sal}_{(2)} = \text{FA} + \text{FO} = 4,671.85$

Tabla A-1. 5. Balance de entradas y salidas del proceso de transesterificación

ACEITE DE FRITURA DE GIRASOL

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	844.00	0.266	15.10	59.61	
	Triglicéridos	898.00	0.281	84.90	3,019.91	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	357.66	343.35
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	151.31	151.31
Agua salida		1,000.00	0.018			14.31
Éster		880.00	0.292			2,808.51
Jabones						59.61
Glicerina		1,260.00	0.092			211.39
					Σ Ent=	3,588.48
					Σ Sal=	3,588.48

ACEITE DE FRITURA DE OLIVA

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	860.67	0.262	18.70	75.03	
	Triglicéridos	898.00	0.282	81.30	2,879.97	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	450.16	432.16
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	144.89	144.89
Agua salida		1,000.00	0.018			18.01
Éster		880.00	0.292			2,678.37
Jabones						75.03
Glicerina		1,260.00	0.092			201.60
					Σ Ent=	3,550.05
					Σ Sal=	3,550.05

GRASA PORCINA

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	860.67	0.264	42.10	28.97	
	Triglicéridos	900.33	0.282	57.90	2,052.56	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	173.80	166.85
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	103.19	103.19
Agua salida		1,000.00	0.018			6.95
Éster		880.00	0.292			1,908.88
Jabones						28.97
Glicerina		1,260.00	0.092			143.68
					Σ Ent=	2,358.52
					Σ Sal=	2,358.52

GRASA BOVINA

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	860.25	0.264	52.50	37.19	
	Triglicéridos	872.67	0.285	47.50	1,665.14	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	223.12	214.20
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	84.66	84.66
Agua salida		1,000.00	0.018			8.92
Éster		880.00	0.292			1,548.58
Jabones						37.19
Glicerina		1,260.00	0.092			116.56
					Σ Ent=	2,010.11
					Σ Sal=	2,010.11

GRASA DE CORDERO

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	860.25	0.263	44.50	38.41	
	Triglicéridos	881.25	0.283	55.50	1,959.10	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	230.46	221.24
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	98.91	98.91
Agua salida		1,000.00	0.018			9.22
Éster		880.00	0.292			1,821.97
Jabones						38.41
Glicerina		1,260.00	0.092			137.14
					Σ Ent=	2,326.88
					Σ Sal=	2,326.88

GRASA DE POLLO

					ENTRADAS	SALIDAS
	Tipo	Densidad [kg/m ³]	PM [kg/mol]	Composición [%]	Moles [mol]	Moles [mol]
Aceite	AGL	860.25	0.261	35.80	18.18	
	Triglicéridos	900.33	0.282	64.20	2,278.27	
Alcohol	Metanol	792.00	0.032	96.00	109.10	104.74
Catalizador	KOH	2,040.00	0.056	100.00	114.42	114.42
Agua salida		1,000.00	0.018			4.36
Éster		880.00	0.292			2,118.79
Jabones						18.18
Glicerina		1,260.00	0.092			159.48
					Σ Ent=	2,519.97
					Σ Sal=	2,519.97

Los productos obtenidos de ambos procesos se observan en forma de resumen en la tabla A-1.6 y A-1.7, en donde la primera tabla se refiere al biodiésel total producido, mientras que para la segunda tabla se presenta la glicerina obtenida de cada sustrato.

Tabla A-1. 6. Producción de biodiésel final para cada tipo de sustrato

Aceite/Grasa	Esterificación 1		Esterificación 2		Transesterificación		Biodiésel Total
	Masa [kg]	Vol [m ³]	Masa [kg]	Vol [m ³]	Masa [kg]	Vol [m ³]	Vol [m ³]
Girasol fritura	148.47	0.17	N/A	N/A	820.65	0.93	1.10
Oliva fritura	186.87	0.21	N/A	N/A	782.62	0.89	1.10
Sebo puerco	386.57	0.44	70.34	0.08	557.77	0.63	1.15
Sebo vacuno	480.37	0.55	90.31	0.10	452.50	0.51	1.16
Sebo cordero	390.71	0.44	93.27	0.11	532.38	0.60	1.15
Sebo pollo	351.59	0.40	44.16	0.05	619.11	0.70	1.15

N/A: No Aplica

Tabla A-1. 7. Producción de glicerina final para cada tipo de sustrato

Aceite/Grasa	Glicerina		
	Moles	Masa [kg]	Vol [m ³]
Girasol fritura	211.39	19.47	0.02
Oliva fritura	201.60	18.57	0.01
Sebo puerco	143.68	13.23	0.01
Sebo vacuno	116.56	10.73	0.01
Sebo cordero	137.14	12.63	0.01
Sebo pollo	159.48	14.69	0.01

Por otra parte, la tabla A-1.8 y las figuras A-1.5 y A-1.6, presentan una comparativa energética del biodiésel respecto al diésel, en donde el poder calorífico del biodiésel se consideró de 37.27 MJ/kg de biodiésel y el del diésel de 35.95 MJ/L. Considerando 1 Ton de Biodiésel = 0.936 Ton de Diésel y la densidad del Diésel = 0.85 kg/L.

Tabla A-1. 8. Comparativa energética del biodiésel respecto al diésel

Aceite/Grasa	Biodiésel	Diésel	Biodiésel	Diésel	Diésel	Biodiésel
	kg	kg	MJ	MJ	kWh	kWh
Girasol fritura	969.11	933.256806	36,118.88	39,471.27	10,964.24	10,033.02
Oliva fritura	969.49	933.615388	36,132.76	39,486.44	10,968.46	10,036.88
Sebo puerco	1,014.69	977.148903	37,817.59	41,327.65	11,479.90	10,504.89
Sebo vacuno	1,023.17	985.312032	38,133.52	41,672.90	11,575.81	10,592.64
Sebo cordero	1,016.36	978.754825	37,879.74	41,395.57	11,498.77	10,522.15
Sebo pollo	1,014.86	977.309579	37,823.81	41,334.45	11,481.79	10,506.61

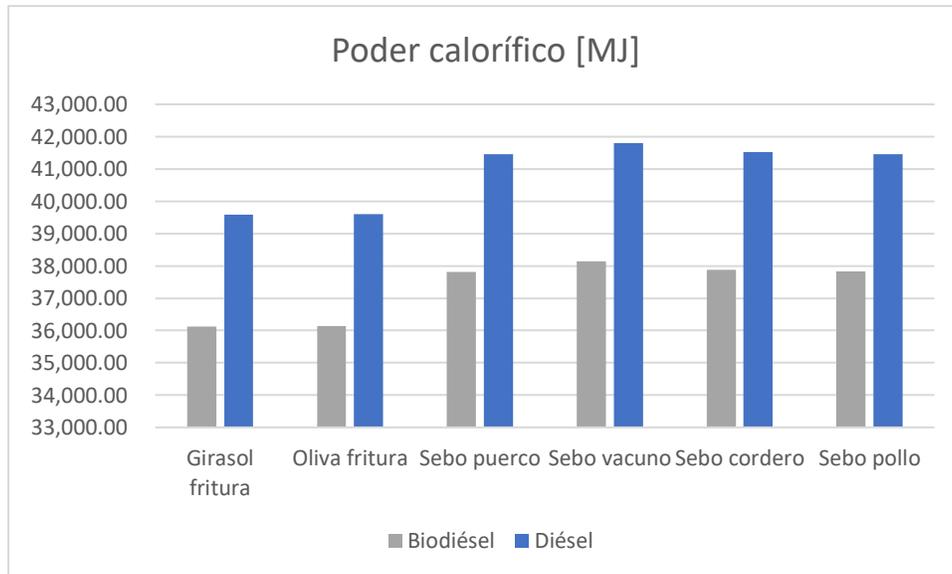


Figura A-1. 5. Comparación calorífica del biodiésel con respecto al diésel

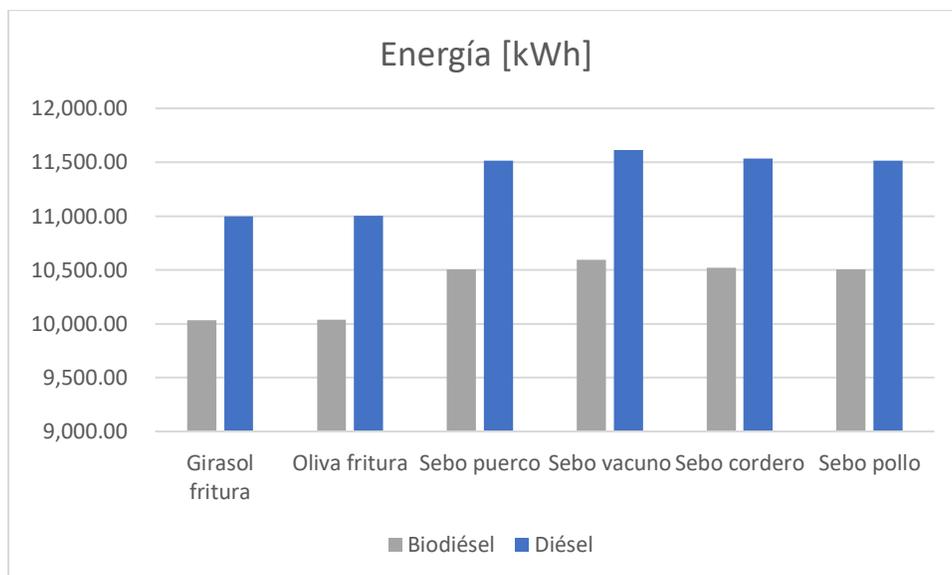


Figura A-1. 6. Comparación energética del biodiésel con respecto al diésel.

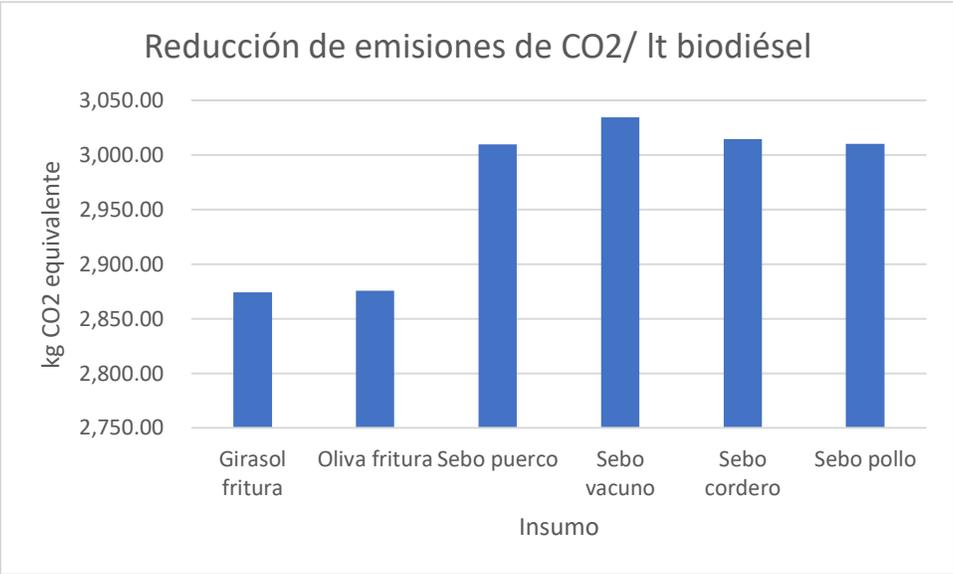


Figura A-1. 7. Reducción de emisiones de CO₂ equivalente.

ANEXO 2

Tabla A-2. 1. Costos de inversión, VPN, TIR, TR y tipo de tarifa

N°	BIOMASA	COSTOS [MXN]				VPN [\$]	TIR [%]	TR [Años]	TARIFA	Venta Bioabono
		Biodigestores	Inversión inicial	Maquinaria y Equipos	Op y Mant.					
1.1	Residuos orgánicos Industria Papelera (celulosa)	\$9,533,279.71	\$19,499,481.38	\$8,725,150.00	\$4,723,692.89	\$27,421,235.04	31%	5.00	VI	\$0.00
1.3	Tratamiento secundario de producción de celulosa	\$8,283,440.75	\$11,006,509.07	\$1,529,150.00	\$2,551,986.54	\$2,058,352.90	11%	9.00	VI	\$0.30
2.1	Bagazo de caña	\$9,533,279.71	\$15,223,391.05	\$4,449,059.68	\$3,251,034.29	\$4,690,058.27	13%	8.00	VI	\$0.00
2.2	Vinazas Ingenio	\$9,533,279.71	\$14,147,456.38	\$3,373,125.00	\$2,937,569.74	\$470,608.55	8%	11.00	VI	\$0.30
2.3	Paja	\$9,533,279.71	\$15,608,491.74	\$4,834,160.36	\$3,372,588.87	\$6,466,090.59	14%	8.00	IV	\$0.00
3.1	Orujo de Uvas	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$8,477,787.50	\$1,077,433.14	\$6,855,756.50	14%	8.00	I	\$0.00
3.2	Vinazas destilería	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$9,782,062.50	\$1,077,433.14	\$9,498,043.31	15%	7.00	I	\$0.00
4.1	Levaduras	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$7,196,000.00	\$1,077,433.14	\$1,120,733.42	9%	10.00	II	\$0.00
4.3	Bagazo cervecero	\$9,533,279.71	\$12,109,189.38	\$1,334,858.00	\$2,650,161.23	\$136,222.41	8%	11.00	VI	\$0.40
5.1	Orujos y Cáscara de fruta	\$10,897,897.41	\$16,186,699.07	\$4,047,750.00	\$3,242,954.32	\$791,626.40	9%	11.00	VI	\$0.80
5.2	Prensados de fruta	\$10,897,897.41	\$16,861,324.07	\$4,722,375.00	\$3,328,235.39	\$672,929.52	9%	11.00	VI	\$0.60
5.3	Frutas podridas	\$11,939,446.15	\$16,778,839.07	\$3,541,781.25	\$3,354,504.40	\$1,038,138.70	9%	11.00	VI	\$1.10
6.1	R. de Hortalizas (mezcla de residuos de zanahorias y ejote)	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$10,436,448.75	\$1,077,433.14	\$460,133.61	8%	11.00	II	\$0.00
6.2	Hortofrutícolas (Mezcla de residuos vegetales y frutas)	\$10,897,897.41	\$20,062,644.57	\$7,923,695.50	\$3,873,715.27	\$3,731,767.59	11%	9.00	IV	\$0.00
6.4	Residuos mataderos (Intestinos + contenidos ->Hidratos de carbono, proteínas, lípidos)	\$12,995,667.31	\$16,715,998.79	\$2,361,187.50	\$3,419,105.93	\$2,280,110.13	10%	10.00	VI	\$0.50
6.5	Residuos mataderos (Hidrolizados de carne y huesos ->70% proteínas, 30% lípidos)	\$12,995,667.31	\$16,603,561.29	\$2,248,750.00	\$3,426,660.48	\$2,853,419.72	11%	10.00	VI	\$0.50
6.6	Aguas residuales verdes de mataderos	\$8,283,440.75	\$9,524,492.41	\$10,344,250.00	\$947,735.91	\$12,945,608.26	19%	7.00	I	\$0.00
6.7	Aguas residuales rojas de mataderos	\$8,834,573.90	\$10,075,625.57	\$6,071,625.00	\$1,002,849.22	\$408,769.83	8%	11.00	II	\$0.00
6.8	Residuos Nejayote	\$11,446,869.36	\$12,687,921.02	\$6,656,300.00	\$1,271,655.22	\$5,187,605.39	12%	9.00	III	\$0.00
6.9	Aguas residuales del nejayote	\$15,890,056.85	\$8,005,550.00	\$1,610,215.69	\$0.00	-\$23,092,106.01	NA	NA	VI	\$0.00
7.1	R. Industria Lácteos	\$10,774,331.38	\$5,403,746.25	\$1,077,433.14	\$0.00	\$19,608,510.68	21%	6.00	I	\$0.00

COSTOS [MXN]										
N°	BIOMASA	Biodigestores	Inversión inicial	Maquinaria y Equipos	Op y Mant.	VPN [\$]	TIR [%]	TR [Años]	TARIFA	Venta Bioabono
7.2	Suero (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	\$10,027,983.73	\$11,364,631.17	\$62,965.00	\$2,607,904.37	\$1,267,766.94	10%	10.00	VI	\$0.50
7.3	Suero Concentrado (75-80% lactosa, 20-25% proteína)	\$10,027,983.73	\$11,706,441.17	\$404,775.00	\$2,629,261.58	\$682,070.85	9%	11.00	VI	\$0.50
8.1	Residuos orgánicos de comercios de comida	\$14,649,005.19	\$25,277,056.88	\$9,174,900.00	\$4,501,703.36	\$157,565.90	8%	11.00	VI	\$1.00
8.2	Residuos de comida de restaurantes	\$14,649,005.19	\$15,890,056.85	\$8,005,550.00	\$1,610,215.69	\$5,219,944.75	11%	9.00	III	\$0.00
8.3	Grasas y aceites de restaurantes	\$12,329,575.23	\$13,570,626.90	\$12,143,250.00	\$1,368,871.92	\$12,345,482.83	16%	7.00	I	\$0.00
9.1	Purines Agrícolas	\$9,533,279.71	\$14,633,186.38	\$3,858,855.00	\$3,001,294.10	\$417,415.43	8%	11.00	VI	\$0.10
9.2	R. verdes jardinería y Agricultura	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$5,403,746.25	\$1,077,433.14	\$8,683,702.82	16%	7.00	III	\$0.00
9.3	Silo Maíz	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$7,771,680.00	\$1,077,433.14	\$2,749,074.71	10%	10.00	II	\$0.00
9.4	Silo Trigo	\$9,533,279.71	\$10,774,331.38	\$10,137,365.00	\$1,077,433.14	\$9,419,461.41	15%	7.00	II	\$0.00
9.5	Paja de arroz	\$9,533,279.71	\$12,698,361.88	\$1,924,030.50	\$2,749,350.13	\$630,230.61	9%	11.00	VI	\$3.00
9.6	Paja de trigo	\$9,533,279.71	\$12,676,773.88	\$1,902,442.50	\$2,741,915.36	\$515,371.86	9%	11.00	VI	\$3.50
9.7	Paja de maíz	\$9,533,279.71	\$12,616,057.63	\$1,841,726.25	\$2,731,517.07	\$460,176.37	8%	11.00	VI	\$2.40
9.8	Nopal	\$11,124,273.10	\$12,365,324.76	\$9,413,267.50	\$1,240,968.56	\$8,093,898.73	14%	8.00	I	\$0.00
9.9	Residuo cafetero	\$32,414,409.30	\$45,916,803.01	\$10,681,562.50	\$7,692,546.16	\$353,841.63	8%	11.00	VI	\$1.50
10.1	Residuo aviar (Ponedoras)	\$28,893,610.52	\$37,418,287.37	\$6,071,625.00	\$6,501,588.60	\$848,888.32	8%	11.00	VI	\$0.60
10.2	Residuo aviar (Marrilleros)	\$28,893,610.52	\$39,340,968.62	\$7,994,306.25	\$6,749,980.00	\$701,344.57	8%	11.00	VI	\$0.60
10.3	Bovinaza	\$9,323,741.58	\$14,435,617.31	\$3,885,840.00	\$3,000,363.18	\$1,144,933.89	9%	10.00	VI	\$0.00
10.4	Porquinaza	\$9,323,741.58	\$14,867,377.31	\$4,317,600.00	\$3,135,694.48	\$3,121,769.68	11%	9.00	IV	\$0.00
10.5	Ovinaza	\$9,323,741.58	\$13,248,277.31	\$2,698,500.00	\$2,800,897.15	\$145,892.93	8%	11.00	VI	\$0.50
10.6	Equinaza	\$9,323,741.58	\$11,413,297.31	\$863,520.00	\$2,561,389.58	\$375,436.87	8%	11.00	VI	\$0.90
10.7	Residuos pesca	\$10,822,939.87	\$12,063,991.53	\$7,081,313.75	\$1,209,092.49	\$1,219,584.66	9%	10.00	I	\$0.00
11.1	Residuos domiciliarios	\$11,939,446.15	\$13,180,497.81	\$6,746,250.00	\$1,323,705.78	\$3,252,531.71	11%	10.00	II	\$0.00
11.2	Residuos de mercados y centrales de abasto	\$17,902,298.11	\$26,992,926.65	\$7,427,621.25	\$5,138,918.08	\$7,955,178.25	13%	9.00	IV	\$0.00
11.3	Macroalgas - Ulva lactuca (Alga verde)	\$7,779,907.59	\$10,290,693.92	\$1,316,868.00	\$2,419,496.33	\$1,436,539.75	10%	10.00	VI	\$0.40
11.4	Macroalga - Sargassum (Alga marrón)	\$7,779,907.59	\$10,242,120.92	\$1,268,295.00	\$2,368,454.68	\$477,741.62	9%	11.00	VI	\$0.70
11.5	Lirio Acuático	\$10,381,246.68	\$11,622,298.35	\$6,575,345.00	\$1,167,885.84	\$203,486.65	8%	11.00	I	\$0.00
12.1	Lodo Primario PTA	\$9,587,293.23	\$10,828,344.90	\$13,492,500.00	\$1,087,270.57	\$22,050,656.01	23%	6.00	I	\$0.00
12.2	Lodo Activado PTA	\$9,587,293.23	\$10,828,344.90	\$12,593,000.00	\$1,087,270.57	\$19,306,130.26	21%	6.00	I	\$0.00

		COSTOS [MXN]								
N°	BIOMASA	Biodigestores	Inversión inicial	Maquinaria y Equipos	Op y Mant.	VPN [\$]	TIR [%]	TR [Años]	TARIFA	Venta Bioabono
12.3	Lodo de purga	\$9,587,293.23	\$10,828,344.90	\$12,593,000.00	\$1,087,270.57	\$19,306,130.26	21%	6.00	I	\$0.00
12.4	Lodo Activado en aireación	\$9,587,293.23	\$10,828,344.90	\$9,894,500.00	\$1,087,270.57	\$11,055,514.85	17%	7.00	I	\$0.00
12.5	Extendida-Lodo de purga	\$9,587,293.23	\$10,828,344.90	\$9,894,500.00	\$1,087,270.57	\$11,055,514.85	17%	7.00	I	\$0.00
12.6	Lodos residuales concentrados (Hidratos de carbono, lípidos, proteínas)	\$9,587,293.23	\$13,739,861.94	\$2,867,156.25	\$2,921,257.15	\$1,260,358.60	9%	10.00	VI	\$0.10
12.7	L. Separadores de Grasa	\$9,587,293.23	\$14,920,455.69	\$4,047,750.00	\$3,140,476.29	\$2,854,051.34	11%	9.00	V	\$0.00

NOTA: En color verde se presentan los precios del bioabono para los insumos que requieren su venta para ser económicamente factibles.

Tabla A-2. 2. Costos anuales de diferentes insumos para producción de biodiésel.

INSUMO	COSTOS [MXN]			
	Construcción y equipamiento del sitio	Maquinaria y equipos	Producción	
			Rango inferior	Rango superior
Girasol fritura	\$12,472,460.72	\$5,017,054.75	\$7,352,174.85	\$8,790,634.46
Oliva fritura	\$12,472,460.72	\$5,017,054.75	\$8,349,296.41	\$10,034,116.40
Sebo puerco	\$12,472,460.72	\$5,017,054.75	\$7,483,743.78	\$8,954,821.87
Sebo vacuno	\$12,472,460.72	\$5,747,677.75	\$8,756,645.43	\$10,487,775.96
Sebo cordero	\$12,472,460.72	\$5,747,677.75	\$8,435,196.23	\$10,086,876.96
Sebo pollo	\$12,472,460.72	\$5,747,677.75	\$6,694,123.70	\$7,915,555.04

Tabla A-2. 3. VPN, TIR, TR y precio para diferentes insumos en la conversión de biodiésel.

INSUMO	TIR [%]	VPN [\$]	PRECIO [MXN]	TR [Años]
Girasol fritura	8.13%	\$211,877.08	\$22.80	11.00
Oliva fritura	8.04%	\$141,044.40	\$26.00	11.00
Sebo puerco	8.16%	\$229,083.44	\$23.10	11.00
Sebo vacuno	7.95%	\$71,984.09	\$26.80	11.00
Sebo cordero	8.14%	\$215,608.68	\$25.80	11.00
Sebo pollo	7.90%	\$36,019.06	\$20.30	11.00

Referencias

- Álvarez, C. (2018). *Producción de etanol como biocombustible a partir de residuos vegetales no alimenticios (Tesis de maestría)*. Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Álvarez, C. (2018). *Producción de etanol como biocombustible a partir de residuos vegetales no alimenticios (Tesis de maestría)*. Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Álvarez, R., & Riera, V. (2004). *Producción anaeróbica de biogas aprovechamiento de los residuos del proceso anaeróbico*. La Paz, Bolivia.
- Álvarez, R., Riera, V., & Villca, S. (2004). *Producción Anaeróbica de biogás aprovechamiento de los residuos del proceso anaeróbico*. La Paz: Cámara Nacional de Industrias. Obtenido de <http://www.ingenieroambiental.com/4009/Produccion%20anaerobica%20de%20biogas%20y%20aprovechamiento%20de%20los%20residuos%20del%20proceso%20anaerobico.pdf>
- AMBB. (2017). *Fundamentos de la Gestión Integral de Seguridad en Plantas de Biodigestión Anaerobia (PBA)*. Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, CDMX.
- AMBB. (2019). Informe biogás. En A. Clemente (Ed.).
- AMBB. (2019). Producción de biogás a nivel municipal. En A. Clemente (Ed.).
- Aranda, D., Santos, R., Tapanes, N., Dantas, A., & Antuno, O. (1 de November de 2007). Acid-catalyzed Homogeneous Esterification Reaction for Biodiesel production from Palm Fatty Acids. *Springer Science+Business Media*, 20-25. doi:10.1007/s10562-007-9318-z
- Aristizábal, E. (2015). Caracterización físico- química de una vinaza resultante de la producción de alcohol de una industria licorera del aprovechamiento de la caña de azúcar. *Ing. USBMed*, 6(2), 36-41.
- Arvizu, J. L. (2015). Producción de biogás con nopal. *Tendencia Tecnológica*, 64-72. Obtenido de <https://www.ineel.mx/boletin022015/tenden01.pdf>
- Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás. (2017). *Biomasa que se convierte en biogás*. México.
- Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, AMBB. (2019). *Desarrollo de proyectos de Ingeniería*. (A. Clemente, & R. Estradas, Edits.) CDMX.
- Ávila, M., Sotomayor, E., Erlwein, A., & Cerda, F. (2016). *Biogás de residuos agropecuarios en la región de Los Ríos. Aspectos generales, experiencias y potencial de producción*. (A. Erlwein, Ed.) Los Ríos: Instituto de Desarrollo Agropecuario (INDAP). doi:ISBN: A-272244
- Barbot, Y., Al-Ghaili, H., & Benz, R. (Jun de 2016). A review on the Valorization of Macroalgal wastes for Biomethane Production. *Marine drugs*. doi:10.3390/md14060120
- Barradas, A. (2009). *Gestión Integral de Residuos Sólidos Municipales*. Instituto Tecnológico de Minatlán, Ingeniería Ambiental, Veracruz, México.

- Barrios, J. A. (3 de diciembre de 2009). *Aspectos generales del manejo de Lodos*. Recuperado el Abril de 2019, de <http://www.ai.org.mx/ai/archivos/talleres/aprovechamiento-lodos/Aspectos%20Generales%20del%20Manejo%20de%20Lodos.pdf>
- Bengoagorostiza, P. (2012). *SINTESIS DE BIODIESEL MEDIANTE CATALISIS ACIDA HETEROGENEA A PARTIR DE MEZCLAS DE ACEITE Y ÁCIDOS GRASOS*. (N. I. Teknikoa, Ed.) Obtenido de <http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/5984/577867.pdf?sequence=1>
- Bermejo, R. (1998). *Del desarrollo sostenible según Brundtland a la sostenibilidad como biomimesis*. Lisboa.
- Botempo, G., Maciejczyk, M., Wagner, L., Findeisen, C., Fischer, M., & Frank, H. (2016). *Biogás, Safety First!* (F. B. e.V., Ed.) Alemania: GIZ. doi:2510-487X
- BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy 67th Edition*. Obtenido de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-primary-energy.pdf>
- Cabello, C., Rincón, S., & Zepeda, A. (2016). Catalizadores heterogéneos utilizados para la obtención de biodiésel. 51-59.
- Cabrera, P. E. (Marzo de 2009). *Plantas de Biodiésel, Guía de protección y prevención de incendios*. (Allianz) Obtenido de <https://www.allianz.com.ar/sites/default/files/productos/Biocombustibles%20-%20Protecciones%20contra%20Incendio%20-%20VF%2003-2009%20New.pdf>
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, CMIC. (2018). *Normas Oficiales Mexicanas*. Obtenido de http://www.cmic.org.mx/comisiones/Sectoriales/medioambiente/Varios/Leyes_y_Normas_SEMARNAT/NOM/nom.htm#NOMS%20en%20Materia%20de%20Impacto%20Ambiental
- Canakci, M., & Van Gerpen, F. (2001). Biodiesel production from oils and fats with high free fatty acids. *American Society of Agricultural Engineers*, 44(6), 1429-1436. doi:ISSN 0001-2351
- Canales, Á. (8 de octubre de 2015). *Foro internacional 2015. Valorización energética de Residuos urbanos*. Obtenido de http://www.foroenres2015.mx/21_0810_ForoEnRes_Angel_Canales.pdf
- Castells, X. E. (2005). *Tratamiento y valorización energética de residuos*. (D. d. Santos, Ed.) España: Fundación Universitaria Iberoamericana. doi:ISBN: 84-7978-694-9
- CEPAL. (2007). *Producción de biomasa para biocombustibles líquidos: el potencial de Aprovechamiento de América Latina y el Caribe*. División de Desarrollo Productivo y Empresarial, Unidad de Desarrollo Agrícola. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- Chalé, J. (2016). *Obtención de metano a partir de agus residuales de maíz (nejayote), mediante dos reactores en serie*. Mérida.
- Clemente, A., & Estrada, R. (2015). Planta de Biodigestión Atlacomulco. *Foro Internacional 2015 Valorización energética de residuos urbanos*, (pág. 12). Estado de México.

- Clemente, A., & Estradas, R. (2015). Planta de Biodigestión Atlacomulco. *Foro Internacional 2015 Valorización energética de residuos urbanos*, (pág. 12). Estado de México.
- CNBIOGÁS. (2019). *Consejo Nacional de Biogás A.C.* Obtenido de <https://www.cnbiogas.mx/>
- COCEF. (15 de 12 de 2017). *Planta de cogeneración de biogás instalada en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Sur de Juárez es un modelo para el autoabastecimiento de energía en organismos operadores del país.* Obtenido de <http://www.cocef.org/noticias/noticias-de-la-cocef/planta-de-cogeneracion-de-biogas-instalada-en-la-planta-de-tratamiento-de-aguas-residuales-sur-de-juarez-es-un-modelo-para-el-autoabastecimiento-de-energia-en-organismos-operadores-del-pais#.XKE4nphKhPY>
- CONAGUA. (1989). *Control y aprovechamiento del lirio acuático en México.* IMTA.
- Consellería de agricultura, medio ambiente, cambio climático y desarrollo sustentable. (2016). *Plan Integral de fomento de la biomasa residual agrícola y forestal para uso térmico.* Valencia, España: vaersa.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. (05 de feb de 1917). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.* Obtenido de Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- CRE. (Septiembre de 2019). *Índices de Referencia de Precios de Gas Natural.* Obtenido de <http://www.cre.gob.mx/IPGN/>
- Cuadros, F., González, A., Roldan, M., Rubiales, F., Ruiz, A., Vizcaino, A., & López, F. (2011). *Digestión anaerobia de residuos de la industria del tomate en modo continuo y semicontinuo.* Obtenido de https://www.aepro.com/files/congresos/2011huesca/CIIP11_1760_1773.3371.pdf
- Cuenca, J., & Guzmán, F. (2017). *Bioenergy International.* Obtenido de <https://bioenergyinternational.es/una-planta-de-biogas-eficiente-y-rentable/>
- Damodaran. (2020). Obtenido de <http://www.damodaran.com>
- Diario Renovables. (16 de 10 de 2017). *El biogás: una alternativa ecológica.* Obtenido de <https://www.diariorenovables.com/2017/10/el-biogas-una-alternativa-ecologica.html>
- Donato, L. B., Huerga, I. R., & Hilbert, J. (2008). *Balance energético de la producción de biodiésel a partir de soja en la República Argentina.* Argentina: INTA.
- ECOFYS & REMBIO. (2016). *Diagnóstico de la situación actual del biodiésel en México y escenarios para su aprovechamiento.* Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/275444/Final_Report.pdf
- Energy Magazine. (13 de Marzo de 2019). *Energías Renovables, El periodismo de las Energías limpias.* Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/biocarburantes/20-000-toneladas-anuales-de-biodiesel-a-20190313>
- Escobar, D. A. (2015). *Diseño y factibilidad de una planta de biogás en una vitivinícola.* Ing. Civil, Chile. Obtenido de

- http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/1730/1/Escobar_Morales_Diego_Alfonso.pdf
- Fachverband BIOGAS. (8 de Nov de 2017). *Situación de biogás en Alemania*. Obtenido de https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/11/1-BiogasContextinGermany_Maciejczyk_ES.pdf
- FAO. (2017). *BIOCOMBUSTIBLES*. Recuperado el 23 de Marzo de 2019, de 3. RESÚMENES DE LOS PRODUCTOS BÁSICOS: <http://www.fao.org/3/a-BT092s.pdf>
- FAO. (s.f.). *APÉNDICE III - PROYECTO DE NORMA PARA GRASAS ANIMALES ESPECIFICADAS (En el Trámite 8 del Procedimiento)*. Obtenido de <http://www.fao.org/3/x1736s/x1736s0b.htm>
- FAO, MINENERGIA, PNUD, & GEF. (2011). *Manual de Biogás*. Santiago de Chile. doi:ISBN 978-95-306892-0
- FAO/OMS. (12 de Marzo de 1999). *PROYECTO DE NORMA PARA GRASAS ANIMALES ESPECIFICADAS*. Obtenido de <http://www.fao.org/3/x1736s/x1736s0b.htm>
- Fernández, L. (Julio de 2005). Energías alternativas. (I. T. Metropolitano, Ed.) *Tecno Lógicas*(14), 105-126. doi:0123-7799
- Fuentes, A. F. (2006). *Caracterización de las propiedades de la jatropha y la higuera como insumos para la producción de biodiésel y su potencial en la mitigación de emisiones de GEI*. México.
- Fundación Española para el Desarrollo de la Nutrición Animal. (2015). *Grasas de origen animal*. Obtenido de http://www.fundacionfedna.org/ingredientes_para_piensos/grasas-de-origen-animal-actualizado-nov-2015
- Garcés, L., Gutiérrez, P., & Reyes, J. (2014). *Producción de Biogás a partir de residuos agrícolas*. Obtenido de https://www.academia.edu/10345310/PROYECTO_DE_INVESTIGACION_Produccion_de_Biogas_a_partir_de_residuos_agricolas
- García, C. A., & Mesera, O. (2016). Estado del Arte de la Bioenergía en México. En C. Red Temática de Bioenergía (RTB) (Ed.). Guadalajara, Jalisco: Imagia Comunicación S. de RL. de CV. doi:ISBN: 978-607-8389-11-7
- García, J. M., & García, J. Á. (2006). *Biocarburantes líquidos: biodiésel y bioetanol*. Madrid: Comunidad de Madrid.
- GIZ. (2010). *Guía sobre el biogás. Desde la producción hasta el uso* (5a Edición ed.). (F. N. (FNR), Ed.) Gülzow, Alemania: FNR, Abt. Öffentlichkeitsarbeit. Obtenido de www.giz.de
- GIZ. (2017). *Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales* (1a Ed. ed.). (ANEAS, SENER, SEMARNAT, & CONAGUA, Edits.) CDMX, México: Programa Aprovechamiento Energético de Residuos Urbanos en México. doi:03-2017-071011171400-01
- Gobierno del Edo. de Colima. (28 de Julio de 2015). *Gobierno del estado de Colima*. Obtenido de <http://www.gobcolima.gob.mx> Se avanza en el tratamiento de los residuos sólidos en Colima:

- <https://www.colima.gob.mx/portal2016/se-avanza-en-el-tratamiento-de-los-residuos-solidos-en-colima/>
- GoBiGas. (2019). *Gothenburg Biomass Gasification Project (GoBiGas)*. Obtenido de <https://www.chemicals-technology.com/projects/gothenburg-biomass-gasification-project-gobigas/>
- GTZ PROJECT. (2004). *Information and advisory service on appropriate technology*. Obtenido de Biogas Digest: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/2716/36244-3.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
- Gutiérrez, F. (2015). Producción de hidrógeno a partir de biomasa. En G. San Miguel, *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética* (pág. 359). Madrid: Mundi-Prensa.
- Hancsók, J., Kovács, F., & Krár, M. (25 de November de 2004). Production of vegetable oil Fatty Acid Methyl Esters from used frying oil by combined acid/alkali transesterification. *Petroleum & Coal*, 46(3), 36-44. doi:ISSN 1337-7027
- Hernández, F. (2015). *Producción de biogás con suero de queso. Tratamiento y generación de energía renovable a partir de lactosuero*. Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <http://www.gobalenergyassessment.org/>
- IDC. (6 de julio de 2015). *Generación de energía vía depreciación acelerada*. Obtenido de <https://idconline.mx/fiscal/2015/07/08/generacin-de-energa-va-depreciacin-acelerada>
- IEA. (2019). *Informe de estado de energía y CO2 global*. Obtenido de Las últimas tendencias en energía y emisiones en 2018: <https://www.iea.org/geco/data/>
- IEA Bioenergy. (2009). *Bioenergy - a Sustainable and Reliable Energy Source*. Institute of the University of Utrecht, Utrecht, Nederland. Recuperado el 17 de 09 de 2018, de https://www.researchgate.net/profile/Goeran_Berndes/publication/48326680_Bioenergy_-_A_Sustainable_and_Reliable_Energy_Source/links/551e9825cf29dcabb043410/Bioenergy-A-Sustainable-and-Reliable-Energy-Source.pdf
- IICA. (2010). Atlas de la agroenergía y los biocombustibles en las Américas: II Biodiésel. En I. I. (IICA), *Programa Hemisférico en Agroenergía y Biocombustibles* (pág. 7). San José, Costa Rica.
- INECC. (18 de Mayo de 2018). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero*. Obtenido de <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>
- INECC, SEMARNAT. (2014). *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. Coordinación General de Cambio Climático y Desarrollo Bajo en Carbono, CDMX, Méx. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf
- IRENA, International Renewable Energy Agency. (June de 2012). Biomass for Power Generation.

- Knothe, G. (2010). Calidad del combustible biodiésel y la norma astm. *PALMAS*, 31(Especial, Tomo II), 162-171.
- Laborde, M., Medardo, S., Ponce, J. M., Pagano, A., & Gely, M. (2017). Optimización del proceso de esterificación de aceites vegetales usados para la producción de biodiésel. *Avances en Ciencia e Ingeniería*, 8(1), 17-30. doi:ISSN: 0718-8706
- López, E., Jiménez, J., Cisneros, M., & Romero, O. (2013). Potencial de Biogás de la Fermentación Anaerobia de Residuos Sólidos de la Agroindustria Azucarera, utilizando Lodo Anaerobio de Estiércol Porcino. (L. Artega, Ed.) *Centro Azúcar*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/250309259_Potencial_de_Biogás_de_la_Fermentacion_Anaerobia_de_Residuos_Solidos_de_la_Agroindustria_Azucarera_utilizando_Lodo_Anaerobio_de_Estiercol_Porcino
- Merlin, G., & Boileau, H. (2013). Anaerobic digestion of agricultural waste: State of the art and future trends. En A. Torrlés (Ed.), *Anaerobic Digestion: Types, Processes and Environmental Impact* (Nova Science Publishers ed., pág. 8). NY USA: Series: Environmental Science, Engineering and Technology Waste and Waste Management.
- Montenegro, K., Rojas, A. S., Cabeza, I., & Hernández, M. (2016). Potencial de biogás de los residuos agroindustriales generados en el departamento de Cundinamarca. *ION*, 29(2), 23-37. doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revion.v29n2-2016002>
- Morales, W. G., Sequeira, A., Chamorro, E., Braga, M., Sobral, A., De Sousa, H., & Herrero, E. R. (11 de 08 de 2012). CATÁLISIS HETEROGENEA EN LA OBTENCIÓN DE BODIESEL . *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* , Vol. 16, 2012. , 09-15. doi:ISSN 0329-5184
- Murphy, J., Drosig, B., Allen, E., & Herrmann, C. (2015). *A perspective on algal biogas*. Obtenido de IEA Bioenergy: http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/AD_of_Algae_ebook_end.pdf
- NAWARO, BioEnergie AG. (2017). *Güstrow BioEnergie Park*. Obtenido de <https://www.nawaro.ag/en/company/guestrow-bioenergy-park/>
- NMX-F-110-1999. (1999). *NMX-F-110-1999. Manteca de Cerdo, Denominación, Especificaciones y Métodos de prueba*. Obtenido de <https://www.colpos.mx/bancodenormas/nmexicanas/NMX-F-110-1999.PDF>
- Obando, G. (2007). Producción de biogás en reactores anaeróbicos bajo diferentes configuraciones de operación. *Invest Apl Innov*, 96-103.
- Ojeda, G. (s.f.). *Técnicas de cosecha y de ensilado*. Obtenido de FAO: <http://www.fao.org/3/X8486S/x8486s0a.htm>
- Olivera, M. (s.f.). *Grasas y aceites*. Obtenido de <http://app.ffyb.uba.ar/doc/AceitesyGrasas.pdf>
- Ortiz, M. (s.f.). Reducción de las emisiones de CO2 en vehículos de transporte: combustibles alternativos. *Actualidad tecnológica: medio ambiente*, 19-20.

- Pac, S., Ochoa, L., Hernández, J., & Casanova, S. (2011). *Pre-estudio de viabilidad del abastecimiento energético integral con biomasa para una comunidad rural*. Escuela de Organización industrial, Energías Renovables, Madrid, España.
- Pac, S., Ochoa, L., Hernández, J., & Casanova, S. (2011). *Pre-estudio de viabilidad del abastecimiento energético integral con biomasa para una comunidad rural*. Escuela de Organización industrial, Energías Renovables, Madrid, España.
- Pacheco, J., Valdivia, R., M., P., Montoya, J., & Clemente, A. (30 de Abril de 2018). Warm Plasma Torch for Hydrocarbon Reforming. *IEEE*, 2413-2419. doi:10.1109/TPS.2018.2826445
- Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats, X., & Fernández, B. (2011). *Situación y potencial de generación de Biogás. Estudio técnico Per 2011-2020*. Madrid: IDAE.
- Petersson, A., & Wellinger, A. (2007). *Biogas upgrading technologies-developments and innovations*. Obtenido de IEA Bioenergy: https://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publi-task37/upgrading_rz_low_final.pdf
- Pisarrello, M. L. (2011). *Producción de biodiesel: equilibrio fisicoquímico y cinética de esterificación y transesterificación con diferentes catalizadores y alcoholes*. Argentina. Obtenido de <http://bibliotecavirtual.unl.edu.ar:8080/tesis/bitstream/handle/11185/291/tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. (30 de Sep de 2015). *Acuerdo de cooperación en materia de medio ambiente entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y la República Federativa del Brasil*. Recuperado el 26 de Sep de 2018, de <https://www.gob.mx/profepa/documentos/acuerdo-de-cooperacion-en-materia-de-medio-ambiente-entre-el-gobierno-de-los-estados-unidos-mexicanos-y-la-republica-federativa-del-brasil>
- PROSENER. (11 de marzo de 2014). *Programa Sectorial de Energía 2013-2018*. Obtenido de Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-sectorial-de-energia-2013-2018>
- Rajapopal, D., & Zilberman, D. (Sep de 2007). Review of Environmental, Economic and Policy Aspects of Biofuels. *Policy Research Working(Paper 4341)*. Obtenido de <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/7337/wps4341.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Red Mexicana de Bioenergía. (2011). *La bioenergía en México; Situación actual y perspectivas*. México: CIFOR.
- Ribes, J., & Martínez, J. (2017). *Propuesta de recuperación del biogás de la edar de la fábrica de Heineken de Valencia*. Valencia, España.
- Ríos, I. M., Santos, J., & Gutiérrez, C. (octubre-diciembre de 2017). Biocombustibles sólidos: una solución al calentamiento global. *Ciencia*, 68(4), i-1 a i-7.
- Rodiles, F. (2020). *Tasa de descuento, Obtenido de: Demodaran*.

- Rodríguez, H. (2012). *Gestión Integral de Residuos Sólidos*. Facultad de Educación Especializada en Gestión Ambiental, Centro de educación a distancia. Bogotá, Colombia: Kimpres Ltda.
- Rodríguez, J., Mañunga, T., & Cárdenas, C. (2012). Influencia de las fracciones de materia orgánica sobre el desempeño de un sistema de tratamiento de agua residual de una industria papelera. *U.D.C.A. Actualidad & Divulgación Científica*, 15(2), 447-455. Obtenido de Effect of organic matter fractions on the performance of a pulp and paper mill wastewater treatment system: <http://www.scielo.org.co/pdf/rudca/v15n2/v15n2a23.pdf>
- Salamanca, A., Geissler, G., & Sánchez, J. (2009). Tratamiento de aguas provenientes de la industria papelera por medio de la combinación de un proceso fotooxidativo y un proceso microbiológico. *Latinoamericana de Recursos Naturales*, 5(1), 50-57. Obtenido de <https://www.itson.mx/publicaciones/rln/Documents/v5-n1-6-tratamiento-de-aguas-provenientes-de-la-industria-papelera.pdf>
- Salgueiro, J. L., Pérez, L., & Cancela, Á. (2016). Simulación y diseño de una planta versátil para la obtención de biodiésel. España: Meubook S.L. doi:ISBN: 978-84-943003-1-8
- Salinas, E., & Gasca, V. (sep-oct de 2009). Los biocombustibles. *El cotidiano*, ISSN: 0186-1840(núm.157), pp. 75-82. Obtenido de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32512739009>
- Salinas, E., & GASCA, V. (sep-oct de 2009). LOS BIOCMBUSTIBLES. *El cotidiano*, ISSN: 0186-1840(núm.157), pp. 75-82. Obtenido de <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32512739009>
- San Miguel, G., & Guitierrez, F. (2015). *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética*. Universidad Politécnica de Madrid, España: Mundi-Prensa.
- Sánchez, D. (2012). *Biocombustibles y calderas de biomasa*. Navarra, España: CENER. Recuperado el Abril de 2019, de http://www.crana.org/themed/crana/files/docs/212/172/4biomasa_cener_david_sanchez.pdf
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (23 de Nov de 2015). *Protocolo de Montreal relativo a las Sustancias que Agotan la Capa de Ozono (Protocolo de Montreal)*. Recuperado el 26 de Sep de 2018, de <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/protocolo-de-montreal-relativo-a-las-sustancias-que-agotan-la-capa-de-ozono-protocolo-de-montreal>
- SEDEMA. (2017). *Energías Renovables*. Obtenido de <http://www.data.sedema.cdmx.gob.mx/cambioclimaticocdmx/biodigestores.html>
- SEMARNAT, SENER, & IMTA. (2016). *Revisión y actualización del potencial de biomasa para generación de energía eléctrica a partir de plantas de tratamiento de aguas residuales presentado en el Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE)*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/261712/2017_1303_INFORME_FINAL_IMTA-SENER.pdf

- SENER. (2012). *Prospectivas de energías renovables 2012-2026*. México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2012-2026.pdf
- SENER. (2017). *Prospectiva de Gas Natural 2017-2031*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/286233/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf
- SENER. (2018). *Balance Nacional de Energía 2017*. Subsecretaría de Planeación y Transición Energética, Dirección General de Planeación e Información Energética, México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energia_2017.pdf
- SENER. (Diciembre de 2018). *Prontuario estadístico*. (D. G. Petroquímicos, Ed.) Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/437335/Prontuario_diciembre_2018.pdf
- Sheeman, J., Camobreco, V., Duffield, J., Graboski, M., & Shapouri, H. (1998). *An Overview of Biodiesel and Petroleum Diesel Life Cycles*. (C. U.S. Department of Energy, Editor) Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/24772.pdf>
- Sheeman, J., Camobreco, V., Duffield, J., Graboski, M., & Shapouri, H. (1998). *Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for use in an urban bus*. Colorado, United States of America: U.S. Department of Agriculture and Energy. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/24089.pdf>
- SIE-SENER. (2019). *Sistema de Información Energética*. Obtenido de Petróleos Mexicanos: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cveca=PMXE2C15>
- Sinaloa, Gobierno del Edo. (01 de 11 de 2017). *REALIZA LA CRE RECORRIDO POR PLANTA DE BIOGÁS DE SUKARNE PARA CONOCER SISTEMA DE BIODIGESTIÓN*. Obtenido de <http://sedesu.sinaloa.gob.mx/noticias/realiza-la-cre-recorrido-por-planta-de-biogas-de-sukarne-para-conocer-sistema-de-biodigestion#sthash.10bW22sC.dpbs>
- Soluciones prácticas ITDG. (2004). *Ficha técnica de biodigestores*. Lima, Perú.
- Urquejo, P. (2015). *Mejoramiento de la calidad de depuración de efluente de celulosa Fraft, tratado por un sistema biológico incorporando una tecnología de tratamiento terciario*. Universidad de Concepción, Facultad de Ciencias Naturales y Oceanográficas. Obtenido de <http://www.eula.cl/giba/wp-content/uploads/2017/09/tesis-paola-urquejo-2015.pdf>
- Valdés, A., López, P., & Isaac, J. (s.f.). *Combustibles y energías renovables a partir de la biomasa azucarera*. Obtenido de FAO: <http://www.fao.org/3/AD098S/AD098S13.htm>
- Valencia, H. (10 de 11 de 2017). *Planta de valorización de residuos orgánicos en Milpa Alta, la primera en la CDMX*. Obtenido de <https://www.alcaldesdemexico.com/notas-principales/planta-de-valorizacion-de-residuos-organicos-en-milpa-alta-la-primera-en-la-cdmx/>
- VALGO SA. (2018). *Unión de productores de Beaufort, Albertville*. Obtenido de http://www.valbio.com/fr/Documents-de-reference/Union-des-Producteurs-de-Beaufort-Albertville-73/id_10179

- Vaxasoftware. (2019). *Propiedades de ácidos grasos*. Obtenido de http://www.vaxasoftware.com/doc_edu/bio/acidosgrasos.pdf
- Vereda, C., Gómez, C., & Rodríguez, J. M. (2006). Producción de biogás a partir de residuos vegetales. Características, etapas y limitaciones. *Ingeniería química*, 432, 114-122.
- Zamora, A. (2019). *Grasas, aceites, ácidos grasos, triglicéridos*. Obtenido de <https://www.scientificpsychic.com/fitness/aceites-grasas1.html>