



---

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**PROPUESTA CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE  
ENRIQUECIMIENTO, COMPRESIÓN Y ENVASADO DE BIOGÁS EN  
LA PLANTA PILOTO DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS 3PBG**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERA QUÍMICA**

**PRESENTA**

**SHANAT MACEDO REYES**



**Ciudad Universitaria, CD. MX, 2021.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.



## AGRADECIMIENTOS

Gracias al Dr. Alfonso Durán Moreno por su confianza, paciencia, apoyo, por permitirme entrar a su laboratorio y dar forma a mi trabajo y porque su exigencia de rigurosidad contribuye a mi desarrollo profesional.

A los ingenieros que forman parte del equipo en el laboratorio Gabriel, Mario Villavicencio, Mafe Altamirano, Germán Basurto, Sergio Báez, Jusin, por compartir buenos momentos, por su ayuda, sus consejos y todo lo demás.

A mis profesores Carlos Álvarez Maciel, Wendy Olga López Yepes por enseñarme no solo lo referente a las materias obligatorias, sino por estar ahí cuando los necesité...

A la UNAM por el financiamiento otorgado a través del subprograma 127 Formación Básica en Investigación.

A la UNAM y Facultad de Química, que fueron mi hogar durante algunos años, donde conocí personas maravillosas que me enseñaron muchas cosas y compartí momentos increíbles, no hay manera de agradecer la formación que se me ha dado en este lugar.

## DEDICATORIA

*Por haberme cuidado desde que nací quiero agradecer a mis abuelos Pedro Reyes C. y Celia González S., que han estado en mis momentos más importantes, apoyándome en cada decisión que he tomado y dándome consejo.*

*A mi madre Elizabeth Reyes G., porque es una mujer que simplemente me llena de orgullo, no hay manera de devolverte tanto que me has ofrecido, sacrificio y dedicación incluso antes de que hubiera nacido.*

*A mi padre Gabriel Macedo S., que, a pesar de estar lejos, me ha apoyado en lo que cabe de sus posibilidades y me ha escuchado.*

*A mis primos Lázaro Reyes M. Y Teresa W. Reyes M., que son como mis hermanos y han sido un soporte para mí.*

*A mi familia, por haber estado ahí para mí en cada reunión y tribulación que hemos atravesado, por su ánimo y buenos deseos.*

*A todos mis amigos que han convivido conmigo durante toda la carrera e incluso antes, compartiendo experiencias, clases y muchas más aventuras, Eduardo Diego Armando Gómez T., Michelle Figueroa L., por los buenos recuerdos y consejos, gracias por todo.*

*A todos ustedes, los quiero.*



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	9
2. MARCO TEÓRICO.....	12
2.1 Origen y características del biogás.....	12
2.2 Fundamentos de la Digestión Anaerobia.....	14
2.3 Ecuación de Buswell.....	17
2.4 Experiencias internacionales de aprovechamiento de biogás en el extranjero. ....	18
2.5 Principales sistemas de enriquecimiento.....	21
2.6 Compresión de biogás.....	34
2.7 Normatividad nacional e internacional en materia de biogás. ....	37
2.8 Envasado de biogás.....	40
2.9 Usos del biogás.....	42
2.10 Usos del biometano. ....	45
2.11 Usos del bioCO <sub>2</sub> .....	45
3. CASO DE ESTUDIO. Planta piloto de producción de biogás (3PBg).....	48
4. METODOLOGÍA.....	51
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	56
6. PROPUESTA PARA LA PLANTA PILOTO 3PBg.....	76
7. CONCLUSIONES GENERALES.....	78
8. ANEXO.....	80
9. BIBLIOGRAFÍA.....	82



## ***Índice de tablas.***

Tabla 1. Clasificación de subproductos identificados de RSU, modificado de (Müller et al., 2016).....	13
Tabla 2. Listado de estaciones de transferencia en la Ciudad de México (Moreno et al., 2013).....	14
Tabla 3. Tipos de plantas que producen biogás en República Checa. ....	20
Tabla 4. Plantas existentes y nuevas de biometano en la Unión Europea (EBA, 2019). ....	21
Tabla 5. Propiedades y composición del biogás crudo y del gas natural (Sun et al., 2015).....	22
Tabla 6. Comparación entre gas natural y biogás (Edgardo & Hernandez, 2017). ....	23
Tabla 7. Comparación de las tecnologías de enriquecimiento.....	24
Tabla 8. Comparación de los tipos de membranas para permeación de gases, tomado de (Scholz et al., 2013).....	26
Tabla 9. Comparación de la normatividad en países latinoamericanos. ....	38
Tabla 10. Dispositivos de almacenamiento de uso común a diversas presiones (Ullah Khan et al., 2017).....	40
Tabla 11. Análisis estadístico de la composición en % volumen de biogás generado en la 3PBg.....	49
Tabla 12. Datos experimentales de CO <sub>2</sub> .....	54
Tabla 13. Composición del biogás crudo del biodigestor húmedo.....	56
Tabla 14. Composición del biogás libre de H <sub>2</sub> S que entra a proceso de enriquecimiento. ....	56
Tabla 15. Resultados del cálculo del coeficiente isoentrópico del primer compresor.....	59
Tabla 16. Resultados del primer módulo de membrana. ....	61



Tabla 17. Resultados del segundo módulo de membrana.....	61
Tabla 18. Resultados del tercer módulo de membrana. ....	62
Tabla 19. Resultados del área de cada módulo de membrana y el área total. ....	62
Tabla 20. Resultados del cálculo de k del segundo compresor para la opción con membranas.....	65
Tabla 21. Datos y dimensiones finales de una de las torres de PSA.....	67
Tabla 22. Resultados del cálculo de k del segundo compresor para el caso de PSA. ....	68
Tabla 23. Consumo eléctrico de la planta.....	69
Tabla 24. Costo de reactivos. ....	70
Tabla 25. Costo por consumo de agua.....	70
Tabla 26. Mano de obra.....	70
Tabla 27. Costo por el suministro de FORSU.....	71
Tabla 28. Datos de producción de biometano en cada proceso, Membranas y PSA. ....	71
Tabla 29. Resultados de indicadores económicos para proceso con Membranas. ....	72
Tabla 30. Resultados de indicadores económicos para proceso con PSA. ....	72
Tabla 31. CAPEX para proceso con PSA.....	72
Tabla 32. OPEX para proceso con PSA.....	73
Tabla 33. Costo Anual Equivalente para PSA.....	73
Tabla 34. CAPEX para proceso con Membranas.....	73
Tabla 35. OPEX para proceso con Membranas.....	74
Tabla 36. Costo Anual Equivalente para proceso con Membranas.....	74
Tabla 37. Costo de producción de kg de biometano.....	74



Tabla 38. Especificaciones técnicas generales del primer compresor antes de la tecnología de enriquecimiento. ....	76
Tabla 39. Especificaciones técnicas generales de las torres de PSA. ....	76
Tabla 40. Especificaciones técnicas generales del segundo compresor para la parte de envasado de biometano. ....	77

### **Índice de ilustraciones.**\_Toc74904416

Ilustración 1. Población total en México (INEGI, 2015). ....	12
Ilustración 2. Procesos de transformación de DA (Reyes Castillo, 2017). ....	16
Ilustración 3. Número de plantas de biogás en orden descendente en Europa (Report, 2018). ....	19
Ilustración 4. Ilustración 4. Localización de algunas plantas de biogás en Alemania. <a href="https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/EN-Map">https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/EN-Map</a> ....	20
Ilustración 5. Plantas de biogás en República Checa. Sitio web: <a href="https://www.czba.cz/mapa-bioplynovych-stanic.html">https://www.czba.cz/mapa-bioplynovych-stanic.html</a> ....	21
Ilustración 6. Esquema de las rutas de utilización del biogás, biometano y bioCO <sub>2</sub> . Modificado de (R. Kapoor et al., 2020). ....	23
Ilustración 7. Estructura típica de las cavidades de la zeolita (Villarreal Medina, 2017). ....	25
Ilustración 8. Diseño típico del mejoramiento de biogás con membranas (García-Ramírez, 2015). ....	26
Ilustración 9. Diagrama de PSA (Bauer et al., 2013). ....	28
Ilustración 10. Las cuatro fases de PSA (Bauer et al., 2013). ....	28
Ilustración 11. Clasificación gráfica de las tecnologías de mejoramiento de biogás (García-Ramírez, 2015). ....	31
Ilustración 12. Diagrama instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de la NOM-007-ASEA-2016 ....	38



Ilustración 13. Arreglo de un sistema de llenado y envasado de biometano. ...	41
Ilustración 14. Tanque de almacenamiento de biometano.....	41
Ilustración 15. Esquema de una celda de combustible que usa biogás. (R. Kapoor et al., 2020) .....	43
Ilustración 16. Diagrama de funcionamiento de un turbina.(Edgardo & Hernandez, 2017) .....	44
Ilustración 17. Boiler de biogás. ....	44
Ilustración 18. Usos del bioCO <sub>2</sub> . ....	46
Ilustración 19. Vista satelital de la planta piloto de producción de biogás 3PBg. ....	48
Ilustración 20. Biodigestor húmedo RBH-01 .....	49
Ilustración 21. Diagrama de flujo de proceso de la planta piloto 3PBg. ....	52
Ilustración 22. Diagrama de la simulación de la planta piloto 3PBg en SuperPro Designer. ....	58
Ilustración 23. Diagrama de enriquecimiento con método de membranas. ....	60
Ilustración 24. Diagrama del método de enriquecimiento con PSA. ....	66

### ***Índice de Gráficos.***

Gráfico 1. Fracción mol del componente clave en la corriente de permeado vs la relación de presión. ....	61
Gráfico 2. Punto de quiebre y agotamiento para dimensionamiento de la torre de PSA. ....	67
Gráfico 3. Costo de producción de kg de biometano. ....	75

## **Nomenclatura**

$T_c$ [K]	Temperatura crítica	$\delta_i$ [m]	grosor de la membrana
$P_c$ [bar]	Presión crítica	$A_m$ [m <sup>2</sup> ]	Área superficial requerida de la membrana
$V_c$ [cm <sup>3</sup> /mol]	Volumen molar crítico	MW [g/mol]	Peso molecular
$Z_c$	Factor de compresibilidad	MCp	Capacidad calorífica molar
$\omega$	Factor acéntrico	Le [cm]	Longitud de torre experimental
$k_{ij}$	Parámetro de interacción binaria	$\theta_b$ [s]	Punto de quiebre
$B^{(0)}$	Coefficiente virial	$\theta_e$ [s]	Punto de agotamiento
$P_{s1}$ [psia]	Presión de succión	$\theta_s$ [s]	Punto de quiebre gráfico
$P_{d1}$ [psia]	Presión de descarga	C/C <sub>F</sub>	Relación de concentración de la alimentación con la del fluido a través del empaque
$\Delta P$	caída de presión	$P_b$ [g/cm <sup>3</sup> ]	Densidad del lecho empacado
$r_s$	Relación de presión por etapa	qF [kg]	Carga de adsorbente
s	etapas teóricas	G [g/s cm <sup>2</sup> ]	Masa velocidad
k	coeficiente isoentrópico	LES [cm]	Longitud de la sección de equilibrio
$Z_{av}$	Factor de compresibilidad promedio	LUB [cm]	Longitud de lecho sin usar
$Y_{if}$	Fracción mol del componente clave en la alimentación	L [cm]	Longitud total del lecho
$Y_{ip}$	Fracción mol del componente clave en el permeado	V [cm/s]	Velocidad del fluido
$\alpha$ [ $P_{CO_2} / P_{CH_4}$ ]	Selectividad de la membrana	$\epsilon$	Fracción de huecos o porosidad del lecho empacado
F [kmol/d]	Flujo de alimentación por día	$\mu$ [cP]	Viscosidad del fluido de proceso
P [kmol/d]	Flujo de permeado por día	$d_p$ [cm]	Diámetro de partícula de material adsorbente
R [kmol/d]	Flujo de rechazo por día	$g_c$ [32.2 ft lb/s <sup>2</sup> lb <sub>f</sub> ]	Factor de corrección gravitacional
$\Phi$ [ $P_F/P_P$ ]	Relación de presiones		
$J_i$ [kmol/m <sup>2</sup> d]	Flux del componente clave		



## 1. INTRODUCCIÓN.

La producción de biogás a partir de residuos contribuye a disminuir los gases de efecto invernadero (GEI) que son resultado del consumo de combustibles fósiles, como también ayuda a la reducción de residuos orgánicos (Abad et al., 2019).

El biogás es producido por un proceso denominado digestión anaerobia (DA), y su composición típica en porcentaje (%) en volumen es la siguiente: CH<sub>4</sub> (60-70%), CO<sub>2</sub> (30-40%), H<sub>2</sub>O (1-5%), H<sub>2</sub>S (0-4000 ppm), además de otros componentes en menor cantidad. El biogás es una opción importante en el desarrollo del mercado de la energía de fuente renovable (Ullah Khan et al., 2017).

Para ayudar a elevar el valor calorífico y reducir los componentes indeseables en el biogás que son dañinos para los equipos de proceso como para la salud, se utilizan diversos métodos o tecnologías, así el biogás purificado puede ser usado en diferentes aplicaciones: electricidad, calor, producción de vapor, para obtención de compuestos de valor agregado, por mencionar los principales (Sun et al., 2015).

El presente trabajo propone un sistema de enriquecimiento, compresión y envasado de biogás para una planta piloto, con el fin de que el biometano producido tenga las características necesarias para ser utilizado como combustible en las instalaciones universitarias o ser almacenado y transportado para su aprovechamiento fuera de su lugar de producción, siguiendo las especificaciones y normatividad en la materia.

Para el análisis del caso de estudio, se presentan los fundamentos teóricos del proceso de digestión anaerobia y las distintas tecnologías para limpiar y enriquecer el biogás producido, así como el uso de ecuaciones que permiten calcular un estimado del biogás que se obtendrá con cierto sustrato.

El trabajo consta de siete secciones en donde se tocan los siguientes puntos: Introducción, justificación del proyecto, marco teórico, el caso de estudio, metodología, resultados y discusión, finalmente, la propuesta para la planta piloto 3PBg y las conclusiones generales.



## ***Justificación.***

La implementación de plantas de biogás a pequeña escala tiene un efecto positivo y sinérgico en la mitigación de los problemas globales integrados (deforestación, aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero, aumento en los residuos urbanos), pues es una parte importante del desarrollo sustentable. Facilita la economía circular proporcionando energía renovable, limpia y autosuficiente (Ghavinati & Tabatabaei, 2018).

Debido a que el biogás ha sido reconocido como una fuente de energía renovable, la atención que ha atraído hacia las diferentes tecnologías para su limpieza y enriquecimiento ha aumentado. Seleccionar la tecnología adecuada depende mucho del uso final que se le dará al biogás o biometano y de las condiciones locales del lugar donde se produzca (Sun et al., 2015).

Sin embargo, existen problemas económicos, ya que, generalmente los sistemas de producción de biometano, es decir el acondicionamiento del biogás son muy dependientes de la electricidad y por lo tanto se aprovechan las mismas corrientes producidas para satisfacer la demanda interna de energía. Comparado con otros gases, como el gas natural, producir biogás requiere de un proceso costoso para obtener un combustible con un nivel de energía bajo (Gustafsson & Svensson, 2021).

## ***Objetivo General.***

Diseñar conceptualmente un sistema de enriquecimiento, compresión y envasado de biogás para una planta piloto de producción de biogás que trata residuos sólidos orgánicos, a través del uso de simuladores de proceso con el fin de aprovechar el biogás en usos domésticos e institucionales.

## ***Objetivos Particulares.***

- Definir un esquema conceptual de enriquecimiento, compresión y envasado de biogás con base en reportes bibliográficos, en experiencias internacionales de plantas piloto e industriales, y con resultados de



simulación de procesos, con el fin de facilitar el traslado de biogás para su aprovechamiento térmico como combustible.

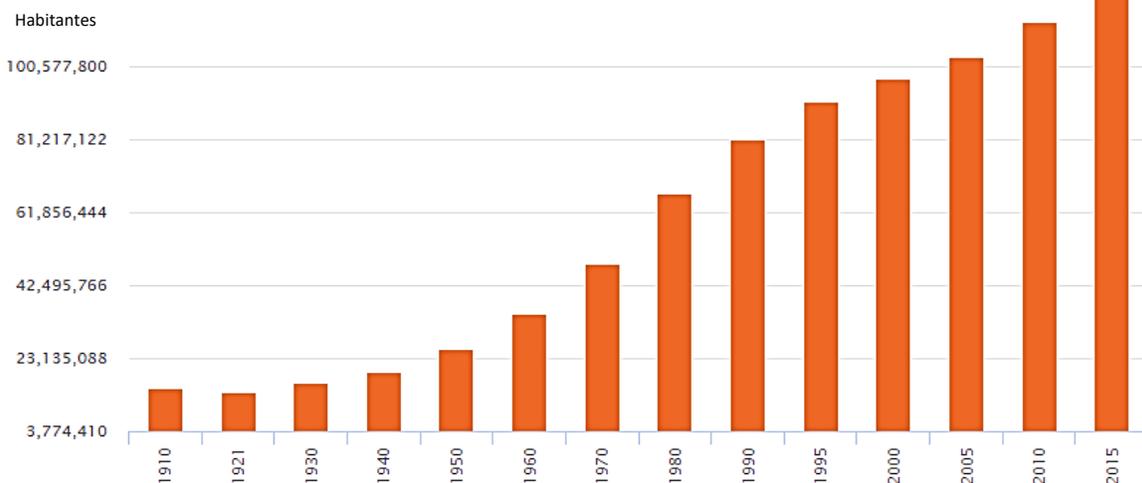
- Elaborar hojas técnicas de los equipos principales, que respondan a la normatividad en la materia y con los resultados de la simulación con el fin de identificar equipos comerciales.
- Esbozar un modelo de negocio para crear un esquema autosostenible de aprovechamiento del biogás obtenido en una planta piloto de producción de biogás estimando costos de inversión y de operación con el uso de un simulador de procesos.



## 2. MARCO TEÓRICO.

### 2.1 Origen y características del biogás.

El incremento en la temperatura media del planeta, mejor conocido como calentamiento global es, en su mayoría debido a la generación de los llamados gases de efecto invernadero (vapor de agua, CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, SF<sub>6</sub>, CFC) esto a su vez es una consecuencia del crecimiento de la población, como puede observarse en la ilustración 1 y por ende el incremento en la demanda de productos para consumo y satisfacción de necesidades, destacan entre éstos, el uso de combustibles fósiles y la generación de residuos sólidos urbanos, los cuales son una preocupación muy importante por la gran cantidad que se genera y su composición.



*Ilustración 1. Población total en México (INEGI, 2015).*

Los residuos sólidos urbanos (RSU) se definen en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) como *aquellos que se producen en las casas habitación debido a la eliminación de los materiales que se utilizan en las actividades domésticas (por ejemplo, residuos de los productos de consumo y sus envases, embalajes o empaques o residuos orgánicos); los que provienen también de cualquier actividad que se realiza en establecimientos o en vía pública, con*



*características domiciliarias y los resultantes de lugares públicos siempre que no sean considerados de otra índole (Federación, 2018).*

Con la finalidad de estimar la composición de los residuos sólidos de la CDMX, la Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación llevó a cabo convenios con las principales instituciones de educación superior de la ciudad, para la realización de dicho estudio, en el Programa de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PGIRS) de la Secretaría del Medio Ambiente. En la tabla 1 se muestra un resumen de los resultados de los estudios de composición de residuos, agrupando los distintos subproductos encontrados.

En un estudio más reciente, del año 2018, se reportó que en México, se producen anualmente 53 millones de toneladas de RSU, el 52% son residuos orgánicos (Biogás en Mexico, 2018). Así que procesar la FORSU (Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos) a través de digestión anaerobia permite incrementar su valor al producir un biocombustible gaseoso.

*Tabla 1. Clasificación de subproductos identificados de RSU, modificado de (Müller et al., 2016).*

<b>Clasificación de residuos en la NADF-024-AMBT-2013</b>	<b>%</b>
Residuos biodegradables susceptibles de ser aprovechados	49.95
Residuos inorgánicos con potencial de reciclaje	25.89
Residuos inorgánicos de aprovechamiento limitado	26.94
Residuos de manejo especial y voluminoso	0.21
Residuos peligrosos provenientes de fuentes distintas a los establecimientos comerciales, industriales y de servicios	0.00

Otro estudio realizado antes, en el año 2013, muestra información de la cantidad de residuos sólidos generados en la Ciudad de México, que está actualmente dividida en 16 alcaldías donde la recolección de los residuos comienza con vehículos de una capacidad de entre 3000 a 5000 kg. El siguiente paso es el transporte hacia alguna de las 13 estaciones de transferencia o Transfer Stations (TS), localizadas en 12 de las 16 alcaldías.



Tabla 2. Listado de estaciones de transferencia en la Ciudad de México (Moreno et al., 2013).

Estación de transferencia	TS Características		Características de la muestra	
	Código	RSU transferidos diariamente [1x10 <sup>3</sup> kg/d]	Muestra total colectada [kg]	Cantidad de muestra para la cuantificación de los productos [kg]
Álvaro Obregón	TS1	1170	535	51
Azcapotzalco	TS2	1238	511	51
Benito Juárez	TS3	422	522	49
Coyoacán	TS4	1411	503	50
Cuauhtémoc	TS5	910	494	50
Gustavo A. Madero	TS6	816	521	50
Iztapalapa 1	TS7	1293	762	50
Iztapalapa 2	TS8	1306	760	50
Miguel Hidalgo	TS9	599	492	54
Milpa Alta	TS10	76	209	52
Tlalpan	TS11	493	496	49
Venustiano Carranza	TS12	717	414	42
Xochimilco	TS13	475	423	50

La composición final del biogás depende principalmente de la materia orgánica utilizada; el uso eficiente y responsable de biogás puede contribuir a cumplir con la demanda energética sin incrementar las emisiones de gases de efecto invernadero (Villarreal-Aline, 2017).

## **2.2 Fundamentos de la Digestión Anaerobia.**

La DA (digestión anaerobia) es una serie de interacciones metabólicas entre diferentes microorganismos, dicho de otra forma, se considera un ecosistema en el que consorcios de microorganismos del dominio de las arqueobacterias trabajan en la conversión y degradación de la materia orgánica compleja en metano y dióxido de carbono (GmbH, 2018).

Los metanógenos pertenecen a las arqueobacterias, un tercer reino primario distinto de todos los demás procariontes y eucariotes, la distinción se basa en las estructuras



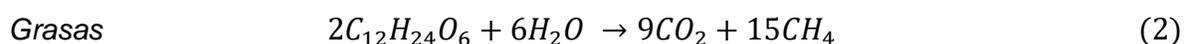
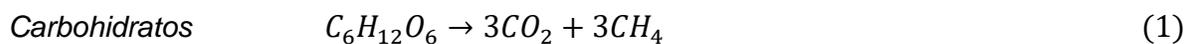
únicas de la pared celular y algunos componentes de su membrana (Abbanat et al., 1989).

La actividad metabólica de los diversos grupos bacterianos da lugar a la formación de distintos microambientes en los que cada grupo va a encontrar los más adecuados a sus necesidades, además de que la vida en comunidad permite que los desechos que genera un grupo de bacterias, se conviertan en nutrientes y posibilite condiciones ambientales aptas para el desarrollo de otros grupos bacterianos. Las bacterias anaerobias cuentan con un metabolismo que genera su propia energía a partir de sustancias que carecen de oxígeno, lo hacen generalmente a través de procesos de fermentación (Marcela et al., 2015).

Generalmente el proceso de DA se lleva a cabo en un biodigestor cerrado a la atmósfera, los procesos que se llevan a cabo aquí pueden ser divididos en; bioquímicos y fisicoquímicos, estos últimos son una serie de reacciones que abarcan la asociación/disociación de iones, transferencia líquido-gas y la precipitación y solubilización de sólidos. En cuanto a los procesos bioquímicos, son normalmente catalizados por enzimas intra- o extracelulares (proteínas, polímeros formados por aminoácidos que catalizan o aceleran reacciones) que actúan en una fase acuosa de material orgánico disponible, la desintegración de materiales complejos (incluyendo biomasa muerta) a constituyentes particulados y su subsecuente hidrólisis enzimática a monómeros solubles. La digestión de material soluble mediada por organismos es un proceso intracelular que resulta en el crecimiento y descomposición de biomasa (Reyes Castillo, 2017).

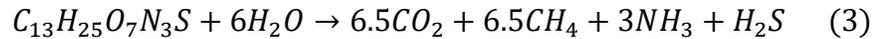
El sustrato que se aprovecha es denominado FORSU (Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos), está compuesto de carbohidratos, proteínas y lípidos, y a partir de esta composición elemental se obtienen los compuestos de las siguientes reacciones:

Descomposición de:

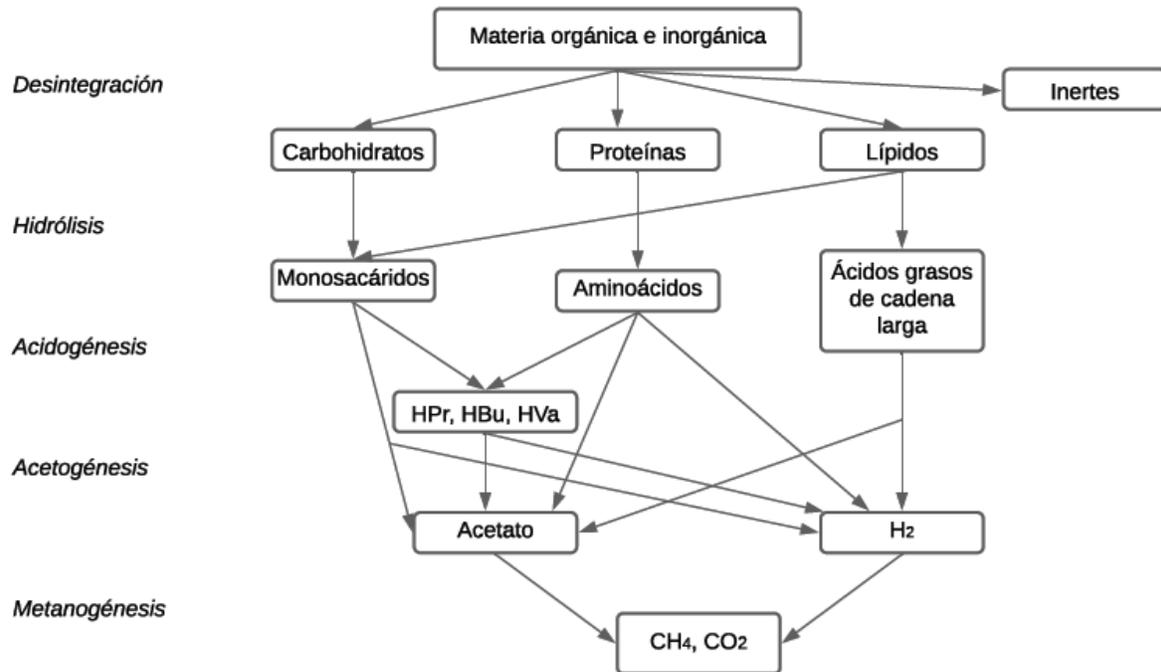




Proteínas



El proceso de transformación se da en 4 etapas: Hidrólisis, Acidogénesis, Acetogénesis y Metanogénesis, las cuales se visualizan en la ilustración 2.



*HVa (ácido valérico), HBU (ácido butírico), HPr (ácido propiónico)*

*Ilustración 2. Procesos de transformación de DA (Reyes Castillo, 2017).*

**Hidrólisis:** Moléculas orgánicas complejas y no disueltas (carbohidratos, grasas y proteínas) se rompen en compuestos más simples (aminoácidos, azúcares, ácidos grasos, etc.). Los compuestos solubles (oligosacáridos, azúcares, alcoholes, aminoácidos y ácidos grasos) son transportados a través de la pared celular y son las principales fuentes de carbono y energía para los microorganismos.

**Fermentación o Acidogénesis:** Se metabolizan los productos de la hidrólisis y se obtienen compuestos de peso molecular intermedio (acetato, propionato, butirato, lactato, etc.) y alcoholes. Los productos de la degradación son  $H_2$  y acetato.

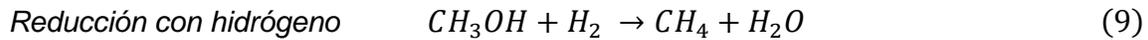
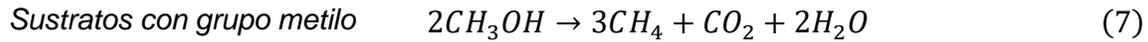
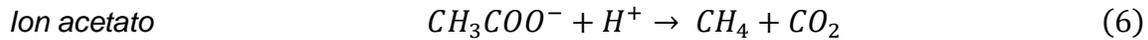
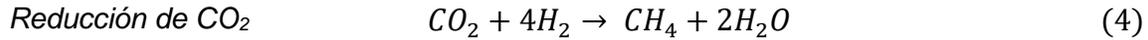
**Acetogénesis:** Los productos finales de la etapa acidogénica se transforman en acetato, la mayoría de las bacterias anaerobias han extraído todo el alimento de la



biomasa y eliminan los productos de desecho de sus células que se usarán en la etapa siguiente.

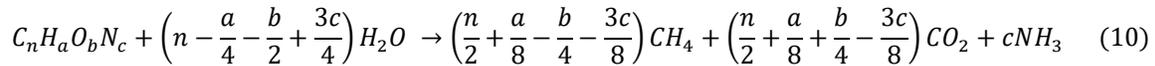
**Metanogénesis:** Los microorganismos metanogénicos pueden clasificarse en dos (dependiendo el sustrato que metabolizan; hidrogenotróficos (H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>) y acetoclásticos (acetato, metanol, aminas). Las siguientes reacciones son las principales por las que ocurre la formación de metano (Reyes Castillo, 2017).

Formación de metano a partir de:



### **2.3 Ecuación de Buswell**

Este modelo permite predecir la cantidad de biogás producido y está dado por las siguientes ecuaciones (Chen et al., 2019):



$$TBY \left[ \frac{mL}{g VS} \right] = \frac{22.415 n}{12n + a + 16b + 14c} \quad (11)$$

$$TMY \left[ \frac{mL}{g VS} \right] = \frac{22.415 \left( \frac{4n + a - 2b - 3c}{8} \right)}{12n + a + 16b + 14c} \quad (12)$$

$$\text{Contenido de metano [\%]} = \frac{TMY \left[ \frac{mL}{g VS} \right]}{TBY \left[ \frac{mL}{g VS} \right]} = \frac{1}{2} + \frac{a - 2b - 3c}{8n} \quad (13)$$

Donde TBY (rendimiento teórico de biogás), TMY (rendimiento teórico de metano).



Un aspecto importante para medir la factibilidad de un proceso de digestión anaerobia (conversión y degradación de la materia orgánica) es el rendimiento de metano, el cual permite estimar el potencial de aprovechamiento de un sustrato. La predicción por el método de Buswell se basa en la transformación estequiométrica de los compuestos básicos de los sustratos tales como lípidos, proteínas y carbohidratos.

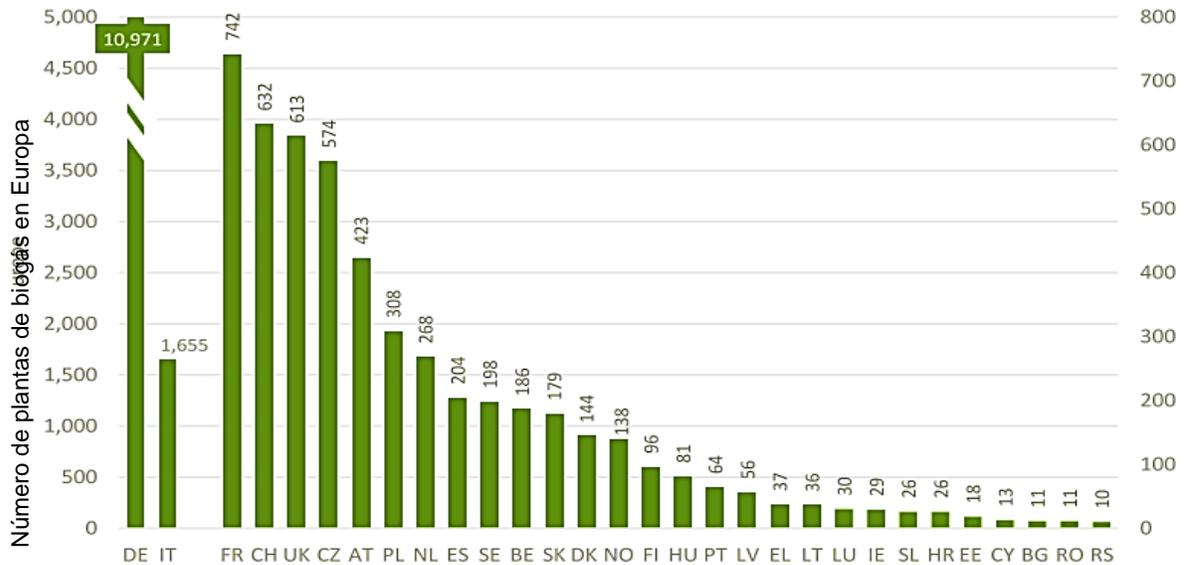
Si la composición química elemental de la materia orgánica de entrada es conocida, se puede estimar la cantidad de metano producido basado en la estequiometría de la reacción. La ecuación de Buswell representa una reacción redox balanceada en la cual los productos de la digestión anaerobia son metano, dióxido de carbono y amoníaco (Crespo et al., 2016).

Para el caso específico de la FORSU se tiene la siguiente fórmula empírica que considera el contenido de azufre (Peña-Vargas, 2019):



## **2.4 Experiencias internacionales de aprovechamiento de biogás en el extranjero.**

El aprovechamiento de biogás ha tenido un mayor crecimiento en países europeos, existe una organización llamada EBA (European Biogas Association) con un total de veintiocho países miembros, la cual aboga por el reconocimiento del biometano y otros gases renovables como fuente sostenible de energía. La EBA dentro de su reporte estadístico del año 2018 muestra la cantidad de plantas que hay en Europa.



*Ilustración 3. Número de plantas de biogás por país en orden descendente en Europa (Report, 2018).*

El siguiente listado corresponde a las abreviaciones de los países que se encuentran en el eje de las abscisas de la ilustración 3.

Abreviación	País	Abreviación	País	Abreviación	País
AT	Austria	FI	Finlandia	NL	Países Bajos
BE	Bélgica	FR	Francia	NO	Noruega
BG	Bulgaria	HR	Croacia	PL	Polonia
CH	Suiza	HU	Hungría	PT	Portugal
CY	Chipre	IE	Irlanda	RO	Rumania
CZ	República Checa	IS	Islandia	RS	Serbia
DE	Alemania	IT	Italia	SE	Suecia
DK	Dinamarca	LT	Lituania	SK	Eslovaquia
EE	Estonia	LU	Luxemburgo	SL	Eslovenia
EL	Grecia	LV	Letonia	UK	Reino Unido
ES	España	MT	Malta		



*Ilustración 4. Localización de algunas plantas de biogás en Alemania.*

<https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/EN-Map>

Puede observarse que Alemania (DE) es el líder con un total de 10,971 plantas de biogás, seguido de Italia (IT) con 1,655.

Un tercer caso de éxito es el de Suecia, que cuenta con 282 plantas de biogás, el 63% de la producción de biogás se convirtió a biometano y se utilizó como combustible para vehículos en 2015. Suecia tiene objetivos ambiciosos para tener un sector de transporte independiente de combustibles fósiles en 2030 y planea convertirse en un país libre de combustibles fósiles en 2050. (European Biogas Association, 2019).

La industria de biogás en República Checa se ha desarrollado bien desde el año 2005. Existen plantas de biogás en operación, las cuales representan el 25% de la producción eléctrica:

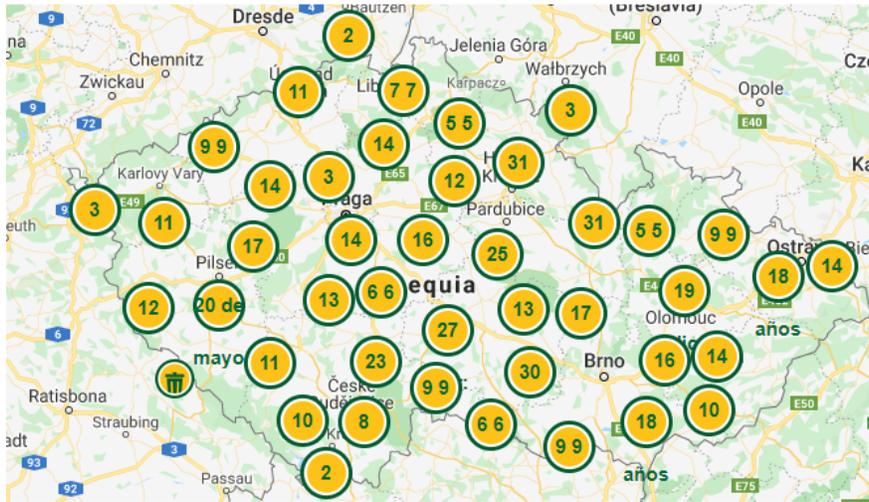
*Tabla 3. Tipos de plantas que producen biogás en República Checa.*

<b>Tipo de planta</b>	<b>Número de plantas</b>	<b>MW producidos</b>
<b>Agro</b>	382	312



<b>Tratamiento de agua</b>	98	22
<b>Vertedero</b>	56	19
<b>Industrial</b>	18	7
<b>TOTAL</b>	554	360

Algunas de las plantas de biogás que existen en República Checa se pueden visualizar en el siguiente mapa:



*Ilustración 5. Plantas de biogás en República Checa. Sitio web:*

<https://www.czba.cz/mapa-bioplynovych-stanic.html>

De acuerdo con datos de la EBA se tienen las siguientes cantidades de plantas de biometano en la Unión Europea.

*Tabla 4. Plantas existentes y nuevas de biometano en la Unión Europea (EBA, 2019).*

<b>Año</b>	<b>Plantas existentes</b>	<b>Plantas nuevas</b>
<b>2016</b>	456	41
<b>2017</b>	497	43
<b>2018</b>	540	70

## **2.5 Principales sistemas de enriquecimiento.**

Para aumentar el valor calorífico y reducir los componentes indeseables, por ejemplo, el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, que son perjudiciales para el sistema de utilización del



biogás, es importante limpiar el biogás crudo y llevarlo a una calidad de combustible más elevada. Con este fin se implementan tecnologías de limpieza y enriquecimiento.

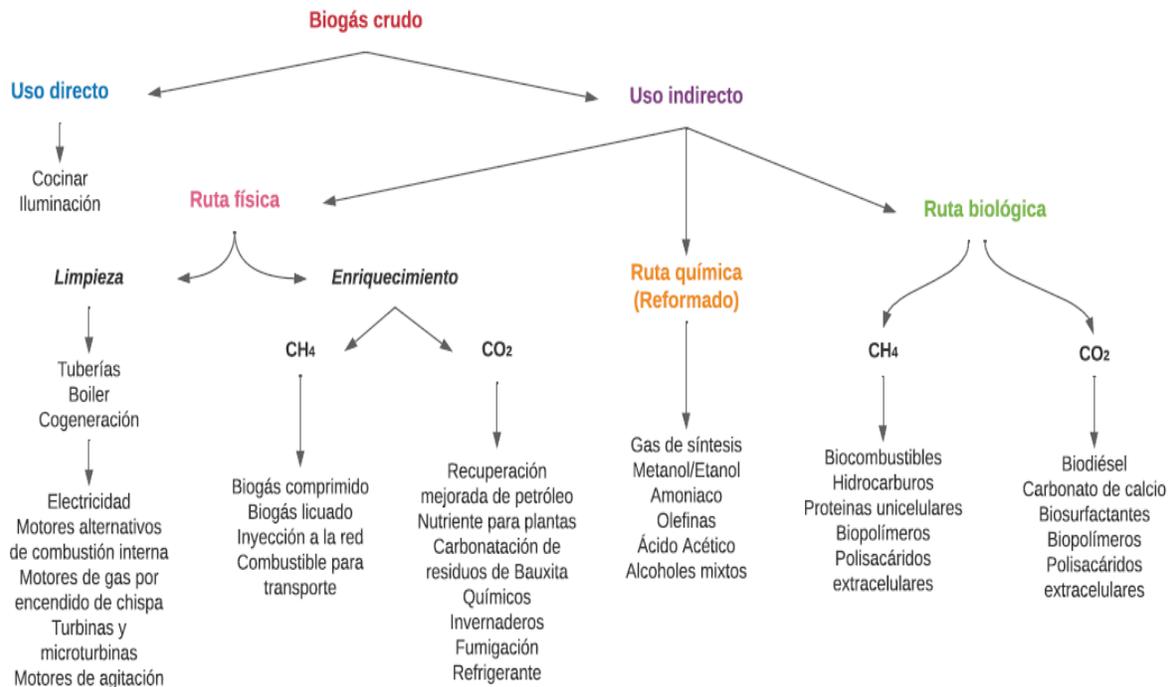
*Tabla 5. Propiedades y composición del biogás crudo y del gas natural (Sun et al., 2015).*

Parámetro	Unidad	Gas de vertedero	Gas de DA	Gas Natural	Impacto en la utilización de biogás
Valor calorífico inferior	MJ/Nm <sup>3</sup>	16	23	39	-
CH <sub>4</sub>	% mol	35-65	60-70	85-92	-
Hidrocarburos ligeros	% mol	0	0	9	-
H <sub>2</sub>	% mol	0-3	0	-	-
CO <sub>2</sub>	% mol	15-40	30-40	0.2-1.5	Disminuye el valor calorífico, corrosión en equipos.
H <sub>2</sub> O	% mol	1-5	1-5	-	Corrosión, daño por formación de condensado y hielo.
N <sub>2</sub>	% mol	15	0.2	0.3	Disminuye el valor calorífico, corrosión.
O <sub>2</sub>	% mol	1	0	-	Corrosión.
H <sub>2</sub> S	ppm	0-100	0-4000	1.1-5.9	Envenena el convertidor catalítico, emisiones y daño a la salud.
NH <sub>3</sub>	ppm	5	100	-	Emisiones, corrosión.
Cl total	mg/Nm <sup>3</sup>	5	100	-	-

Las tecnologías para enriquecer el biogás y obtener biometano atraen más interés en la industria de la bioenergía, se han desarrollado un gran número de éstas para



la limpieza de biogás y muchas de ellas son comerciales y están disponibles (Sun et al., 2015).



*Ilustración 6. Esquema de las rutas de utilización del biogás, biometano y bioCO<sub>2</sub>.*

*Modificado de (R. Kapoor et al., 2020)*

En la ilustración 6 puede observarse las diferentes rutas del biogás y es importante aclarar la diferencia entre limpieza y enriquecimiento. La limpieza del biogás es el paso preliminar en cualquier tratamiento que se le dé al biogás y comprende la remoción de H<sub>2</sub>S, siloxanos, humedad, componentes orgánicos volátiles y amoníaco. En casi todas las aplicaciones del biogás es necesario eliminar el sulfuro de hidrógeno (Ullah Khan et al., 2017).

El enriquecimiento se logra mediante la eliminación de CO<sub>2</sub> del biogás, esto se hace con el fin de obtener biometano, es decir una concentración del 90% de pureza en CH<sub>4</sub>. Varios autores afirman que, por encima de esta pureza, el biometano es equivalente al gas natural y puede ser sustituido en todas sus aplicaciones (R. Kapoor et al., 2020).

*Tabla 6. Comparación entre gas natural y biogás (Edgardo & Hernandez, 2017).*



PARÁMETRO	UNIDADES	GAS NATURAL	BIOGÁS (60% CH <sub>4</sub> )
Poder calorífico inferior*	kcal/m <sup>3</sup>	7600	5134
Índice de Wobbe (inferior)	MJ/m <sup>3</sup>	39.9	19.5
Velocidad máxima de llama.	m/s	0.39	0.25
Requisito teórico de aire	m <sup>3</sup> aire/m <sup>3</sup> gas	9.53	5.71
Concentración de CO <sub>2</sub> después de la combustión	% v	11.9	17.8

\* Se refiere al calor de combustión menos el calor de vaporización del vapor de agua presente en el gas.

La tabla 6 presenta algunas tecnologías de enriquecimiento de biogás, indicando el porcentaje de pureza alcanzada (contenido de metano), pérdida de metano en el proceso y el contaminante que debe ser removido antes de entrar a dicho proceso.

*Tabla 7. Comparación de las tecnologías de enriquecimiento.*

Tecnología	Pureza alcanzada (%)	Pérdida de metano (%)	Contaminante de eliminación previa
Lavado con agua	96 a 99	3 a 5	H <sub>2</sub> S
Separación criogénica	97 a 99	1	H <sub>2</sub> S y H <sub>2</sub> O
Absorción Física	95 a 98	2 a 4	H <sub>2</sub> S
Absorción Química	97 a 99	0.1 a 0.2	H <sub>2</sub> S
PSA*	96 a 98	2 a 4	H <sub>2</sub> S y H <sub>2</sub> O
Membrana	98	1 a 10	H <sub>2</sub> S
Enriquecimiento in-situ	87 a 95	2 a 8	No necesario
Hidratos	84 a 96	alta	No necesario
Proceso biológico	96	2 a 4	No necesario

\* Adsorción por oscilación de presión o Pressure swing adsorption (PSA por sus siglas en inglés).

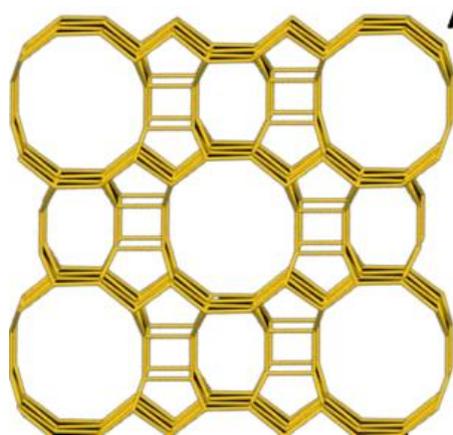
La selección de la tecnología a usar depende directamente de los requerimientos del biogás y las circunstancias locales. Desde la década de los años cuarenta se han desarrollado métodos de decisión multicriterio, que se emplean en diversos ámbitos como la selección óptima para ubicar una planta, selección de la mejor tecnología para un proceso, el análisis estratégico a nivel empresarial entre otros.

**Uso de zeolitas.** Otra tecnología que se ha estudiado es la de los materiales adsorbentes, que se emplean en procesos de adsorción-desorción y en los cuales



se usan cambios de presión o temperatura, las zeolitas son materiales inorgánicos que se usan ampliamente como adsorbentes, ya que sus cavidades pueden ser ocupadas por moléculas o iones de diversos tamaños.

El diámetro cinético de los gases contenidos en el biogás es muy similar (diámetro de una molécula), por lo que no es posible utilizar las diferencias de diámetros para separar selectivamente al metano de los otros gases. Así que una separación exitosa del metano en la zeolita consiste en proporcionarle un poder polarizante para que sea capaz de adsorber moléculas polares como  $\text{H}_2\text{S}$  y polarizables como  $\text{CO}_2$ , y en cambio el metano al ser no polar se adsorbe débilmente, permitiendo su enriquecimiento en la corriente de biogás (Villarreal Medina, 2017).

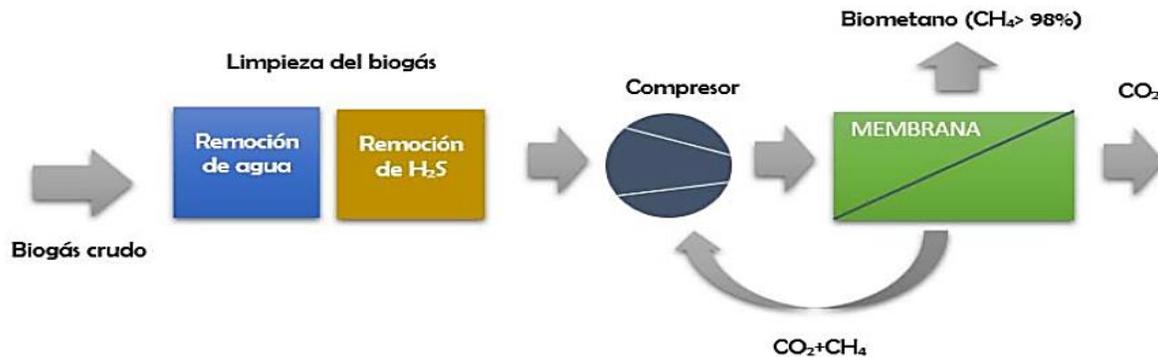


*Ilustración 7. Estructura típica de las cavidades de la zeolita (Villarreal Medina, 2017).*

**Uso de membranas para enriquecimiento de biogás.** La membrana actúa como una barrera semipermeable que permite el paso diferenciado de ciertos compuestos específicos de una mezcla gaseosa como el biogás, y su capacidad de permeado está en función de fuerzas impulsoras aplicadas, como la diferencia de concentraciones, presión y temperatura. La separación de gases con membrana puede ser más beneficiosa si el flujo de gas es bajo y la entrada de contenido de  $\text{CO}_2$  es alta, estas consideraciones son adecuadas para una planta de enriquecimiento de biogás (Ullah Khan et al., 2017).



El proceso de separación con membrana consiste en la remoción de H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. La compresión se lleva a cabo a presiones de 5 a 20 bar, esta presión depende de los requerimientos específicos del sitio, del diseño y el tipo de manufactura de las membranas ( et al Kapoor, 2020).



*Ilustración 8. Diseño típico del mejoramiento de biogás con membranas (García-Ramírez, 2015).*

A escala industrial se han usado principalmente materiales poliméricos debido a su bajo costo. Hoy en día el acetato de celulosa es el polímero más utilizado para la separación de CO<sub>2</sub>, pero uno de los desafíos más grandes que presenta es la plastificación, que sucede cuando algunas sustancias se disuelven en la matriz polimérica, y por lo tanto depende de la cantidad de gas adsorbido.

*Tabla 8. Comparación de los tipos de membranas para permeación de gases, tomado de (Scholz et al., 2013).*

	Unidad	Fibra hueca	Enrollado en espiral	Envolvente
Densidad de empaque	m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup>	< 10000	200 - 1000	30 - 500
Área aproximada por módulo	m <sup>2</sup>	300 - 600	20 - 40	5 - 20
Costo del pretratamiento requerido por módulo	USD/m <sup>2</sup>	2-10 Alto	10 - 50 Moderado	50 - 200 Mínimo

De acuerdo con algunos autores, los procesos de permeación de gas en una sola etapa no pueden producir una alta pureza de CH<sub>4</sub> y simultáneamente obtener una alta recuperación de CH<sub>4</sub>. Por lo tanto, los conceptos de varias etapas son obligatorios (Scholz et al., 2013).



Para realizar el cálculo del área necesaria de la membrana, primeramente, hay que designar el componente clave (el que se permea fácilmente y que se señala con subíndice “i”), en este caso es el CO<sub>2</sub>.

La ecuación quince representan el balance global en un módulo de la membrana y, la ecuación siguiente, el del componente clave.

$$F = P + R \quad (15)$$

$$y_{if} F = y_{ip} P + y_{iR} R \quad (16)$$

Para poder resolver el balance de materia debe usarse una relación de presiones que se describe de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{P_F}{P_P} \quad (17)$$

Es una regla heurística que la presión del permeado es la cuarta parte de la alimentación.

La ecuación dieciocho permite conocer la fracción mol del componente clave en la parte del permeado.

$$y_{iP} = \frac{1 + y_{iF}\phi}{2} + \frac{\phi}{2(\alpha - 1)} - \sqrt{\left[ \frac{1 + y_{iF}\phi}{2} + \frac{\phi}{2(\alpha - 1)} \right]^2 - \frac{\alpha y_{iF}\phi}{\alpha - 1}} \quad (18)$$

Posteriormente se utiliza la ecuación diecinueve (ley de Fick) para conocer el flux de cada componente que atraviesa la membrana.

$$J_i = \frac{P_i}{\delta_i} (P_{iF} - P_{iP}) \quad (19)$$

Ahora bien, para conocer el área requerida se usa la ecuación veinte:

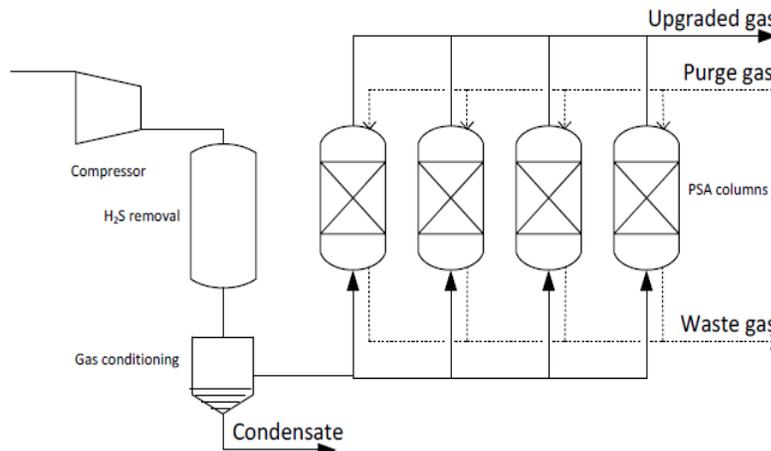
$$A_m = \frac{P}{(J_i + J_j)} \quad (20)$$

### **Uso de torre empacada para enriquecimiento de biogás.**

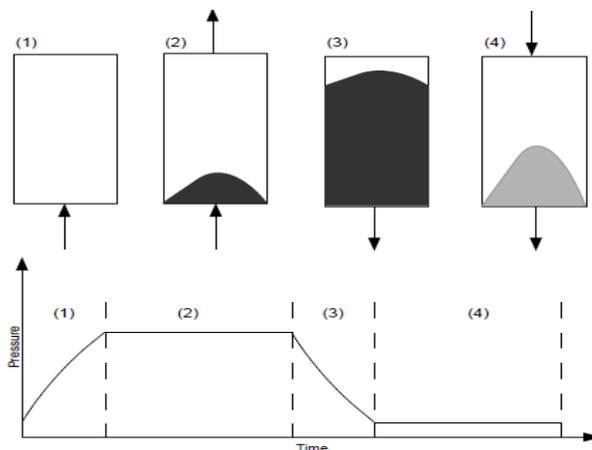
También conocido como adsorción por cambio de presión (PSA por sus siglas en inglés) es un método que se usa para separar CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y agua del biogás. El



proceso consiste en comprimir el biogás, elevando su presión y alimentarlo a una columna de adsorción en donde sólo se retiene el  $\text{CO}_2$  en un material que está hecho comúnmente de carbón activado, sílica gel, alúmina o zeolita. El metano no queda retenido y fluye a través de la columna. Hasta que el material de la columna se satura con el dióxido de carbono se libera la presión y el  $\text{CO}_2$  se envía a una corriente de salida (Alfonsina, 2015).



*Ilustración 9. Diagrama de PSA (Bauer et al., 2013).*



*Ilustración 10. Las cuatro fases de PSA (Bauer et al., 2013).*

El proceso de una columna PSA consiste en 4 fases; (1) presurización, (2) alimentación, (3) antes de purga y (4) purga. Durante la etapa de alimentación, la columna es alimentada con biogás crudo, el dióxido de carbono es adsorbido en el material del lecho, mientras el metano fluye a través de la columna. Cuando el lecho está saturado con dióxido de carbono la alimentación se cierra y se inicia la etapa



previa a la purga. La presión decrece considerablemente para desorber el dióxido de carbono del adsorbente y el gas rico en dióxido de carbono es bombeado fuera de la columna.

Como la columna al comienzo de esta fase se llenó con biogás crudo, se pierde parte del metano con el dióxido de carbono desorbido, a la presión más baja de la columna se inicia la purga. Se sopla gas mejorado a través de la columna para vaciarla de todo el dióxido de carbono que se haya desorbido del lecho de la columna. La columna así se regenera y se puede volver a presurizar, ya sea con biogás crudo o con el gas mejorado, y se completa así un ciclo de operación.

Debido a que el ciclo se compone de cuatro fases, una columna está realizando la adsorción mientras las otras tres están en diferentes fases de la regeneración. Típicamente el ciclo de la columna PSA dura de 2 a 10 minutos (Bauer et al., 2013).

#### **Algoritmo de cálculo de una PSA.**

De acuerdo con la literatura (Max S. Peters, Klaus D. Timmerhause, n.d.), las consideraciones más importantes para el diseño del proceso son: las características del material adsorbente, y la manera en cómo cambia la composición en función del tiempo y de la distancia que recorre el fluido a través del lecho de adsorbente. Así que se considera el perfil del adsorbato como función del tiempo dentro del lecho.

$$L_B = LES + LUB \quad (21)$$

$$LUB = \frac{\theta_s - \theta_b}{\theta_s} L_e \quad (22)$$

$$LES = \frac{c'_F G \theta}{q_F \rho_b} \quad (23)$$

$$\theta_s = \int_0^{\theta_e} \left(1 - \frac{c}{c_F}\right) d\theta \quad (24)$$

$$\frac{L}{D} = 1.5 \quad (25)$$

También debe calcularse la velocidad superficial del fluido de proceso.



$$v = \frac{4 MG}{\pi \rho D_{nom}^2} \quad (26)$$

Donde G es el flujo molar del fluido de proceso, M y  $\rho$  son la masa molar y densidad del fluido de proceso, respectivamente.

Adicionalmente, debe calcularse la caída de presión a través del lecho empacado con la ecuación de Ergun:

$$\Delta P = \left( 150 \frac{(1 - \varepsilon)\mu}{d_p v \rho} + 1.75 \right) \frac{\rho v^2 L (1 - \varepsilon)}{g_c d_p \varepsilon^3} \quad (27)$$

Para poder calcular el costo de una torre empacada se tienen las siguientes ecuaciones.

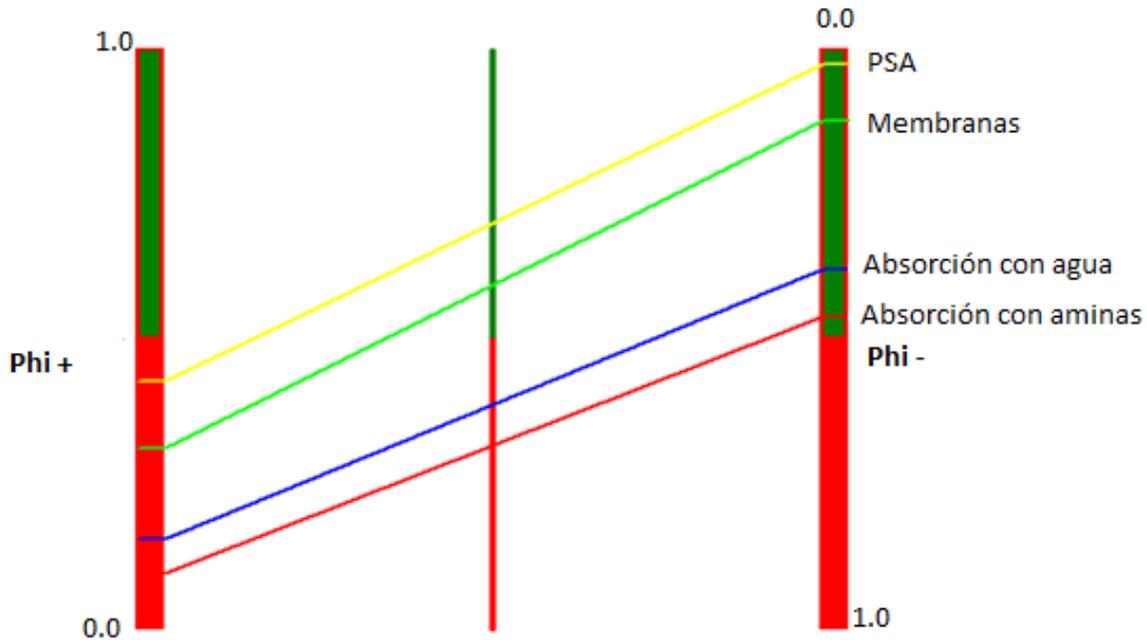
$$C_b = e^{(6.629 + 0.1826(\ln w) + 0.02297(\ln w)^2)} \quad (28)$$

$$C_{p1} = 246.4 D^{0.7396} L^{0.7068} \quad (29)$$

$$C = f_1 C_b + V_p C_p + C_{p1} \quad (30)$$

En donde w es el peso del lecho en libras,  $f_1$  es un factor que se le asigna dependiendo del material de construcción,  $C_p$  es el costo del empaque,  $V_p$  es el volumen del empaque, de acuerdo con (Walas, 1981).

La ilustración 11 muestra los resultados reportados de una evaluación multicriterio hecha mediante el software *Promethee Academic* en un escenario donde se analizan las tecnologías de mejoramiento de biogás ordenadas de “la mejor” a “la peor” (PSA, membranas, Absorción con agua, Absorción con aminas), de acuerdo con algunos autores.



*Ilustración 11. Clasificación de las tecnologías de mejoramiento de biogás (García-Ramírez, 2015).*

Este método consiste en la construcción de una estructura de preferencia basada en comparaciones, evalúa las diferentes posibilidades con la información que se le cargue y jerarquiza las decisiones basado en la preferencia del tomador de decisiones. Hay dos parámetros que se toman en cuenta, los cuales son visibles en la ilustración 11.

Phi + es un parámetro que señala los atributos positivos de las alternativas, mientras más grande sea, mejor será la alternativa en cuestión.

Phi – es un parámetro que indica los atributos negativos de las alternativas, mientras mayor sea, la alternativa será menos indicada para cubrir los aspectos evaluados (Alfonsina, 2015).

## **2.6 Indicadores económicos.**

Dentro de los aspectos importantes para seleccionar una tecnología de enriquecimiento, está el aspecto económico, la decisión de invertir o no se basa en dejar de consumir en el presente, para poder consumir más en el futuro.



De esta forma lo que interesa es maximizar la ganancia en el futuro. Para tomar la decisión de inversión correcta sólo es necesario determinar todos los flujos de efectivo que se esperan del proyecto, así como los ingresos y costos. También es preciso seleccionar adecuadamente la tasa de rendimiento que se desea ganar, la cual debe ser superior a la tasa mínima vigente en el mercado, pues ésta se considera sin riesgo.

Siempre se parte del hecho de que todo inversionista, ya sea persona física, empresa, gobierno, o cualquier otro, tiene el objetivo de obtener un beneficio por el desembolso que va a realizar, por esta razón deberá tener una tasa de referencia sobre la cual basarse para hacer sus inversiones, si no se obtiene cuando menos esa tasa de rendimiento se rechazará la inversión; esto es la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) (Ursina, 2007).

Todo inversionista espera que su dinero crezca en términos reales, ahora bien, en todos los países hay inflación y crecer en términos reales significa ganar un rendimiento superior a la inflación, ya que si se gana un rendimiento igual a la inflación el dinero no crece, sino que mantiene su poder adquisitivo, por lo que la TMAR se puede definir como la tasa de inflación más un premio al riesgo, este premio al riesgo significa el verdadero crecimiento del dinero y se le llama así porque el inversionista siempre arriesga su dinero.

El periodo de recuperación (PR) es el número de años que tomará el proyecto para recuperar la inversión inicial, aunque se desecha como método de análisis porque no toma en cuenta todos los flujos de efectivo del proyecto.

El valor presente neto (VPN) significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente actual; cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que utilizan una tasa de interés, pero cuando se trasladan del futuro al presente se utiliza una tasa de descuento. El VPN se usa como criterio de selección para invertir o no, partiendo de dos escenarios:

- Si  $VPN > 0$ , es conveniente aceptar la inversión, ya que se estaría ganando más del rendimiento solicitado.



- Si  $VPN < 0$ , se debe rechazar la inversión porque no se estaría ganando el rendimiento mínimo solicitado.

La tasa interna de rendimiento (TIR) es la ganancia anual que tiene cada inversionista; cuando la TMAR es fijada por el inversionista, conforme ésta aumenta, el VPN se vuelve más pequeño, hasta que en un determinado valor se convierte en cero, y es precisamente en ese punto donde se encuentra la TIR.

El criterio para tomar decisiones con la TIR es el siguiente:

- Si  $TMAR \geq TIR$ , es recomendable aceptar la inversión
- Si  $TMAR < TIR$ , es preciso rechazar la inversión

Es decir, si el rendimiento que genera el proyecto por sí mismo es mayor, o al menos igual a la tasa de ganancia que está solicitando el inversionista, se debe invertir; en caso contrario, es decir, cuando el proyecto no genera ni siquiera el mínimo de ganancia que se está solicitando, entonces se deberá rechazar la inversión (Ursina, 2007).

Otra alternativa para la evaluación de un proyecto es el Costo Anual Equivalente (CAE por sus siglas en inglés), en donde se analizan todos los ingresos y desembolsos convertidos en una cantidad anual uniforme equivalente que es la misma cada periodo.

De acuerdo al International Water and Sanitation Centre (IRC), los costos de CAE incluyen tanto los costos de construcción como de mantenimiento tanto en el corto como en el largo plazo, para esto deben determinarse los costos de inversión como los de mantenimiento, CAPEX y OPEX (Capital Expenditure y Operational Expenditure) los primeros se refieren a la agrupación de costos de inversión de la infraestructura, conexiones hidráulicas, equipos eléctricos y mecanizados, en cuanto al OPEX, se refiere a la agrupación de costos de operación y mantenimiento que incluye costos de energía, mano de obra, mantenimiento rutinario e insumos (Heredia et al., 2020). La ecuación para calcular CAPEX es la siguiente:

$$CAPEX = \frac{P_0 i (1+i)^n}{(1+i)^n} \quad (31)$$



## **2.7 Compresión de biogás.**

Hay varios tipos de compresores para generar la fuerza impulsora en la corriente de biogás para que pueda ser tratada: compresores axiales, centrífugos, reciprocantes. Estos compresores son usados frecuentemente en la industria de proceso, así como en la de generación de energía. Pero la aplicación de estos compresores está limitada por el nivel de presión que debe alcanzar y el volumen de gas a tratar (Scholz et al., 2013).

El biometano adecuado como combustible consiste principalmente en metano y CO<sub>2</sub>. Al aumentar la presión del biometano, se puede transportar en forma gaseosa a través de redes de tuberías o en forma líquida a través del envío de carga. El transporte de gas natural convencional (GN) en forma líquida se considera el más prometedor para distancias grandes, el biometano también puede transportarse en forma líquida (Haider et al., 2020).

**Cálculo de los compresores.** Dentro de los compresores que pueden trabajar con un bajo flujo se encuentran aquellos denominados reciprocantes, los cuales siguen un comportamiento de tipo “adiabático”, o como mencionan (Dooley et al., 2004) es isentrópico, pues sólo se refiere a que no hay cambio en la entropía.

Ahora, para el cálculo de un compresor se debe determinar el número de etapas de compresión, cuidando que la relación de presiones no sea mayor a 4:

$$r_s = r^{1/s} \quad (32)$$

$$r = \frac{P_{descarga}}{P_{succión}} \quad (33)$$

$$s = \frac{\log(r)}{\log(r_s)} \quad (34)$$

Después se determina la  $s_{real}$  (número real de etapas), la cual es un número entero, una vez obtenido lo anterior se calcula la relación de compresión real por etapa.



Ahora bien, debe considerarse una ligera caída de presión ofrecida por el intercambiador de calor entre cada etapa, la cual se considera de 10 psia de acuerdo con la literatura, así que se tienen las siguientes ecuaciones para el compresor de dos etapas:

$$P_{d1} = P_{s1}r_s \quad (35)$$

$$P_{s2} = P_{d1} - \Delta P = P_{s1}r_s - \Delta P \quad (36)$$

$$P_{d2} = P_{s2}r_s = P_{s1}r_s^2 - \Delta Pr_s \quad (37)$$

Como puede observarse, la ecuación 36 es de segundo grado, en donde se debe obtener el valor de  $r_s$ :

$$-P_{s1}r_s^2 + \Delta Pr_s + P_{d2} = 0 \quad (38)$$

Para el ciclo de compresión adiabático se necesita lo siguiente.

$$Pv^k = cte. \quad (39)$$

$$k = \frac{Cp}{Cv} = \frac{Cp}{Cp - R} \quad (40)$$

Para determinar el coeficiente anterior se necesita saber la composición de la corriente de biogás, las masas moleculares de cada compuesto, su capacidad calorífica a presión constante, su factor de compresibilidad y sus presiones y temperaturas críticas, para así obtener una masa molar de la mezcla:

$$T_2' = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} * T_1 \quad (41)$$

$$T_2 = T_1 + \frac{T_2' - T_1}{\eta_{ad}} \quad (42)$$

$$h_{ad} = \frac{Z_{av}RT}{M} \frac{k}{k-1} \left[ \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (43)$$

$$h_{act} = \frac{h_{ad}}{\eta_{ad}} \quad (44)$$



$$P_{act} = \frac{w h_{act}}{550} \quad (45)$$

Obteniendo la potencia, se puede elegir el compresor adecuado de los disponibles en el mercado, pero para poder obtener un valor de  $Z_{av}$  debe calcularse por separado el factor de compresibilidad de la mezcla a las condiciones de temperatura y presión de la succión y de la descarga del compresor. Lo anterior se logra mediante el uso de la ecuación virial, que es el resultado de la expansión en series de potencias de la compresibilidad como función del inverso del volumen molar (Medeiros, 2009).

Segundos coeficientes viriales de componentes puros:

$$B^0 = 0.083 - \frac{0.422}{T_r^{1.6}} \quad (46)$$

$$B^1 = 0.139 - \frac{0.172}{T_r^{4.2}} \quad (47)$$

$$\frac{p_c B}{RT_c} = B^0(T_r) + \omega B^1(T_r) \quad (48)$$

Calculando las propiedades pseudo-críticas con las reglas de mezclado de Prausnitz:

$$T_{c,ij} = \sqrt{T_{c,i} T_{c,j}} (1 - k_{ij}) \quad (49)$$

$$z_{c,ij} = \frac{z_{c,i} + z_{c,j}}{2} \quad (50)$$

$$\omega_{ij} = \frac{\omega_i + \omega_j}{2} \quad (51)$$

$$v_{c,ij} = \left( \frac{v_{c,i}^{1/3} + v_{c,j}^{1/3}}{2} \right)^3 \quad (52)$$

$$P_{c,ij} = \frac{z_{c,ij} RT_{c,ij}}{v_{c,ij}} \quad (53)$$



$$\frac{p_{c,ij} B_{ij}}{RT_{c,ij}} = B^0(T_{r,ij}) + \omega_{ij} B^1(T_{r,ij}) \quad (54)$$

Y finalmente de la ecuación anterior se obtiene el valor de B para después calcular z:

$$z = 1 + \frac{P_{c,ij} B_{ij} P_r}{RT_{c,ij} T_r} \quad (55)$$

Se realizó el mismo cálculo a las condiciones de descarga y así obtener  $Z_d$ , posteriormente se calculó el promedio de los factores de compresibilidad para seguir con el cálculo de la potencia del compresor.

Cuando se da el caso de más etapas en un compresor, se extiende el grado del polinomio a resolver. Por ejemplo, cuando se requieren 3 etapas, la ecuación a resolver es cúbica y queda de la siguiente manera:

$$P_{s1} r_s^3 - \Delta P r_s^2 - \Delta P r_s - P_{d3} = 0 \quad (56)$$

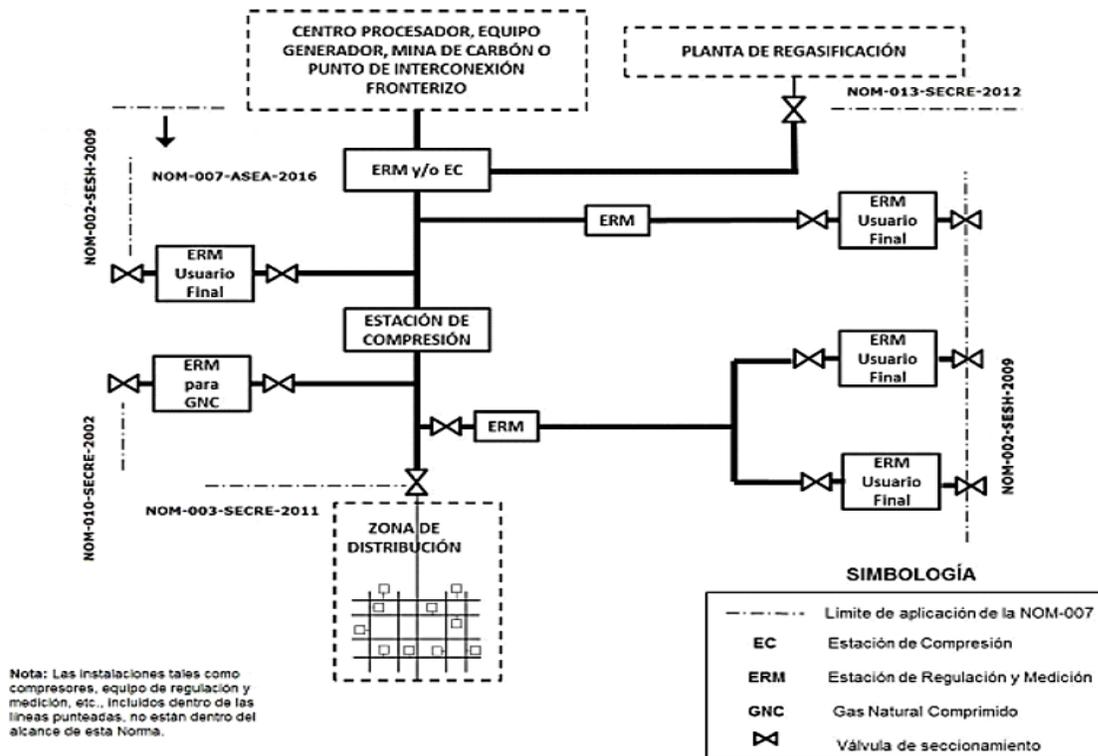
## **2.8 Normatividad nacional e internacional en materia de biogás.**

Se requiere que el CO<sub>2</sub> y las otras impurezas del biogás sean retiradas para alcanzar una alta pureza de CH<sub>4</sub> (> 90 % volumen), conociéndose como biometano por su origen biológico, el cual puede ser usado en las aplicaciones del gas natural. Un ejemplo de eso es que el biometano puede ser inyectado en la red de gas natural, de acuerdo con la ley de cada país y ser usado tanto en el sector de transporte público como privado (Lombardi & Francini, 2020).

De acuerdo con la *NOM-007-ASEA-2016*, el gas natural es la mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Como se ha explicado en las secciones anteriores, al tener una pureza de metano mayor al 90% en el biogás, éste es equivalente al gas natural, por lo cual esta NOM se puede aplicar al biometano.



Esta NOM es de aplicación en el territorio nacional y es obligatoria para los entes regulados que realizan las actividades de Transporte por ductos de Gas natural, Etano, y Gas Natural Asociado al carbón Mineral, así como para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de ductos (NOM-007-ASEA-2016, 2018. Norma Oficial Mexicana. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Diario Oficial de la Federación).



*Ilustración 12. Diagrama instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de la NOM-007-ASEA-2016*

En el caso de los países de Latinoamérica que cuentan con normatividad vigente en materia de biogás, se encuentran Chile y Argentina, las cuales se revisarán a continuación.

*Tabla 9. Comparación de la normatividad en países latinoamericanos.*



Concepto	México		Argentina		Chile
	NOM-007-ASEA-2016	Proyecto NOM-007-SECRE-2013	Guía regulatoria Argentina	NAG 201 Gas del Estado de Argentina	Decreto 119 Chile
<b>Nombre de la norma</b>	Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.	Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. (Cancela y sustituye a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural)	Guía técnico-regulatoria para la habilitación de plantas de biogás y homologación de artefactos y equipos para su uso.	Disposiciones, Normas y Recomendaciones para uso de Gas Natural en Instalaciones Industriales	Aprueba reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas.
<b>Objetivo de la norma.</b>	Establecer los requisitos mínimos y especificaciones técnicas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, que deben cumplir los regulados para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de los sistemas de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos.	Establecer las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural, etano, biogás, y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos	Compilar estudios preliminares en materia de regulación de biogás junto con antecedentes normativos tanto a nivel nacional como internacional, incluyendo las autoridades de aplicación para la normativa que debería establecerse al respecto, así como indicaciones sobre instrumentos regulatorios para adoptar.	Contiene las exigencias mínimas a que deberán ajustarse las instalaciones en establecimientos industriales o de otro destino, a las que se suministre gas natural desde gasoductos o ramales que operen a alta presión.	Establecer los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las que se realizan indistintamente las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato; producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás.



## **2.9 Envasado de biogás.**

Se designa como “gas” a todo elemento o compuesto que a presión y temperatura ambiente permanece en estado gaseoso. El almacenamiento de biogás es indispensable para su aprovechamiento energético, como hay diversas opciones de uso del biogás, no es posible establecer un método de determinación de volumen de almacenamiento necesario aplicable universalmente (Edgardo & Hernandez, 2017).

Cuando el almacenamiento se opera a baja presión o no presurizado, el biogás requiere una compresión reducida y, por lo tanto, deben emplearse gasómetros inflables. Al contrario, cuando se opera a alta presión pueden requerirse tanques rígidos de volumen constante que almacenen biogás comprimido a presiones variables.

Después de remover los componentes indeseables del biogás, hasta alcanzar una composición mayor o igual al 97 % de CH<sub>4</sub>, se convierte en gas natural bio-comprimido o bio-compressed natural gas (bio-GNC por sus siglas en inglés) a 20-25 MPa (2900-3600 psi / 200-250 bar) (Ullah Khan et al., 2017).

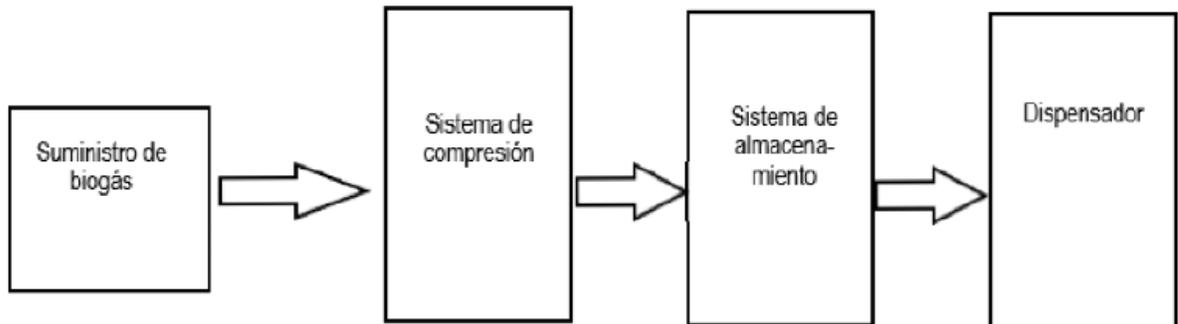
Se utilizan dos sistemas de almacenamiento de bio-GNC o en las estaciones de servicio: los sistemas en buffer y en cascada. El biometano comprimido tiene que almacenarse y ésta es una etapa importante, puede hacerse en tanques herméticos de acero para su uso futuro, los dispositivos más utilizados son los enunciados en la tabla 10 (Ullah Khan et al., 2017).

*Tabla 10. Dispositivos de almacenamiento de uso común a diversas presiones (Ullah Khan et al., 2017).*

<b>Presión</b>	<b>Dispositivo de almacenamiento</b>	<b>Material</b>
Bajo (0.138-0.414 bar)	Soporte de gas sellado con agua.	Acero
Bajo	Bolsa de gas	Caucho, polímero de vinilo
Mediano (1.05-1.97 bar)	Tanques de propano o butano	Acero
Alto (200 bar)	Cilindros de gas comerciales	Aleación



El diagrama de flujo de proceso de una típica estación de llenado de bio-GNC es mostrado en la ilustración 13.



*Ilustración 13. Arreglo de un sistema de llenado y envasado de biometano.*

Dentro de los dispositivos para almacenar el biometano se tiene a los cilindros de alta presión, que son envases de acero de calidad especial, fabricados sin uniones soldadas y tratados térmicamente para optimizar sus propiedades de resistencia y elasticidad. Como lo indica la tabla 8 trabajan con presiones de hasta 200 bar.



*Ilustración 14. Tanque de almacenamiento de biometano.*

Estos tanques de almacenamiento constan de las siguientes partes: tapa de protección de la válvula, válvula, cuello, cuerpo (la parte más larga y de menor espesor), y la etiqueta de identificación del gas (símbolo químico, clasificación) (Salvador et al., 2017).



## 2.10 Usos del biogás.

El uso de biogás como vector energético (productos resultantes de las transformaciones de recursos energéticos naturales), es recomendable desde el punto de vista ambiental, después del tratamiento adecuado, la energía química del biogás puede ser transformada en energía térmica, eléctrica y mecánica por medio de motogeneradores a gas y calderas; o bien, utilizada directamente como combustible en vehículos, o incluso cuando el biogás es inyectado a la red de gas natural (Edgardo & Hernandez, 2017).

**Motores alternativos de combustión interna.** Estos motores son ampliamente usados para la generación de potencia, donde el biogás es usado para proveer energía eléctrica para diferentes aplicaciones como ventiladores o sopladores, bombas y condicionadores de aire. Estas máquinas necesitan sólo el 30% (mol) de  $\text{CH}_4$  en el combustible para realizar una combustión óptima.

**Motores (alternativos) de gas de encendido por chispa.** Son los motores más comunes para uso de biogás, dependiendo del tamaño, estos motores proveen de una eficiencia de entre 18-43%. Tienen una alta tolerancia a las impurezas, pero aún sigue siendo necesaria la remoción de humedad, siloxanos y  $\text{H}_2\text{S}$  (debajo de 100 ppm).

**Motores de agitación.** Estos motores tienen una alta eficiencia, alta tolerancia a combustibles mixtos, requieren poco mantenimiento, pero son costosos y tienen menos generación eléctrica (eficiencia en producción eléctrica de 20-45%) en comparación con los otros tipos de motores. Tienen alta tolerancia a humedad y  $\text{H}_2\text{S}$  (1000 ppm).

**Celdas de combustible.** Son dispositivos electroquímicos con una buena eficiencia eléctrica (30-70%). Generan electricidad y calor sin combustión o contaminación, utilizando hidrógeno (del combustible) y oxígeno (del aire), como se muestra en la ilustración 15. El hidrógeno es oxidado catalíticamente en el ánodo, facilitando el paso de los electrones del cátodo al ánodo a través del electrolito, de este modo



produce electricidad. Los iones hidronio reaccionan con el oxígeno en el cátodo, produciendo agua.

**Turbina.** Las turbinas o microturbinas de gas están formadas básicamente por un compresor, una cámara de combustión y la turbina propiamente (ver ilustración 16). Su funcionamiento es el siguiente; el aire es inyectado en la admisión de la turbina, en seguida, por medio de la hilera de paletas el aire sufre una compresión elevada, lo que ocasiona el aumento de la temperatura, después el aire es mezclado con el combustible y la combustión se genera por una bujía de encendido (cámara de combustión).

La combustión permite una expansión abrupta de la mezcla aire/combustible, lo que permite realizar el trabajo mecánico en la siguiente etapa de la turbina. Parte de la energía de rotación de la turbina se emplea para alimentar el compresor en la admisión de esta, mientras que la otra parte mueve un generador para la producción de electricidad. La energía térmica de combustión primero es convertida en energía mecánica y luego en energía eléctrica. (Edgardo & Hernandez, 2017)

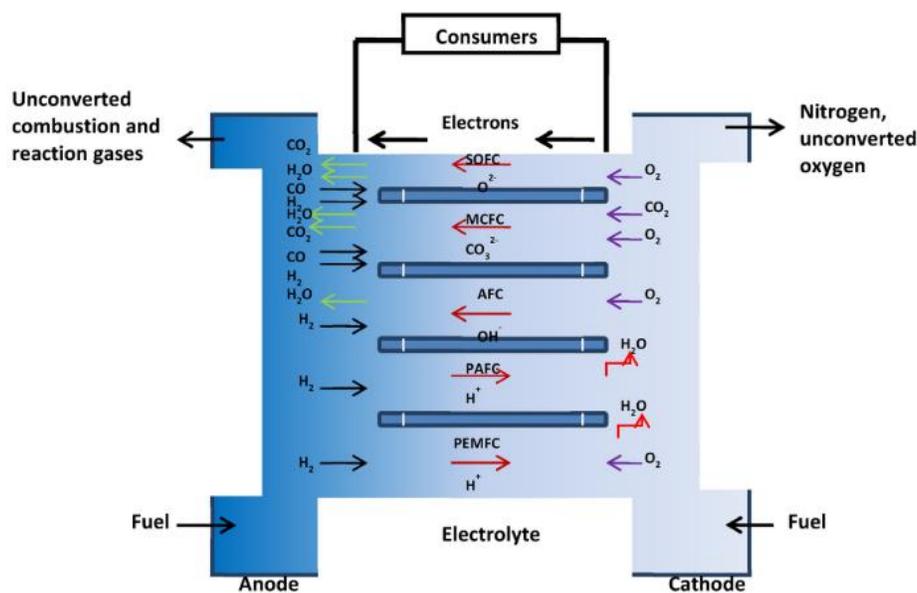
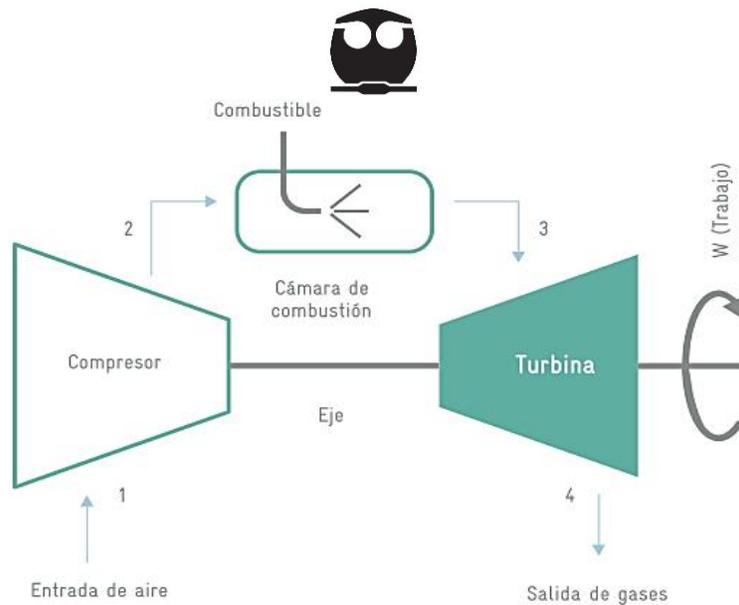


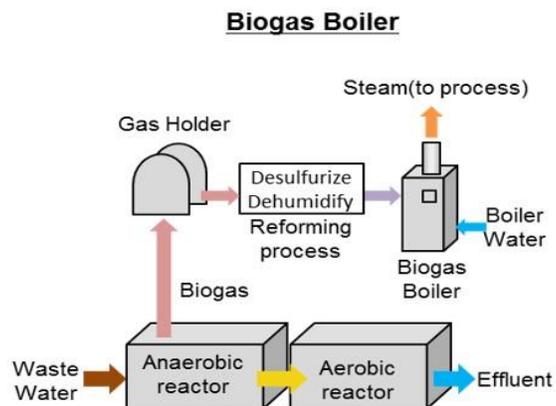
Ilustración 15. Esquema de una celda de combustible que usa biogás. (R. Kapoor et al., 2020)



*Ilustración 16. Diagrama de funcionamiento de un turbina. (Edgardo & Hernandez, 2017)*

**Boiler.** Un boiler o caldera de biogás consiste en un recipiente sujeto a presión que hierve agua por la combustión de biogás. El vapor generado es usado como calor o convertido en trabajo usando una máquina de vapor o turbina. Los boilers de gas natural pueden hacerse funcionar con biogás con una pequeña adaptación, ajustando la relación de aire y combustible y expandiendo el orificio del combustible o del quemador para que se lleve a cabo una buena combustión. (R. Kapoor et al., 2020)

Un boiler es barato, simple y tiene una alta eficiencia térmica, entre 75 y 85 %.



*Ilustración 17. Boiler de biogás.*



## **2.11 Usos del biometano.**

**Combustible para transporte.** Este sector (transporte) ha atraído mucho interés a nivel mundial, especialmente en Suiza, donde la proporción de biometano en los vehículos ha alcanzado el 91.3 %. Los vehículos pueden ser convenientemente modificados para usar gas natural en modo de combustible dual, lo mismo puede hacerse para el caso del biogás.

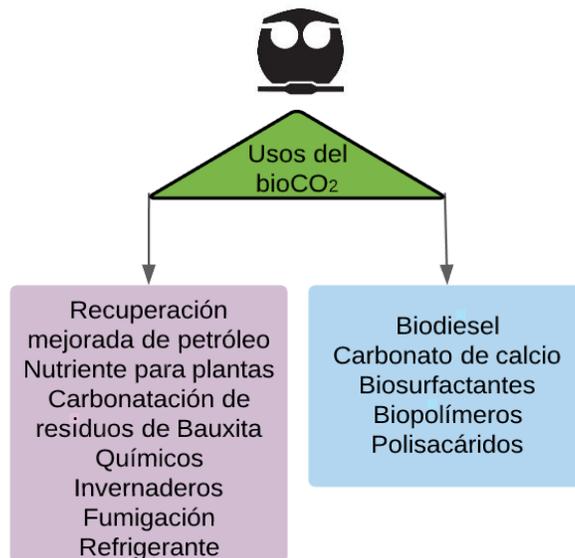
**Inyección a la red.** En situaciones donde el biometano no puede ser consumido en el mismo lugar donde se produce, su inyección en la red de gas natural facilita el transporte de largas distancias y su uso en distintas áreas. El biometano puede ser usado para cualquier aplicación del gas natural, sólo que requiere permisos y una rigurosa legislación que garantice su calidad. Puede usarse la infraestructura existente de gas natural (Kapoor et al., 2020).

## **2.12 Usos del bioCO<sub>2</sub>**

El incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente las de CO<sub>2</sub>, es generalmente aceptado como la principal razón del cambio climático antropogénico. La captura de carbón y su almacenamiento (CCS, por sus siglas en inglés) ha atraído mucho la atención entre las opciones para la mitigación del cambio climático. Adicionalmente al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, el reciclaje del mismo representa una solución ambiental y económicamente sustentable, a esto se le conoce como bioCO<sub>2</sub>.

Hay métodos que permiten separar el biogás en dos corrientes de suma importancia: CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, ya que tienen diversas aplicaciones, desde uso doméstico hasta nivel industrial (Sun et al., 2015).

La ilustración 18 muestra los dos grandes bloques en los que se clasifican los usos del bioCO<sub>2</sub>.



*Ilustración 18. Usos del bioCO<sub>2</sub>.*

La corriente rica en CO<sub>2</sub> es procesada y purificada para producir bioCO<sub>2</sub>, el cual es aplicable en situaciones donde se emplea CO<sub>2</sub> de origen fósil. Algunas de esas aplicaciones se mencionan a continuación.

**Invernaderos y producción de algas.** El CO<sub>2</sub> es un importante compuesto para procesos químicos, fotosíntesis, pues permite el crecimiento de las plantas, la forma en la que se usa es de unos tanques especiales donde se almacena y se esparce con un vaporizador. Para el caso de las algas, éstas convierten el dióxido de carbono en lípidos, proteínas y carbohidratos, después el alga es cosechada como biomasa para la DA y generación del biogás.

**Producción de Químicos.** Es usado extensivamente en la industria química como alimentación para la producción de otros químicos, entre estos: urea, metanol, dimetiléter y combustibles sintéticos.

**Conversión electrocatalítica de CO<sub>2</sub> en medio orgánico.** Es el proceso de reducción del CO<sub>2</sub> a compuestos valiosos y combustibles como metanol usando electricidad para la reducción. Ahora bien, otros compuestos que se producen por esta vía son ácido fórmico, metano, monóxido de carbono, principalmente.

**Fumigación.** Se utiliza el CO<sub>2</sub> en el almacenamiento de granos debido a que no deja residuos químicos en los mismos granos, así que no es peligroso de manejar. Otra ventaja de su uso es que los insectos no desarrollan alguna resistencia a este



compuesto, es eficiente controlando la población de insectos en todas las etapas de su vida, así que incrementa la vida útil del producto.

**En la industria alimentaria.** En este caso se tienen dos formas de usar el CO<sub>2</sub>, la primera es en las bebidas carbonatadas, pero la pureza que debe alcanzar es del 99% y el método usado es el criogénico, pero es muy caro. La segunda forma en la que se usa es como refrigerante para el transporte de comida, el “hielo seco”.

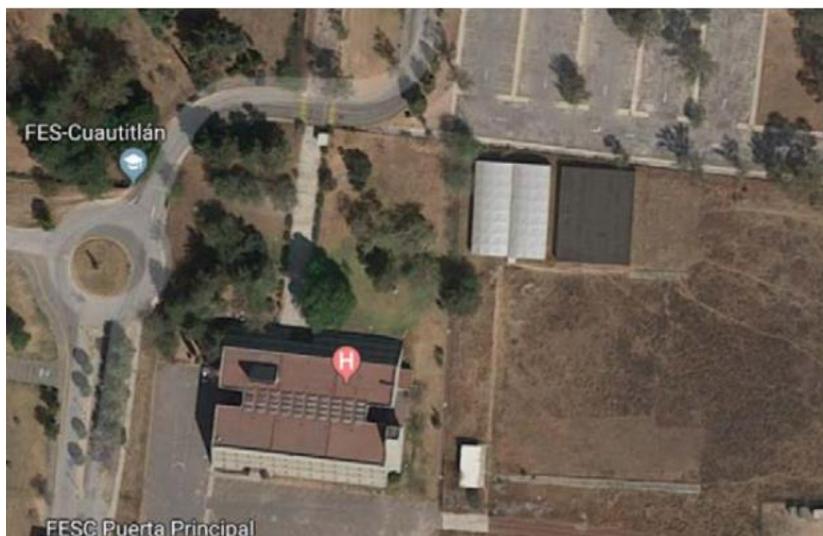
**Otros productos de valor agregado.** Como ejemplo están los biosurfactantes, que son agentes biológicos activos generados por microorganismos; los sustratos más comunes que se usan son aceites vegetales, carbohidratos y glicerol. Se ha comenzado a estudiar una bacteria que secuestra el CO<sub>2</sub> y lo usa como sustrato.



### 3. CASO DE ESTUDIO. Planta piloto de producción de biogás (3PBg)

La Planta piloto de producción de biogás (3PBg) se encuentra localizada a un costado de la Clínica Universitaria de Salud Integral Almaraz (CUSI Almaraz) ubicada en avenida Jiménez Gallardo s/n, San Sebastián Xhala km 2.5, en el municipio de Cuautitlán de Romero Rubio, Estado de México. El terreno es propiedad de la Facultad de Estudios Superiores Iztacala (FES Iztacala). La 3PBg fue diseñada por académicos e ingenieros de la Facultad de Química de la UNAM, integrados a la Unidad de Proyectos de Investigación en Ingeniería Ambiental (UPIIA).

Construida en el año 2015 con el propósito de realizar estudios de producción de biogás utilizando FORSU por medio de la digestión anaeróbica, está dividida en las siguientes secciones: Pretratamiento, servicios auxiliares, tratamiento de agua residual, digestión húmeda, digestión seca, almacenamiento y tratamiento de biogás, generación de energía eléctrica, área de control. (GmbH, 2018)



*Ilustración 19. Vista satelital de la planta piloto de producción de biogás 3PBg.*



*Ilustración 20. Biodigestor húmedo RBH-01*

Por diseño, la 3PBg puede operar las 24 horas del día los 365 días del año y tiene una capacidad de tratamiento de FORSU de 500 kg/día en el reactor de digestión anaerobia húmeda y 100 kg/día entre los tres reactores de digestión anaeróbica seca; lo que da un total de 600 kg/día.

Durante la operación de la 3PBg en el periodo del 11/03/2018 al 13/12/2018 se realizaron muestreos diarios de biogás para determinar el flujo y calidad de éste. En la tabla 11 se muestra la composición promedio en %volumen de los componentes: metano, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, y oxígeno.

*Tabla 11. Análisis estadístico de la composición en % volumen de biogás generado en la 3PBg.*

Parámetro	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
Promedio	56.294	0.100	24.524	1.512
Desviación Estándar	3.073	0.000	2.818	1.631
Moda	56.700	0.100	25.000	0.100
Mediana	56.700	0.100	25.000	0.800
Varianza	9.396	0.000	7.900	2.646
Mínimo	45.400	0.100	14.000	0.100
Máximo	67.300	0.100	37.000	7.000

En el caso de la 3PBg, el biogás se emplea para la generación de energía eléctrica. La finalidad de dotar a la planta piloto de un sistema de enriquecimiento, compresión



y envasado es utilizar el biogás en instalaciones universitarias como gas combustible.

Es importante mencionar que la 3PBg cuenta con un solo sistema de almacenamiento de biogás en el que se mezclan las corrientes de biogás provenientes tanto del digestor anaeróbico húmedo como de los secos. Posteriormente el biogás pasa por una trampa de condensados y por dos columnas de eliminación de  $H_2S$  por reacción química con un material ferroso. El biogás así depurado es suministrado al generador eléctrico, el cual cuenta con un motor de combustión interna (GmbH, 2018).



## 4. METODOLOGÍA

El presente trabajo se dividió en tres etapas, en la primera se recabó información de artículos científicos acerca de las tecnologías de enriquecimiento de biogás, sus ventajas y desventajas, también de casos de éxito en el extranjero de plantas de producción de biogás y de acondicionamiento para llevarlo a nivel de biometano y normatividad técnica en la materia, principalmente en Latinoamérica, incluyendo los diferentes dispositivos de almacenamiento de biometano para su posterior aprovechamiento.

La segunda etapa consistió en la simulación del proceso de la planta piloto en Super Pro Designer con los datos de flujo, composición, temperatura y presión tomados de los diagramas de flujo de proceso existentes (ilustración 21) y la comparación del modelo teórico de Buswell de la producción de biogás y los datos experimentales de operación de la planta piloto, una vez hecho lo anterior se procedió a aumentar en simulaciones separadas los procesos de las tecnologías seleccionadas (enriquecimiento por membranas y por el proceso PSA), por lo que la parte de la quema de biogás no se ve reflejada en las simulaciones, si no que se toma la corriente de salida del biodigestor húmedo como la corriente de entrada a los otros dos procesos a analizar.

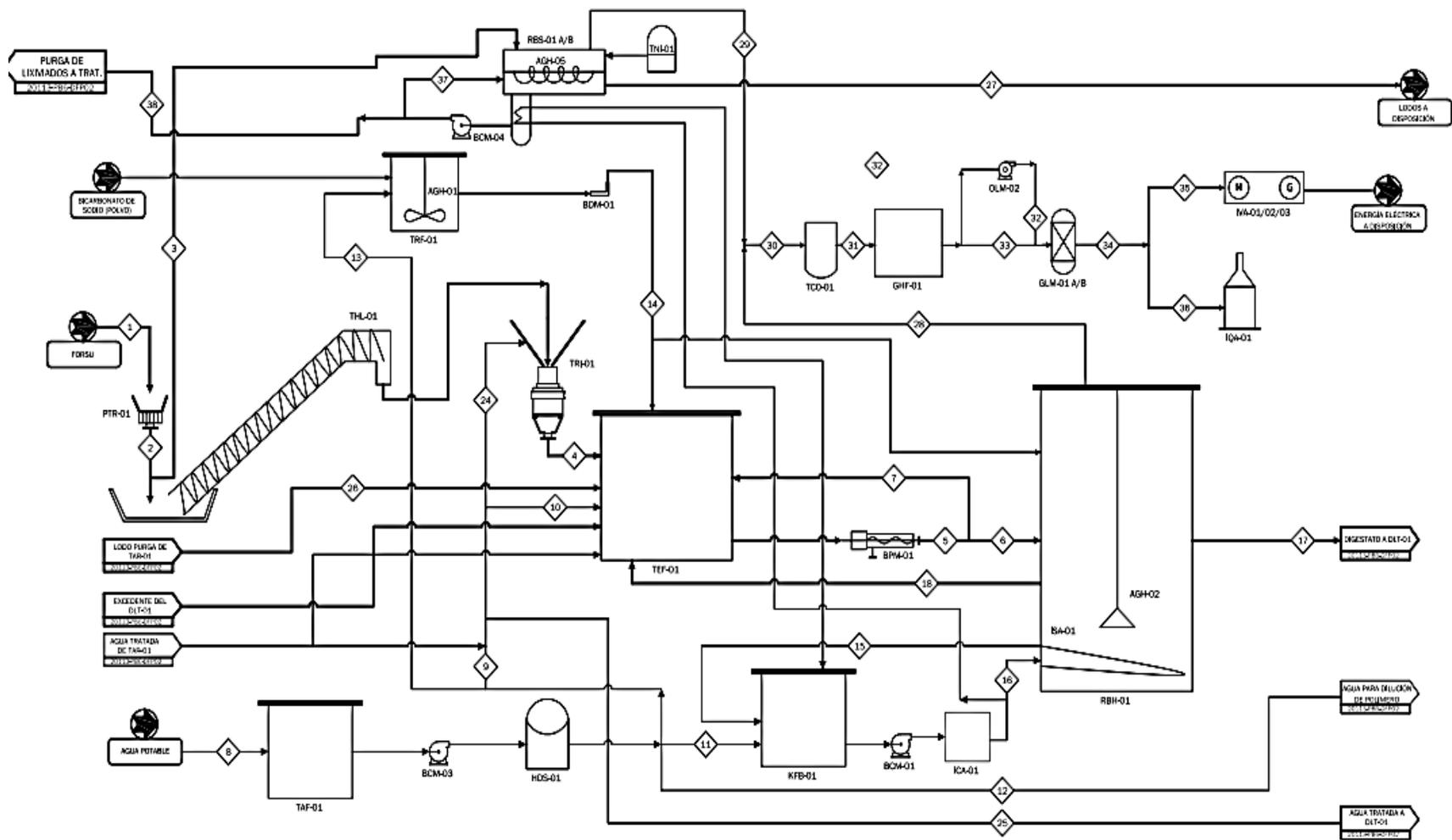
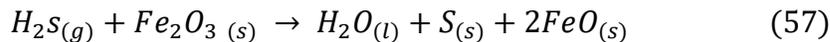


Ilustración 21. Diagrama de flujo de proceso de la planta piloto 3PBg.

Se usó también una reacción global para describir el proceso de digestión, que corresponde a la del modelo de Buswell, que como puede observarse es una reacción estequiométrica, que considera también la producción de sulfuro de hidrógeno.

Debido a que el simulador sólo permite el uso de 25 equipos, no se pudieron agregar más procesos en una sola simulación, por lo que en simulaciones separadas se continuó el proceso, tomando como alimentación la corriente de salida del digestor anaerobio.

Puede observarse un equipo llamado purificador, en él se lleva a cabo una reacción que permite eliminar el H<sub>2</sub>S generado en el digestor anaerobio:



Por lo que en la corriente de salida se tiene gas, líquido y sólidos, así que se separan para que sólo el gas pueda entrar a la etapa de compresión.

Debido a que el simulador no especifica los equipos a grandes rasgos, es decir, no da las dimensiones, tiene que respaldarse la información mediante cálculos, así que se procedió a calcular el área total que se va a necesitar para lograr el enriquecimiento del biogás mediante membranas y en el otro caso, las dimensiones del equipo de enriquecimiento por PSA.

**Sistema de almacenamiento:** Para esta parte del proceso, como se planteó en un principio, se quiere envasar en cilindros de 20 kg, para su fácil transporte a las instalaciones de las facultades cercanas, por lo que se pretende llevar el biogás a una presión de 200 bar (Ullah Khan et al., 2017).

#### **Caso de enriquecimiento empleando PSA.**

En este caso se requiere una presión de entre 6-8 bar para la presurización de las torres, así que se siguió el mismo algoritmo de cálculo que se describe para el compresor antes de las membranas.



En este caso, se tomaron datos de Vilardi et al. (2020), de la composición y los tiempos necesarios para completar el ciclo de PSA con una torre escala laboratorio, y así calcular la altura de la torre real.

*Tabla 12. Datos experimentales de CO<sub>2</sub>.*

<b>t [s]</b>	<b>CH<sub>4</sub> [mmol/s]</b>	<b>CO<sub>2</sub> [mmol/s]</b>	<b>Total [mmol/s]</b>	<b>C [mol CO<sub>2</sub>/mol T]</b>	<b>C/C0</b>
<b>0</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>120</b>	0.35	0.00	0.35	0.00	0.00
<b>180</b>	0.35	0.00	0.35	0.00	0.00
<b>1270</b>	0.38	0.00	0.38	0.00	0.00
<b>1450</b>	0.38	0.03	0.41	0.06	0.14
<b>1510</b>	0.36	0.038	0.40	0.10	0.21
<b>1520</b>	0.34	0.04	0.38	0.11	0.23
<b>1550</b>	0.34	0.05	0.39	0.13	0.28
<b>1600</b>	0.34	0.09	0.43	0.21	0.47
<b>1650</b>	0.345	0.18	0.53	0.34	0.76
<b>1710</b>	0.35	0.20	0.55	0.36	0.81
<b>1800</b>	0.35	0.24	0.59	0.41	0.90
<b>1850</b>	0.35	0.25	0.60	0.42	0.93
<b>1900</b>	0.35	0.28	0.63	0.44	0.99
<b>2070</b>	0.35	0.29	0.64	0.45	1.00
<b>2250</b>	0.35	0.30	0.65	0.46	1.00

Así como los datos de una malla de carbón activado parecida a la que se usa en el artículo. Posterior a esto, se calculó la curva de punto de quiebre y se usaron las ecuaciones descritas en el apartado del proceso PSA, para obtener las dimensiones reales.

La tercera parte fue la cotización de los equipos, es decir, verificar que en el mercado existan equipos semejantes a los obtenidos por los cálculos, y por otra parte, se realizó también el análisis económico, considerando como parámetros de evaluación la tasa interna de retorno (TIR), una tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) del 12%, el valor presente neto (VPN), y así decidir qué tecnología usar en el enriquecimiento de biogás. Posterior a esto, se encontró que no era posible determinar la TIR, por lo que se optó por evaluar el proyecto con la



metodología denominada Costo Anual Equivalente, obteniendo el CAPEX y OPEX, para determinar qué proceso es conveniente usar.



## 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Como primera parte de los resultados se tiene la tabla 13 que contiene la composición y flujo del biogás a tratar, de acuerdo con la simulación en Super Pro Designer.

*Tabla 13. Composición del biogás crudo del biodigestor húmedo.*

Componente	% mol
CO <sub>2</sub>	48.95
H <sub>2</sub> S	0.18
CH <sub>4</sub>	47.24
NH <sub>3</sub>	3.62
<b>Flujo volumétrico total [m<sup>3</sup>/d]</b>	<b>54.93</b>

Ahora bien, como puede observarse en el flujo volumétrico de biogás generado se tiene un rendimiento de 91.55 m<sup>3</sup>/tonelada de FORSU tratada, lo cual está dentro de los parámetros de rendimiento reportados en otras plantas productoras de biogás. Respecto a la composición molar de CO<sub>2</sub>, puede observarse que es alta, pero de acuerdo a (Scholz et al., 2013) está dentro de los parámetros comunes, pues señala que las composiciones de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> son 25 a 55 % mol y 45 a 75 % mol respectivamente, por lo que el resultado obtenido con la simulación al trabajar con el modelo de Buswell es aceptable.

Posterior a la salida del biogás del biodigestor húmedo, se cuenta con un purificador en el que se lleva a cabo la reacción para eliminar el H<sub>2</sub>S, con lo que la composición de la corriente que entra al primer compresor es la mostrada en la tabla 13.

*Tabla 14. Composición del biogás libre de H<sub>2</sub>S que entra a proceso de enriquecimiento.*

Dato	Valor	Unidad
Flujo	53.40	[m <sup>3</sup> /d]
CO <sub>2</sub>	50.51	% mol
NH <sub>3</sub>	0.75	% mol



CH <sub>4</sub>	48.74	% mol
-----------------	-------	-------

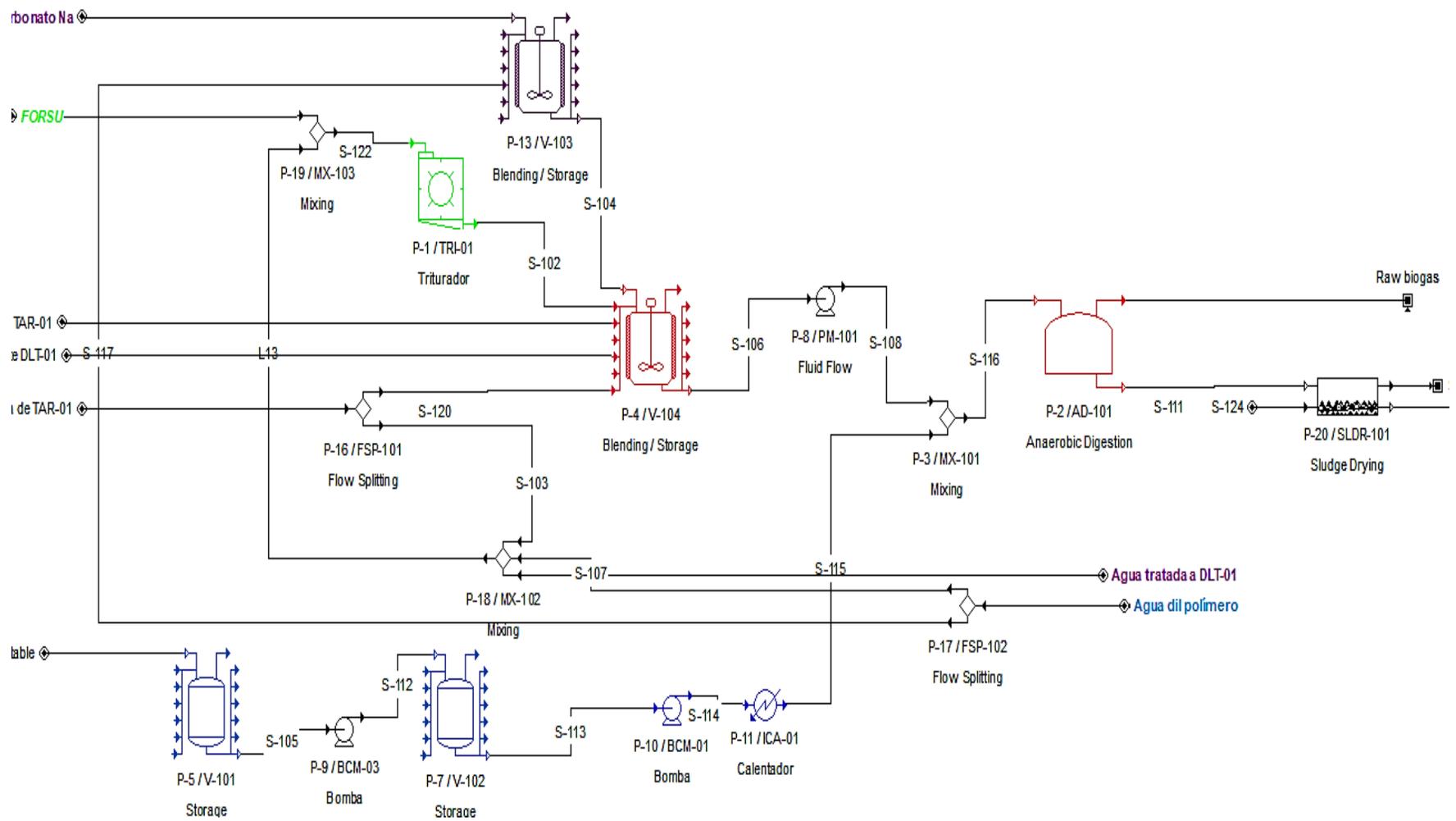


Ilustración 22. Diagrama de la simulación de la planta piloto 3PBg en SuperPro Designer.

Para la opción de enriquecimiento de biogás con membranas, los cálculos realizados para conocer la potencia necesaria del primer compresor a la entrada de éstas son de 0.43 HP, y se necesitan dos etapas de compresión, ya que se desea aumentar la presión de 1.013 bar a 12 bar, de acuerdo con (R. Kapoor et al., 2020).

*Tabla 15. Resultados del cálculo del coeficiente isoentrópico del primer compresor.*

Compu esto	Yi	MW [g/mol]	Yi*MW	MCp @ 150°F	Yi*MCp @150° F	Pc [psia]	Yi* Pc	Tc °R	Yi*Tc	Z	Yi*Z
CH <sub>4</sub>	0.49	16.04	7.82	8.95	4.36	666.00	324.60	343.00	167.17	0.29	0.14
CO <sub>2</sub>	0.51	44.01	22.56	9.29	4.76	1069.51	548.25	547.44	280.63	0.27	0.14
Total	1.00		30.38		9.12		872.85		447.80		
			MW mixture		MCp mixture		pPc		pTc		

Con lo que da un valor de  $k=1.278$ .

Entre los disponibles que hay en el mercado, se eligió el fabricado por la empresa Deivi S.A. de C.V., el cual es de 1 HP de potencia y a prueba de chispa, de la marca DAN AIR, modelo NLDZ1BM, no lubricado, puede manejar el flujo de la planta piloto y cuenta con un tanque de almacenamiento de 45 L.

El flujo se envía ahora a las membranas, que de acuerdo con los cálculos realizados se necesitarían 3 módulos, que juntos dan un área total de 105.16 cm<sup>2</sup>. La selectividad de la membrana que se seleccionó es  $\alpha [CO_2/CH_4] = 30$  y la permeabilidad para CO<sub>2</sub> es de 6.3 barrer, según datos tomados de (Scholz et al., 2013).

Recordando lo siguiente:  $1 \text{ barrer} = 10^{-10} \frac{\text{cm}^3 \text{ std cm}}{\text{cm}^2 \text{ s cm Hg}}$

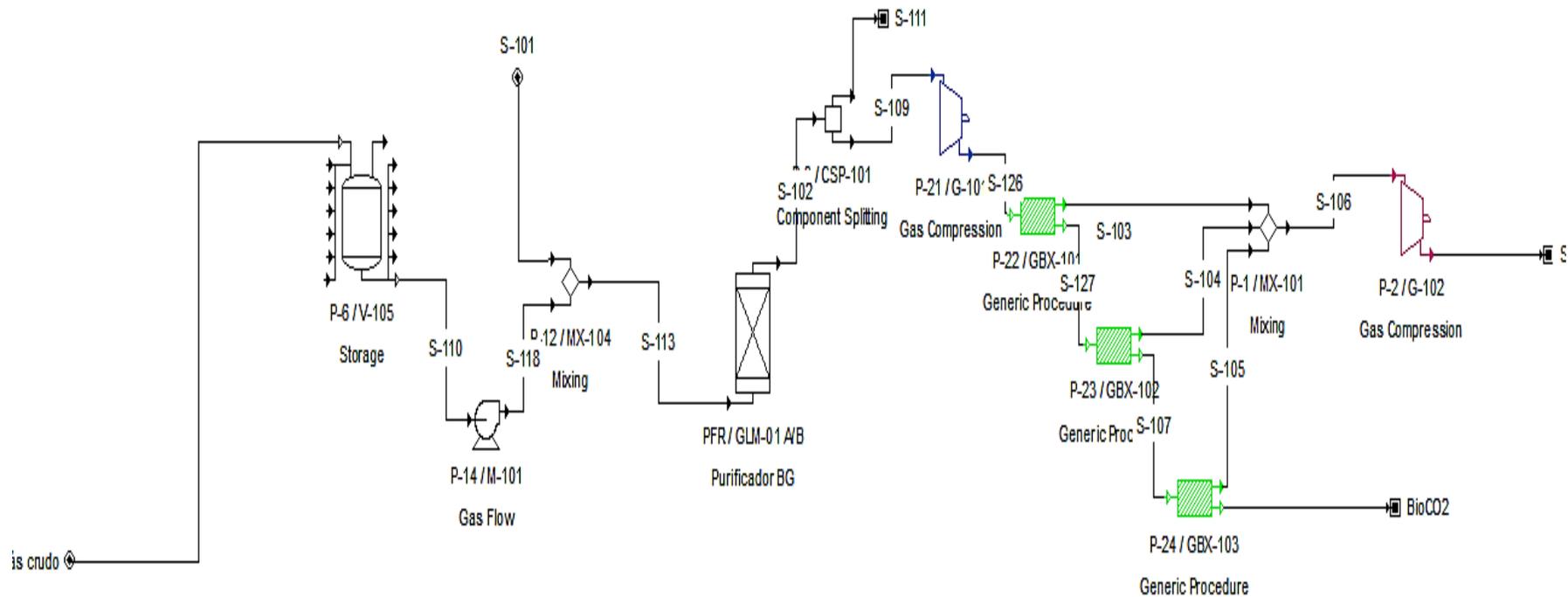


Ilustración 23. Diagrama de enriquecimiento con método de membranas.

La relación de presión de la alimentación respecto al permeado ( $\phi$ ) que se seleccionó fue de 3, ya que puede observarse en la gráfica 1 que a medida que se aumenta  $\phi$ , ya no se modifica la composición del componente clave en el lado del permeado, es decir de CO<sub>2</sub>.

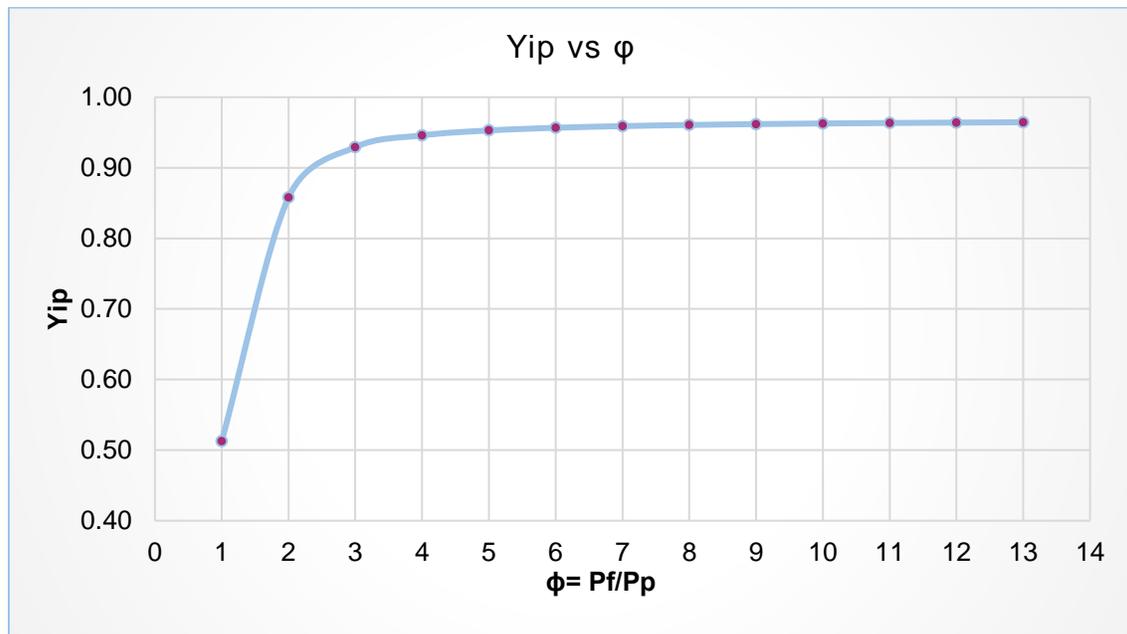


Gráfico 1. Fracción mol del componente clave en la corriente de permeado vs la relación de presión.

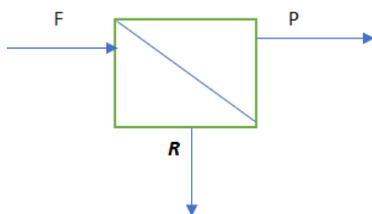


Tabla 16. Resultados del primer módulo de membrana.

<b>Balace resumido</b>	<b>F</b>	<b>P</b>	<b>R</b>
<b>Flujo [kmol/d]</b>	2.140	0.535	1.605
<b>Y<sub>i</sub></b>	0.513	0.93	0.37
<b>Y<sub>j</sub></b>	0.487	0.07	<b>0.63</b>
<b>Suma</b>	1.00	1.00	1.00

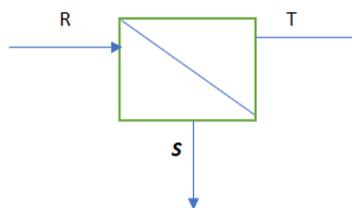


Tabla 17. Resultados del segundo módulo de membrana.

<b>Balace resumido</b>	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>
<b>Flujo [kmol/d]</b>	1.61	1.20	0.40
<b>Y<sub>i</sub></b>	0.37	0.20	0.88
<b>Y<sub>j</sub></b>	0.63	<b>0.80</b>	0.12



<b>Suma</b>	1.00	1.00	1.00
-------------	------	------	------

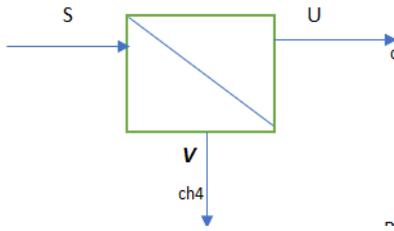


Tabla 18. Resultados del tercer módulo de membrana.

<b>Balance resumido</b>	<b>S</b>	<b>U</b>	<b>V</b>
<b>Flujo [kmol/d]</b>	1.20	0.30	0.90
<b>Y<sub>i</sub></b>	0.20	0.78	0.01
<b>Y<sub>j</sub></b>	0.80	0.22	<b>0.99</b>
<b>Suma</b>	1.00	1.00	1.00

Puede observarse en la tabla 15 que la composición mol de la corriente V que es el biometano, ya supera el 95%.

Como resultado del cálculo de los flux de permeado y de rechazo y el área total a necesitar se tiene la siguiente tabla:

Tabla 19. Resultados del área de cada módulo de membrana y el área total.

<b>Membrana</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>Total</b>
<b>Flux CO<sub>2</sub> [kmol/m<sup>2</sup> h]</b>	5.98	4.83	2.95	13.76
<b>Flux CH<sub>4</sub> [kmol/m<sup>2</sup> h]</b>	0.23	0.32	0.46	1.01
<b>Área [cm<sup>2</sup>]</b>	35.90	32.48	36.77	<b>105.16</b>

Así que de las membranas disponibles en el mercado se seleccionó aquella que con base en su hoja de especificación permitía obtener arriba del 95% mol de CH<sub>4</sub> en la corriente de biometano, siendo ésta de la marca **PRISM PB4030**, con las siguientes especificaciones:



# PRISM® PB4030 Biogas membrane separator



A typical membrane separator contains thousands of fibers, which are bundled and encased at both ends in epoxy resin. The ends of the bundles are cut, which leaves the fiber bores open on both ends, allowing the gas to travel from one end to the other. The bundles of fibers are enclosed in a suitable casing which protects the fibers and routes the gas properly.

**Air Products' PRISM membranes: unequalled experience, performance, and value.**

Air Products PRISM PB Membrane separators are a cost effective way to produce a continuous stream of bio-methane on site. Using only compressed biogas, these robust assemblies use selective permeation to separate methane molecules from carbon dioxide, oxygen, and water vapor. The resulting stream of methane is purified and dry, ready for use in most CNG applications.

Purity and volumes are controlled by adjusting the incoming pressure and temperature. Higher purity is achieved by increasing the number of separators in series. Increased output volumes are achieved by adding parallel separators. This scalability allows for flexibility in your system's production loading.

## Features/benefits

### Durability Included

The PB4030 Membrane separator is manufactured from durable ABS and encased in high-strength aluminum, which can withstand some of the most grueling environments. Many of our separators see service cycles longer than ten years in continuous operation.\*

### Flexible application

PRISM PB Membrane separators are available with either high-flux fiber or high-selectivity fiber. By being able to choose the level of productivity at each stage of separation, our engineers can optimize your biogas system to meet specific performance goals with the most efficient configuration. PRISM PB Membrane separators are available with a variety of connection ports and can be mounted vertically or horizontally to meet your design requirements.

\*Operating life affected by pre-treatment and process cycling.



## Feed gas requirements

The compressed biogas should be treated to remove any condensed liquids, entrained mists, siloxanes, sulfur dioxide, and solid particulates before entering the membrane separator. Occasionally vapor phase contaminants will also have to be removed from the feed stream. The degree of cleanup required depends upon the particular contaminants present and the effects of those contaminants will have on the performance and lifetime of the membrane separator. Pretreatment steps typically include cooling, filtration, and final temperature and/or pressure control.

## Mechanical Design Limits

Design pressure	18.0 BARG
Design temperature	65.6°C
MDMT	5°C

## Operating Limits

Operating Pressure	16.2 BARG
CO <sub>2</sub> Partial Pressure limit	13.8 BARG@25°C
Temperature Max (feed gas)	65.6°C
Temperature Min (feed gas)	5.0°C

## Materials

Shell tube	6061-T6 Aluminum
End caps	6061-T6 Aluminum

## Weight | Dimensions

Length	1045 mm
Diameter	184.1 mm
Weight	173 kg

## Ordering Information

Catalog Number	Model Number	Product Description
456239	PB403D-NI-6G-OB	PRISM PB separator with high-flux membranes, 3/4 inch BSPP connection and 3/4 inch BSPP permeate port
456240	PB403D-NI-9H-OC	PRISM PB separator with high-flux membranes, 3/4 inch tube size SAE O-Ring port connection and 3/4 inch tube size SAE O-Ring port permeate port
456240	PB403D-P3-6G-DB	PRISM PB separator with high-selectivity membranes, 3/4 inch BSPP connection and 3/4 inch BSPP permeate port
456242	PB403D-P3-9H-DC	PRISM PB separator with high-selectivity membranes, 3/4 inch tube size SAE O-Ring port connection and 3/4 inch tube size SAE O-Ring port permeate port



### WARNINGS:

Gaseous methane is colorless, odorless, tasteless, non-corrosive, and flammable. Methane is toxic and can act as an asphyxiant by displacing the necessary amount of oxygen in the air to sustain life (a minimum of 19% oxygen is required for life support). Safety procedures must be established and followed before entering any enclosed or poorly ventilated area containing methane generating equipment or piping. The methane gas generated by the membrane cannot support life.

The waste gas stream of the PB membrane is carbon-dioxide enriched with methane concentrations as high as 17% and may also contain traces of hydrogen sulfide, which is poisonous. All waste streams must be vented outdoors into an area which minimizes contact with personnel and equipment, to a minimum of 12 feet (3.7 meters) above grade. The waste gas must be flared or vented away from enclosures, areas with inadequate air circulation, or combustion sources.

Pero para calcular k (exponente isoentrópico) se necesitan los siguientes datos:



Tabla 20. Resultados del cálculo de  $k$  del segundo compresor para la opción con membranas.

Compuesto	$Y_i$	MW [g/mol]	$Y_i \cdot M_W$	MCp @ 150°F	$Y_i \cdot M_{Cp}$ @ 150°F	Pc [psia]	$Y_i \cdot P_c$	Tc °R	$Y_i \cdot T_c$	Z	$Y_i \cdot Z$
CH <sub>4</sub>	0.97	16.04	15.56	8.95	8.68	666.00	646.02	343.00	332.71	0.29	0.28
CO <sub>2</sub>	0.03	44.01	1.32	9.29	0.28	1069.51	32.09	547.44	16.42	0.27	0.01
			16.88		8.96		678.11		349.13		
			MW mixture		MCp mixture		pPc		pTc		

El valor de  $k$  para este segundo compresor es de  $k=1.285$ .

En cuanto al segundo compresor, según los cálculos realizados, se necesita una potencia de 1.08 HP, lo que se encuentra disponible en el mercado es el mismo modelo que antes se mencionó para la entrada a las membranas.

### **Caso de PSA.**

Debido a que se tiene la misma composición en la corriente que para el caso de enriquecimiento con membranas y lo único que cambia es la presión de descarga, la cual en este caso es de 7 bar, se hace el mismo cálculo y se tiene como resultado un coeficiente isoentrópico del mismo valor que en el primer compresor del caso de membranas, pero como la presión de descarga es menor, se requiere menos potencia. Esta última resulta ser de 0.33 HP, pero en equipos comerciales se encuentra sólo de 1 HP, así que se usará el mismo modelo del primer compresor del caso de membranas.

Para el caso de enriquecimiento por el proceso de PSA, el material adsorbente seleccionado fue una malla de carbón activado CARBOXEN-1000, debido a que tiene un área superficial de 1200 m<sup>2</sup>/g, y una densidad de empaquetamiento de 0.52g/cm<sup>3</sup> (Brown & Shirey, 2001).

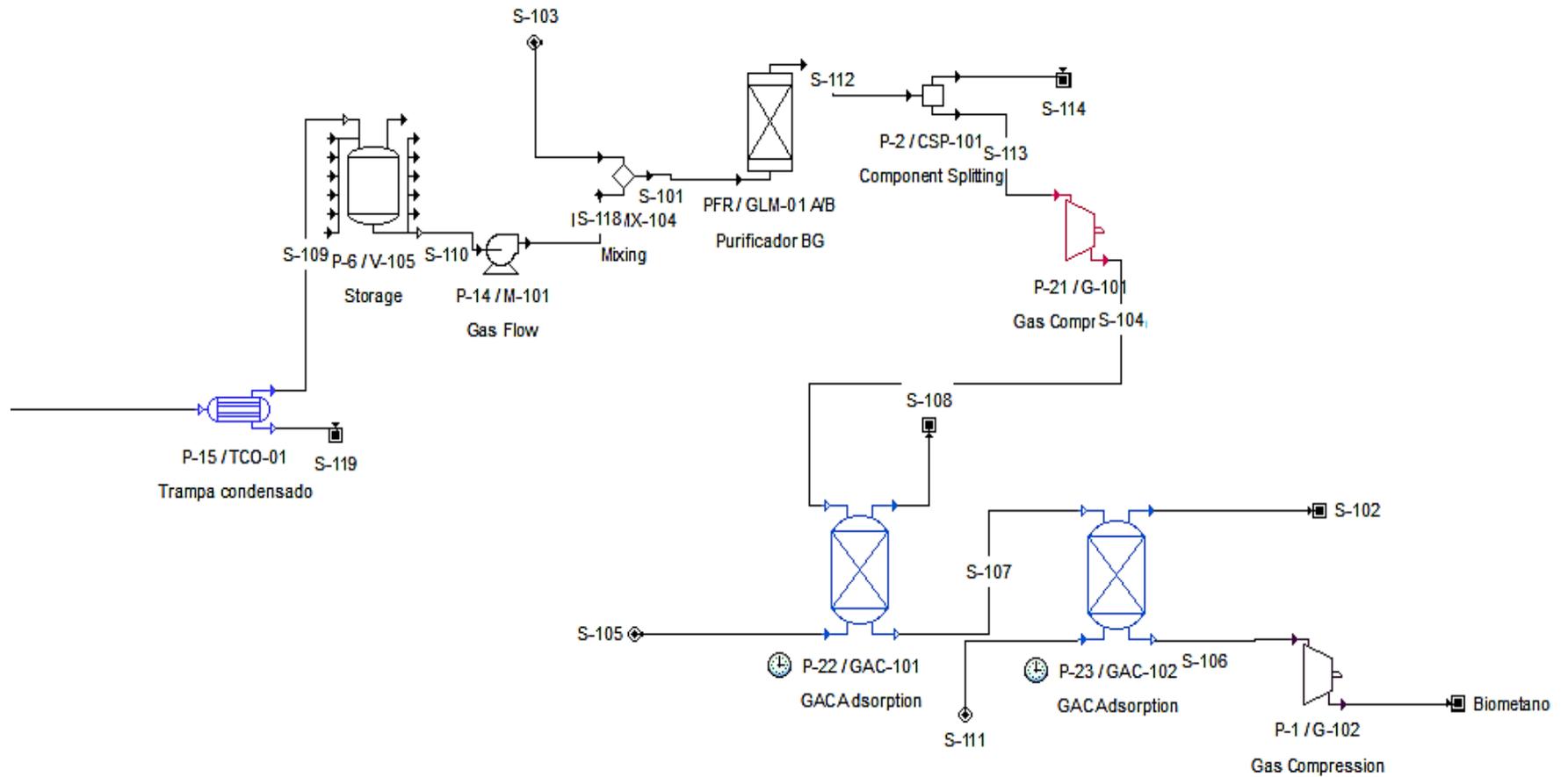
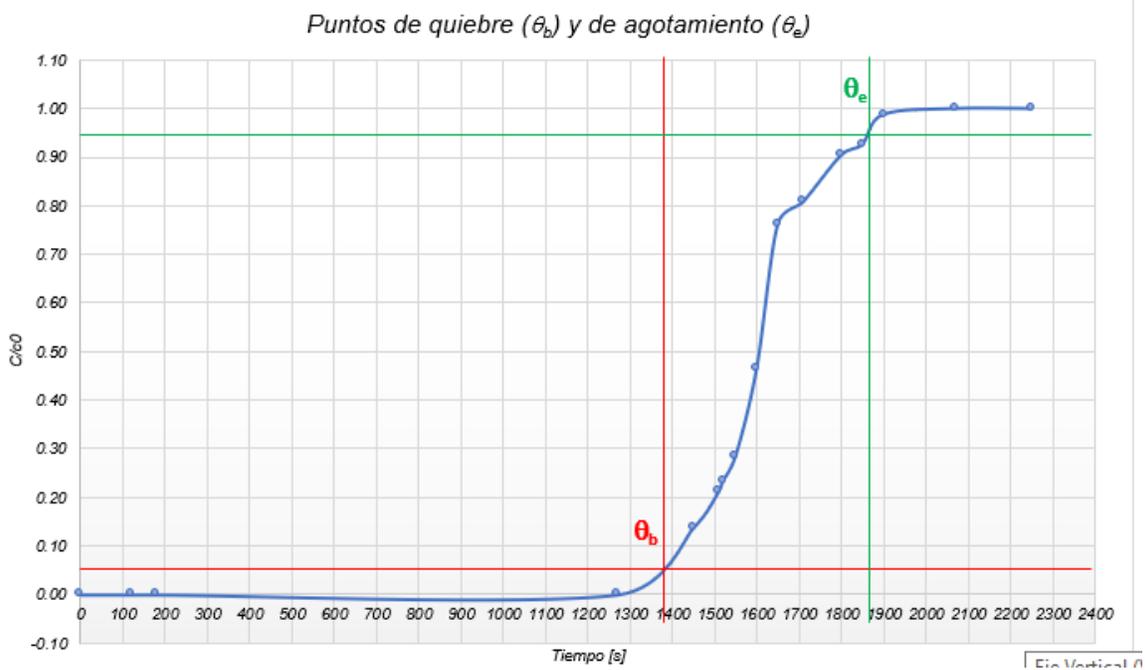


Ilustración 24. Diagrama del método de enriquecimiento con PSA.

Resultados del cálculo de las dimensiones de la torre empacada del proceso de adsorción.



*Gráfico 2. Punto de quiebre y agotamiento para dimensionamiento de la torre de PSA.*

En la tabla 21 se muestran las dimensiones de la torre de PSA y los datos utilizados para su cálculo.

*Tabla 21. Datos y dimensiones finales de una de las torres de PSA.*

<b>Datos básicos:</b>			
<b>Rubro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidades</b>
<b>Lecho:</b>	dp =	1.80E-01	cm
	e =	0.33	-
	mF =	0.0138	cP
	rb =	0.52	g/cm <sup>3</sup>
	Le =	200.00	cm
	qF =	0.33	gCO <sub>2</sub> /gadsorbente
<b>Fluido:</b>	CF =	0.69	gCO <sub>2</sub> /gfluido
	PF =	320.00	kPa
	TF =	303.00	K
	rF =	0.01	g/cm <sup>3</sup>
	GF =	90.67	mol/h
<b>Proceso:</b>	qb =	1380.00	s



	qe =	1860.00	s
	qs =	1598.28	s
<b>Masa velocidad:</b>			
	v =	1.50	ft/min
	G =	0.0043	g/ (s cm <sup>2</sup> )
<b>Longitudes:</b>			
	LES =	23.72	cm
	LUB =	27.31	cm
	L =	51.03	cm
<b>Diámetro:</b>			
	L/D =	3.00	-
	D =	17.01	cm
		0.56	ft
	D <sub>nominal</sub> =	8.00	in cédula 40
		20.32	cm
<b>Caída de Presión:</b>			
	v =	0.40	cm/s
		9.39	in/min
	DP =	0.17	gf/cm <sup>2</sup>
		0.00246	psi

La altura que se encontró de acuerdo con los cálculos aún no considera los espacios para el eliminador de niebla, espacio para el fondo y de más secciones necesarias en el diseño, la altura calculada solo determina la longitud del lecho empacado necesario para adsorber el CO<sub>2</sub> de acuerdo con datos experimentales del artículo (Vilardi et al., 2020), donde comparando las alturas son diferentes debido a la cantidad de flujo que se analiza.

Para el caso del segundo compresor:

*Tabla 22. Resultados del cálculo de k del segundo compresor para el caso de PSA.*

Compuesto	Yi	MW [g/mol]	Yi*MW	MCp @ 150°F	Yi*M Cp @150°F	Pc [psia]	Yi* Pc	Tc °R	Yi*Tc	Z	Yi*Z
CH <sub>4</sub>	0.97	16.04	15.63	8.95	8.72	666.00	649.15	343.00	334.32	0.29	0.28
CO <sub>2</sub>	0.03	44.01	1.32	9.29	0.28	1069.51	32.09	547.44	16.42	0.27	0.01



	1.00		16.95		9.00		681.24		350.75		
			MW mixture		MCp mixture		pPc		pTc		

En donde  $k= 1.283$ , y la potencia que se requiere para el segundo compresor es de 2.52 HP, pero lo que se halló comercialmente fue un compresor de 3 HP con un tanque de 100 L, de la marca DAN AIR, de la empresa Deivi S.A. de C.V. a prueba de chispa, no lubricado.

Como producción de biometano total en un día se tienen, para el caso de enriquecimiento con membranas 16.69 kg y para el caso de PSA 17.98 kg, lo anterior de acuerdo con los resultados de la simulación.

### Análisis de costos

Debido a que no se cuenta con información de algún fabricante de torres empacadas para PSA, se calculó el costo con las ecuaciones vistas en la sección correspondiente a PSA.

Para poder determinar los costos de operación de la planta piloto para cada proceso a analizar, se deben considerar los costos variables y los costos fijos. Dentro de los costos variables se tiene lo siguiente.

*Tabla 23. Consumo eléctrico de la planta.*

Consumo eléctrico	3PBg	PSA	Membranas
<b>Tarifa</b>	\$ 2.61	\$ 2.61	\$ 2.61
<b>kWh/año</b>	39821.78	4288.78	4468.98
<b>Cargo</b>	\$ 103,934.85	\$ 11,193.72	\$ 11,664.04
<b>IVA</b>	\$ 16,629.58	\$ 1,790.99	\$ 1,866.25
<b>Suma</b>	\$ 120,564.42	\$ 12,984.71	\$ 13,530.28
<b>Total</b>	\$ 133,549.13		\$ 134,094.70



Los datos de kWh fueron resultado de la simulación, la tarifa fue tomada de la página de la CFE.

*Tabla 24. Costo de reactivos.*

Denominación	Cantidad [kg/año]	Precio unitario [\$ MXN/ kg]	Importe sin IVA	IVA	Importe total
<b>Óxido Férrico</b>	1825.0	\$ 86.74	\$ 158,300.50	\$ 25,328.08	\$ 183,628.58
<b>Bicarbonato de sodio</b>	1149.8	\$ 29.79	\$ 34,251.05	\$ 5,480.17	\$ 39,731.22
					\$ 223,359.80

*Tabla 25. Costo por consumo de agua.*

Consumo de agua [m <sup>3</sup> ]	No. De Salarios	Salario mínimo [MXN]	Importe [MXN]
<b>167.98</b>	82.569	\$ 141.70	\$ 11,700.03
		IVA	\$ 1,872.00
		<b>TOTAL</b>	\$ 81,432.19

Como parte de los costos fijos se tiene lo siguiente.

*Tabla 26. Mano de obra.*

Concepto	Monto mensual por persona [MXN]
<b>Valor unitario</b>	\$ 8,493.00
<b>IVA (16%)</b>	\$ 1,358.88
<b>ISR retenido (10%)</b>	\$ 849.30
<b>IVA retenido (10.67%)</b>	\$ 906.20
<b>A pagar</b>	\$ 8,096.38
<b>Pago con impuestos (1 persona)</b>	\$ 9,851.88
<b>Trabajadores (3)</b>	\$ 29,555.64
<b>Monto anual</b>	\$ 354,667.68



Con base en la tasa de impuestos establecidos por el SAT se determinó el pago mensual con la retención de impuestos, considerando 3 trabajadores.

*Tabla 27. Costo por el suministro de FORSU.*

Concepto	Unidad	Sueldo base	Sueldo integrado	Sub Total	Total, mensual	Total, anual
<b>Operador (2)</b>	Mes	\$ 6,416.00	\$ 1,026.64	\$ 7,442.64	\$ 14,885.28	\$ 178,623.36
<b>Recolección / retiro</b>	km/mes	1800	6.94	\$ 12,492.00	\$ 12,492.00	\$ 149,904.00
<b>Disposición final</b>	ton/mes	18.25	240	\$ 4,380.00	\$ 4,380.00	\$ 52,560.00
<b>Costo de administración</b>	Mes	-	-	\$ 3,202.00	\$ 3,202.00	\$ 38,424.00
<b>Costo indirecto (5%)</b>	Mes	-	-	\$ 2,134.00	\$ 2,134.00	\$ 25,608.00
					\$ 37,093.28	\$ 445,119.36

Estos costos de traslado de FORSU a la planta se basaron en una cotización de una empresa especializada en traslado de residuos del año 2018 (Héctor, 2019).

Ahora, con los resultados de la simulación tanto de membranas como de PSA se tiene la producción de biometano en cada caso y un costo basado en el índice de referencia nacional de precios de gas natural (IRPGN), lo anterior se hizo porque el biometano es comparable al gas natural.

*Tabla 28. Datos de producción de biometano en cada proceso, Membranas y PSA.*

Concepto	Membranas	PSA
<b>Producción de biometano [m<sup>3</sup>/d] @ 200 bar y 40 °C</b>	0.184	0.194
<b>Producción de biometano [kg/d]</b>	13.658	14.475
<b>Costo de gas natural IRPGN [MXN]</b>	\$ 17.00	\$ 17.00
<b>Precio de la producción [MXN/año]</b>	\$ 84,748.51	\$ 89,816.75



<b>Capacidad Nm<sup>3</sup>/ton FORSU</b>	0.307	0.323
---	-------	-------

Se realizó el flujo de efectivo para 5 años, considerando un subsidio a fondo perdido de 50% de la inversión (compra de nuevos equipos para el método de enriquecimiento), un costo de \$ 17/kg biometano, partiendo de \$14.88 que es el costo actual de kg de gas natural, tomado de IRPGN donde la zona que corresponde a la Ciudad de México y Estado de México es la número 5.

Pero con el precio propuesto por kg de biometano no es posible hacer rentable la planta piloto, ya que con cualquiera de los dos procesos de enriquecimiento se produce muy poco biometano, así que el costo de operación e inversión no se pueden recuperar y tampoco es posible determinar la tasa interna de retorno del proceso. Los indicadores que se pudieron determinar son los siguientes, y como puede observarse, no cumplen con requerimiento necesario para aceptar la inversión.

*Tabla 29. Resultados de indicadores económicos para proceso con Membranas.*

<b>VPN</b>	<b>-\$</b>	<b>3,047,490</b>
<b>IR</b>	<b>-\$</b>	<b>13</b>

*Tabla 30. Resultados de indicadores económicos para proceso con PSA.*

<b>VPN</b>	<b>-\$</b>	<b>3,056,203</b>
<b>IR</b>	<b>-\$</b>	<b>11</b>

Debido a lo anterior se opta por implementar otro tipo de evaluación económica, Costo Anual Equivalente, por lo que, partiendo de los datos que se tienen de costos de equipos y junto con los datos que arroja la simulación se tienen las siguientes tablas para ambos procesos.

*Tabla 31. CAPEX para proceso con PSA.*

<b>CAPEX PSA</b>				
<b>Rubro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo total [MXN]</b>	<b>Vida útil [años]</b>	<b>Costo [MXN/año]</b>



1	Compresor 1	\$ 15,544.00	5	\$ 777.20
2	Compresor 2	\$ 20,880.00	5	\$ 1,044.00
3	Torres de adsorción	\$ 78,779.88	5	\$ 3,938.99
<b>Total [MXN]</b>		\$ 115,203.88		\$ 5,760.19
<b>Total [USD]</b>		\$ 5,765.96		\$ 288.30

*Tabla 32. OPEX para proceso con PSA.*

<b>OPEX PSA</b>				
Rubro	Descripción	Costo total [MXN]	Periodos/ año	Costo [MXN/año]
1	Agua	\$ 81,432.19	12	\$ 977,186.28
2	Reactivos	\$ 223,359.80	12	\$ 2,680,317.61
3	Electricidad	\$ 133,549.13	12	\$ 1,602,589.58
4	Mano de obra	\$ 354,667.68	12	\$ 4,256,012.16
5	FORSU	\$ 445,119.36	12	\$ 5,341,432.32
<b>Total [MXN]</b>		\$ 1,238,128.16		\$ 14,857,537.95
<b>Total [USD]</b>		\$ 61,968.38		\$ 743,620.52

*Tabla 33. Costo Anual Equivalente para PSA.*

<b>CAPEX +OPEX</b>	<b>MXN</b>	<b>USD</b>
	\$ 14,863,298.14	\$ 743,908.82

Para el caso de las membranas

*Tabla 34. CAPEX para proceso con Membranas.*

<b>CAPEX MEMBRANAS</b>				
Rubro	Descripción	Costo total [MXN]	Vida útil [años]	Costo [MXN/año]
1	Compresor 1	\$ 15,544.00	5	\$ 777.20
2	Compresor 2	\$ 15,544.00	5	\$ 777.20
3	Membrana [módulo]	\$ 208.59	0.25	\$ 10.43



<b>Total [MXN]</b>	\$ 31,296.59		\$ 1,564.83
<b>Total [USD]</b>	\$ 1,566.40		\$ 78.32

*Tabla 35. OPEX para proceso con Membranas.*

<b>OPEX MEMBRANAS</b>				
<b>Rubro</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo total [MXN]</b>	<b>Periodos/ año</b>	<b>Costo [MXN/año]</b>
<b>1</b>	Agua	\$ 81,432.19	12	\$ 977,186.28
<b>2</b>	Reactivos	\$ 223,359.80	12	\$ 2,680,317.61
<b>3</b>	Electricidad	\$ 134,094.70	12	\$ 1,609,136.46
<b>4</b>	Mano de obra	\$ 354,667.68	12	\$ 4,256,012.16
<b>5</b>	FORSU	\$ 445,119.36	12	\$ 5,341,432.32
<b>Total [MXN]</b>		\$ 1,238,673.74		\$ 14,864,084.83
<b>Total [USD]</b>		\$ 61,995.68		\$ 743,948.19

*Tabla 36. Costo Anual Equivalente para proceso con Membranas.*

<b>CAPEX +OPEX</b>	<b>MXN</b>	<b>USD</b>
	\$ 14,865,649.66	\$ 744,026.51

Por lo que puede observarse en las tablas pasadas, el proceso que tiene un menor costo anual equivalente es el que emplea las torres de PSA, debido a que el costo asociado a la energía eléctrica que requieren sus equipos es menor que el que demanda el proceso que emplea membranas, aunado a que la vida útil de las membranas es menor que la del material adsorbente con el que se encuentran empacadas las torres de adsorción.

*Tabla 37. Costo de producción de kg de biometano.*

<b>Costo de producción</b>	<b>MXN/kg</b>
<b>PSA</b>	\$ 2,814.77
<b>Membranas</b>	\$ 2,982.39



Gráfico 3. Costo de producción de kg de biometano.





## 6. PROPUESTA PARA LA PLANTA PILOTO 3PBg.

Los volúmenes diarios de biogás producido son importantes en el dimensionamiento de plantas de aprovechamiento de biogás, en este caso para el tren de enriquecimiento, compresión y envasado. Debido a que la producción de la Planta piloto es pequeña conviene instalar un sistema que opere a una presión de salida de los equipos que generan el biogás.

Por lo anterior, el sistema quedaría de la siguiente manera.

- Compresor de 1HP
- Torres empacadas para proceso PSA
- Compresor de 3HP para envasar el biometano
- Cilindro de almacenamiento de 20 kg

*Tabla 38. Especificaciones técnicas generales del primer compresor antes de la tecnología de enriquecimiento.*

Sección	Servicio general
Descripción	Compresor
Marca	Dan Air
Tipo	Reciprocante, a prueba de chispa.
Modelo	NLDZ1BM
Origen	México
Potencia	1 HP
Fabricante	Deivi S.A. de C.V.
Proveedor	Deivi S.A. de C.V.
Presión	8 psia

*Tabla 39. Especificaciones técnicas generales de las torres de PSA.*

Sección	Enriquecimiento
Descripción	Torre empacada



<b>Empaque</b>	CARBOXEN 1000
<b>Dimensiones</b>	1.48 m de altura y 0.20 m de diámetro.

*Tabla 40. Especificaciones técnicas generales del segundo compresor para la parte de envasado de biometano.*

<b>Sección</b>	<b>Envasado</b>
<b>Descripción</b>	Compresor
<b>Marca</b>	Dan Air
<b>Tipo</b>	Reciprocante, a prueba de chispa.
<b>Modelo</b>	NLDF2GH
<b>Origen</b>	México
<b>Potencia</b>	3 HP
<b>Fabricante</b>	Deivi S.A. de C.V.
<b>Proveedor</b>	Deivi S.A. de C.V.
<b>Presión</b>	12 psia



## 7. CONCLUSIONES GENERALES.

De acuerdo con los objetivos planteados para este trabajo de tesis, se tiene que, se cumple con el primer objetivo al definir el esquema conceptual de enriquecimiento, compresión y envasado de biogás. La definición de este esquema se logró con base en la revisión de experiencias internacionales y con el uso del simulador de procesos Super Pro Designer. Este simulador permitió obtener resultados aceptables en cuanto a la producción de biogás a partir de FORSU, partiendo de información experimental y teórica como fue el uso del modelo de Buswell.

Con respecto al segundo objetivo particular, se determinaron las especificaciones técnicas de los equipos que representan el mejor esquema de enriquecimiento, compresión y envasado del biogás producido en la planta piloto, consistiendo en dos torres de adsorción funcionando bajo el principio de adsorción por oscilación de presión (PSA, por sus siglas en inglés de *Pressure Swing Adsorption*) (de fabricación especial) y dos compresores de tipo comercial.

En cuanto al tercer objetivo particular, que responde a esbozar un modelo de negocio para crear un esquema autosostenible de aprovechamiento de biogás, no se logró determinar un esquema económicamente rentable debido a que la producción de biogás no es suficiente. La planta piloto podrá continuar siendo útil con fines de investigación en la producción de biometano, pero su funcionamiento requerirá de recursos económicos adicionales.

Este tipo proyectos como este representan un beneficio para la sociedad porque aportan resultados que sustentarán esquemas tratamiento de los residuos sólidos urbanos a una escala municipal, contribuyendo a la protección del ambiente.



### ***Opinión para futuras investigaciones.***

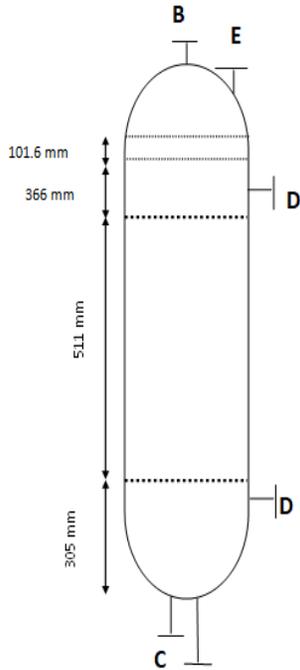
Debido a que la producción de la planta piloto es muy pequeña, podría investigarse en qué punto puede hacerse rentable, escalándola, obteniendo una mayor producción y por lo tanto, tratar una mayor cantidad de FORSU.

Debido a que la planta piloto ya está construida, no hay que olvidar que como producto secundario se tiene el CO<sub>2</sub>, el cual tiene diversas aplicaciones que se describen en la sección 2.12, por lo que podría investigar la forma de aprovechar ese subproducto.



## 8. ANEXO.

 <b>HOJA DE DATOS PARA TORRE EMPACADA DE ADSORCIÓN (PSA)</b> 						
COMPañÍA	Universidad Nacional Autónoma de México					
PLANTA	3PBg	LOCALIZACIÓN	Cuautitlán de Romero Rubio, Estado de México			
CLAVE DEL EQUIPO		NÚMERO DE UNIDADES	2			
SERVICIO	Enriquecimiento de biogás					
TAMAÑO:	DIÁMETRO	203 mm	ALTURA TOTAL	1486 mm		
MATERIAL	SA-240 Alloy 2205	ESPESOR:	CUERPO	3.57 mm	TAPAS	3.57 mm (calibre 10)
<b>CONDICIONES MECÁNICAS Y DE OPERACIÓN</b>						
PRESIÓN:	OPERACIÓN	6.07 bar (88.04 psia)	DISEÑO	8.14 bar (118.04 psia)		
TEMPERATURA:	OPERACIÓN	40°C (104°F)	DISEÑO	53.9°C (129°F)		
EMPAQUE	Malla de carbón activado CARBOXEN-1000					
DENSIDAD DEL CONTENIDO	520 kg/m <sup>3</sup>					
MATERIALES:	CUERPO	SA-240 Alloy 2205	TAPAS	SA-240 Alloy 2205		
	FALDA	SA-240 Alloy 2205	LINEAS	SA-240 Alloy 2205		
CORROSIÓN PERMITIDA	3.175 mm					
AISLANTE:	MATERIAL	Perlita mineral				
	ESPESOR	101.6 mm				
<b>BOQUILLAS</b>						
SERVICIO	CANTIDAD	TAMAÑO	PRESIÓN	UNIÓN	CLAVE	
Entrada Gas	1	63.5 mm (2½ in)	6.07 bar	soldada	A	
Salida Gas	1	63.5 mm (2½ in)	6.06 bar	soldada	B	
Drene	1	63.5 mm (2½ in)	6.07 bar	soldada	C	
Registro Hombre						
Registro de Mano	2	238 mm	6.07 bar	bridada	D	
Mirilla						
Seguridad	1	60.3 mm (2 in)	8.14 bar	soldada	E	
Control de Nivel						
Termopozo						
Toma de Presión						
<b>ELEMENTOS INTERNOS</b>						
ELIMINADOR DE NIEBLA:						
	ESPESOR	101.6 mm	MATERIAL	Acero al carbón (CS)		
ELEMENTO	CANTIDAD	TAMAÑO	TIPO	MATERIAL		
Soporte de Lecho	1	300 mm	Plato	CS		
Lecho	1	300 mm	Rejilla	CS		
<b>NOTAS</b>						
PESO ESTIMADO:	1) El soporte de lecho posee una capa de bolas de cerámica de 6.35 mm (¼ in) de diámetro					
EMPAQUE	31 kg (68 lb)	2) La entrada de gas posee un deflector de placa del mismo material que la línea				
TOTAL	95 kg (209 lb)	3) Las líneas de gas son tubos IPS cédula 40				
REVISIÓN	0	1	2	3	4	5
FECHA	junio 2021					
ELABORADO POR	SMR					
APROBADO POR	ADM					



Ecuaciones utilizadas para cálculo de espesores.

$$t = \frac{PR}{SE + 0.6P} \quad (58)$$

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} \quad (59)$$



$$t_{final} = t_{req} + CA$$

$$(60)$$

$$t = \frac{P_D d_0}{2(SE + P_D Y)} + C$$

$$(61)$$

Donde P es la presión de diseño [psi], E es la eficiencia de soldadura, R es el radio interno de la torre [in], S es el esfuerzo a la tensión [ksi], CA es la corrosión permitida por el material, y t es el espesor [in].

La ecuación 57 corresponde al cálculo del espesor para el cuerpo de la torre, la ecuación 58 se usó para el espesor de la tapa elíptica, la 59 para el espesor final, en donde se le suma la corrosión permitida, y finalmente la ecuación 60 se usó para calcular el espesor de las boquillas.

En la tabla siguiente se muestran las características relevantes de diferentes materiales adsorbentes:

Adsorbent Name	Adsorbent Class	Mesh Size	Pressure Drop (inches of water) @100mL/min	Weight of Adsorbent (mg)	Packing Density grams/cc	Conditioning Temp °C	Desorption Temp °C	Surface Area m <sup>2</sup> /g
Carbosieve S-III	Carbon Molecular Sieves	60/80	13.2	379	0.76	350°	330°	820
Carboxen-563	Carbon Molecular Sieves	20/45	4.8	275	0.55	350°	330°	510
Carboxen-564	Carbon Molecular Sieves	20/45	2.5	297	0.59	350°	330°	400
Carboxen-569	Carbon Molecular Sieves	20/45	2.3	308	0.61	350°	330°	485
Carboxen-1000	Carbon Molecular Sieves	60/80	12.3	258	0.52	350°	330°	1200
Carboxen 1001	Carbon Molecular Sieves	60/80	11.8	291	0.58	350°	330°	500
Carboxen-1002	Carbon Molecular Sieves	40/60	10.0	227	0.46	350°	330°	1100
Carboxen-1003	Carbon Molecular Sieves	40/60	12.1	226	0.45	350°	330°	1000
Carboxen-1016	Carbon Molecular Sieves	60/80	12.4	239	0.48	350°	330°	75
Carboxen-1018	Carbon Molecular Sieves	60/80	17.9	402	0.80	350°	330°	700
Carbopack F	Graphitized Carbon	60/80	21.6	399	0.81	350°	330°	5
Carbopack C	Graphitized Carbon	60/80	18.8	416	0.85	350°	330°	10
Carbopack Y	Graphitized Carbon	60/80	13.0	254	0.51	350°	330°	24
Carbopack B	Graphitized Carbon	60/80	20.2	217	0.43	350°	330°	100
Carbopack X	Graphitized Carbon	60/80	24.2	290	0.58	350°	330°	240
Tenax TA	Porous Polymer	60/80	15.8	143	0.28	320°	300°	35
Tenax GR	Porous Polymer	60/80	16.6	204	0.41	320°	300°	24
Porapak N	Porous Polymer	50/80	6.3	188	0.37	190°	180°	250-350
Chromosorb 106	Porous Polymer	60/80	7.6	151	0.30	190°	180°	750
Hayesep D	Porous Polymer	60/80	10.4	171	0.35	190°	180°	795
Glass Beads	Other	60/80	16.9	826	1.68	350°	330°	<5
Silica Gel Grade 15	Other	40/60	7.2	380	0.76	190°	180°	750
Coconut Charcoal	Other	20/40	2.2	283	0.57	190°	180°	1070
Petroleum Charcoal	Other	20/40	2.1	250	0.50	190°	180°	1050

*Ilustración 25. Características de diferentes materiales adsorbentes de dióxido de carbono.*



## 9. BIBLIOGRAFÍA.

- Abad, V., Avila, R., Vicent, T., & Font, X. (2019). Promoting circular economy in the surroundings of an organic fraction of municipal solid waste anaerobic digestion treatment plant: Biogas production impact and economic factors. *Bioresource Technology*, 283(February), 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.03.064>
- Abbanat, D. R., Aceti, D. J., Baron, S. F., Terlesky, K. C., & Ferry, J. G. (1989). *Microbiology and biochemistry of the methanogenic archaeobacteria*. 9(6), 101–105.
- Alfonsina, G. R. (2015). *Evaluación de dos alternativas de aprovechamiento del biogás generado en un sistema de digestión anaerobia de residuos sólidos orgánicos urbanos* (p. 103). 2015.
- Bauer, F., Hulteberg, C., Persson, T., & Tamm, D. (2013). *Biogas upgrading – Review of commercial technologies*. June. <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC270.pdf>
- Biogás en Mexico. (2018). Biogás en Mexico Lecciones aprendidas de los proyectos de cooperación 2018-2019. *Programa México-Dinamarca En Energía y Cambio Climático (2017-2020)*, 53(9), 287. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications\\_reports\\_papers/lecciones\\_aprendidas\\_esp.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/lecciones_aprendidas_esp.pdf)
- Brown, J., & Shirey, B. (2001). A Tool for Selecting an Adsorbent for Thermal Desorption Applications. *SUPELCO Technical Report*, 1–12. <https://www.sigmaaldrich.com/content/dam/sigma-aldrich/docs/Supelco/Bulletin/11342.pdf>
- Chen, Y., Zhu, R., Jiang, Q., Sun, T., Li, M., Shi, J., Chai, H., Gu, L., Ai, H., & He, Q. (2019). Effects of green waste participation on the co-digestion of residual sludge and kitchen waste: A preliminary study. *Science of the Total Environment*, 671, 838–849. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.03.339>
- Crespo, J., Pagés, J., & Reyes, I. (2016). *El modelo de Buswell . Aplicación y comparación . Principales factores que ISSN 1900 - 6241 Ricardo José Baquerizo Crespo , Jhosané Pagés Díaz y Ileana Pereda Reyes El modelo de Buswell . Aplicación y comparación . Principales factores que influyen en su. March 2017.*
- Dooley, J. S., Lok, A. S. F., Burroughs, A. K., & Heathcote, E. J. (2004). Engineering Data Book. *Gas Processors Suppliers Association, I & II*, 1–771. <https://doi.org/10.1002/9781444341294>
- EBA. (2019). European Biogas Association Annual Report 2019. *European Biogas Association*, 22. <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/01/EBA-AR-2019-digital-version.pdf>
- Edgardo, J., & Hernandez, L. (2017). *Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en*



*plantas de tratamiento de aguas residuales Programa Aprovechamiento Energético* (Issue December).

- Federación, D. oficial de la. (2018). *Ley general para la prevención y gestión integral de los residuos*. 1–53.
- Ghavinati, H., & Tabatabaei, M. (2018). *Biogas: Fundamentals, Process, and Operation*. In *Springer*.
- GmbH, G. M. (Deutsche G. für I. Z. (GIZ). (2018). *Estudio de digestión anaeróbica seca y húmeda en planta piloto, para determinar el potencial de producción de biogás a partir de residuos orgánicos generados en el municipio de Naucalpan de Juárez*. 16–21.  
[https://www.giz.de/de/downloads/ENRES\\_Estudio\\_determinar\\_potencial\\_produccion\\_biogas\\_env\\_2.pdf](https://www.giz.de/de/downloads/ENRES_Estudio_determinar_potencial_produccion_biogas_env_2.pdf)
- Gustafsson, M., & Svensson, N. (2021). Cleaner heavy transports – Environmental and economic analysis of liquefied natural gas and biomethane. *Journal of Cleaner Production*, 278, 123535.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123535>
- Haider, J., Saeed, S., Abdul, M., Kazmi, B., Ahmad, R., Muhammad, A., & Lee, M. (2020). Simultaneous capture of acid gases from natural gas adopting ionic liquids : Challenges , recent developments , and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 123(March), 109771. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109771>
- Héctor, P. F. (2019). *Evaluación tecnoeconómica a nivel planta piloto de un sistema de digestión anaerobia húmeda para el procesamiento de la fracción orgánica de los residuos urbanos..pdf* (p. 191).
- Heredia, G., Orellana, B., Saavedra, O., & Echeverría, I. (2020). Evaluación Del Costo Anual Equivalente De Las Plantas De Tratamiento De Aguas Residuales De Los Municipios De Cliza Y Tolata. *Investigacion & Desarrollo*, 19(2), 75–82.  
<https://doi.org/10.23881/idupbo.019.2-5e>
- Kapoor, et al. (2020). Advances in biogas valorization and utilization systems : A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 273, 123052.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123052>
- Kapoor, R., Ghosh, P., Tyagi, B., Vijay, V. K., Vijay, V., Thakur, I. S., Kamyab, H., Nguyen, D. D., & Kumar, A. (2020). Advances in biogas valorization and utilization systems: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 273, 123052.  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123052>
- Lombardi, L., & Francini, G. (2020). Techno-economic and environmental assessment of the main



biogas upgrading technologies. *Renewable Energy*, 156, 440–458.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.083>

- Marcela, D., Romero, A., & Mar-, A. (2015). *Bacterias anaerobias : procesos que realizan y contribuyen a la sostenibilidad de la vida en el planeta Anaerobic bacteria : processes they perform and their contribution to life sustainability on the planet.* 0–2.
- Max S. Peters, Klaus D. Timmerhause, R. E. W. (n.d.). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers.*
- Medeiros, M. (2009). *Equilibrio de Fases y Químico.* 345.
- Moreno, A. D., Rodríguez, M. G., Velasco, A. R., Carlos, J., Enriquez, M., Lara, R. G., Gutiérrez, A. M., Angélica, N., & Hernández, D. (2013). *MEXICO CITY'S MUNICIPAL SOLID WASTE CHARACTERISTICS AND COMPOSITION ANALYSIS.* 29(1), 39–46.
- Müller, T., Alonso Olvera, Y., & Mejía Vargas, A. (2016). Programa de Gestión Integral de Residuos Sólidos. *Secretaría Del Medio Ambiente*, 264(5 33-5), 55.  
<https://doi.org/10.1152/ajpregu.1993.264.5.r977>
- Peña-Vargas, M. Y. (2019). *Influencia del tipo de inóculo y de la adición de residuos cárnicos y lácteos en el proceso de digestión anaerobia de la Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos.*
- Report, E. B. A. S. (2018). *EBA Statistical Report.*
- Reyes Castillo, M. (UNAM). (2017). *Generación de una herramienta de simulación del proceso de digestión anaerobia de residuos sólidos orgánicos municipales a partir del modelo ADM1.pdf.*
- Salvador, U. D. E. E. L., En, C. O. Y. H. S., & Salvador, E. L. (2017). *Para La Práctica Del Envasado De Biogás Libre De.*
- Scholz, M., Melin, T., & Wessling, M. (2013). Transforming biogas into biomethane using membrane technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 17, 199–212.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.009>
- Sun, Q., Li, H., Yan, J., Liu, L., Yu, Z., & Yu, X. (2015). *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning , upgrading and utilisation.* 51, 521–532.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029>
- Ullah Khan, I., Hafiz Dzarfan Othman, M., Hashim, H., Matsuura, T., Ismail, A. F., Rezaei-DashtArzhandi, M., & Wan Azelee, I. (2017). Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage. *Energy Conversion and Management*, 150(May), 277–294. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.035>



Ursina, G. B. (2007). *Fundamentos de Ingeniería Económica*.

Vilardi, G., Bassano, C., Deiana, P., & Verdone, N. (2020). Exergy and energy analysis of biogas upgrading by pressure swing adsorption: Dynamic analysis of the process. *Energy Conversion and Management*, 226(July), 113482. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113482>

Villarreal Medina, A. (2017). *Análisis de la adsorción selectiva de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S presente en biogás sobre Na- K- Ca- Mordenita* (p. 137).

Walas, S. M. (1981). Chemical Process Equipment. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.