



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

*Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema
de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás*

TESIS

PARA OBTENER TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

DIEGO RODRIGO COELLO VALLE



MÉXICO, D.F.

2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE: Isaías Alejandro Anaya y Durand

VOCAL: José Antonio Ortiz Ramírez

SECRETARIO: Alfonso Durán Moreno

1er. SUPLENTE: Joaquín Rodríguez Torreblanca

2do. SUPLENTE: Néstor Noé López Castillo

Sitio donde se desarrolló el tema:

3er. Piso, ala sur, Torre de Ingeniería, Ciudad Universitaria

Asesor del Tema:

Dr. Alfonso Durán Moreno

Supervisor Técnico

M.I. Israel Felipe Islas Bernal

Sustentante:

Diego Rodrigo Coello Valle

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres, Rubén Daniel Coello Ramírez y María Esther Valle Moreno, por su trabajo, dedicación y sacrificios en todos estos años.

A la UNAM, por haberme dado las herramientas para mi formación profesional y personal que utilizaré, para bien, durante el resto de mi vida.

A mis hermanos Raymundo y Rubén Coello.

A mis amigos de la infancia: Amilcar Andrade, Marco Antonio González, Ricardo Aguilar, Rodrigo Moreno y Aarón Ruíz.

A mis amigos de la carrera: Karla Tejeda, Luis González, Miguel López y Naville Limón.

Al CONACyT por el financiamiento otorgado a través del proyecto 174710.

Al Dr. Alfonso Durán y al M.I. Israel Islas, por su apoyo y orientación brindada a lo largo de este proyecto.

Al Ing. Alfredo Leal y al Lic. José Carlos Nocetti, por el interés y apoyo mostrado para la conclusión de este trabajo.

Al M.I. Alejandro Anaya y al M.I. José Antonio Ortiz, por sus comentarios aportados al presente trabajo.

DEDICATORIA

Dedico completamente este trabajo a Mariela García García Rojas por haber sido la compañera perfecta; haberme brindado su cariño, comprensión, apoyo y sobre todo, por su inquebrantable fe en mí.

Muchas gracias por todo, Mariela. Siempre te llevaré en mi pensamiento y, donde sea que te encuentres, nos volveremos a ver.

TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción	1
1.1	Objetivo General	3
1.2	Objetivos Particulares	3
2	Marco Teórico	4
2.1	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	4
2.1.1	Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (FORSU)	5
2.2	Digestión Anaerobia (DA)	6
2.3	Biogás	9
2.3.1	Composición	9
2.3.2	Producción	11
2.3.3	Aplicaciones	17
2.3.4	Almacenamiento	22
2.3.5	Comparación con Otros Combustibles	25
2.4	Tratamiento del Biogás	27
2.4.1	Remoción de H ₂ O	30
2.4.2	Remoción de H ₂ S	31
2.5	Máquinas Térmicas	45
2.5.1	Motores de Combustión Interna (MCI)	48
2.5.2	Turbinas de Gas (TG)	55
2.6	Problemas de Toma de Decisión	57
2.6.1	Métodos de Toma de Decisión Multicriterio	60
2.6.2	Visual PROMETHEE	63
3	Metodología	64
3.1	Selección de la Tecnología de Remoción de H ₂ S (TRH ₂ S)	65
3.1.1	Determinación de TRH ₂ S	65
3.1.2	Criterios de Selección de TRH ₂ S	66
3.1.3	Asignación de Escalas a Criterios Cualitativos de TRH ₂ S	71
3.1.4	Asignación de Pesos Específicos de Tecnologías de Remoción de H ₂ S	74
3.2	Selección de la Tecnología de Generación de Energía Eléctrica (TGEE)	78
3.2.1	Determinación de TGEE	78
3.2.2	Criterios de Selección de TGEE a partir de Biogás de DA	78
3.2.3	Asignación de Pesos Específicos a Criterios de TGEE	87

4	Resultados	90
4.1	Evaluación de TRH ₂ S a partir de biogás de DA	90
4.2	Evaluación de TGEE a partir de Biogás de DA	100
5	Conclusiones	102
6	Bibliografía	104
7	Anexos	109
Anexo 1.	Composición Típica de Biogás de la FORSU (Themelis, 2002)	109
Anexo 2.	Resumen de Tecnologías Comerciales de Digestores Anaerobios de RSM (Rapport <i>et al.</i> , 2008)	110
Anexo 3.	Motores para Biogás (Mitzlaff, 1988)	111
Anexo 4.	Costos de Sistemas de Remoción de H ₂ S	112
Anexo 5.	Niveles máximos permisibles de emisión de equipos que utilizan combustibles gaseosos (SEMARNAT, 2012)	113

INDICE DE TABLAS

TABLA 1	COMPOSICIÓN DE BIOGÁS DE DIFERENTES FUENTES (DEUBLEIN Y STEINHAUSER, 2008)	10
TABLA 2	PRINCIPALES PROPIEDADES DE LOS DISTINTOS COMPONENTES DEL BIOGÁS (SCHOMAKER, 2000)	11
TABLA 3	RENDIMIENTO DE BIOGÁS Y METANO DE ALGUNAS SUSTANCIAS ORGÁNICAS (JORGENSEN, 2009)	12
TABLA 4	CALIDAD DE GAS NATURAL EN HOLANDA Y CANADÁ (DE HULLU <i>ET AL.</i> , 2008)	21
TABLA 5	CATEGORÍAS DE DEPÓSITOS DE BIOGÁS (DEUBLEIN Y STEINHAUSER, 2008)	23
TABLA 6	EQUIVALENCIA ENERGÉTICA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA CON RESPECTO AL BIOGÁS TRATADO Y SIN TRATAR (MUYLEAERT <i>ET AL.</i> , 2000)	26
TABLA 7	EMISIONES DE CO ₂ DE DIFERENTES COMBUSTIBLES (ECOSCORE, 2012)	27
TABLA 8	IMPUREZAS DEL BIOGÁS Y SUS CONSECUENCIAS (RYCKEBOSCH <i>ET AL.</i> , 2011)	28
TABLA 9	REMOCIÓN REQUERIDA DE COMPONENTES DEL BIOGÁS (APPELS Y JAN, 2008)	29
TABLA 10	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE REMOCIÓN DE AGUA DEL BIOGÁS (RYCKEBOSCH <i>ET AL.</i> , 2011).	31
TABLA 11	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS PROCESOS REDOX (GÓMEZ Y CANTERO, 2007)	44
TABLA 12	CLASIFICACIÓN DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	66
TABLA 13	EFFECTO DEL H ₂ S EN LAS UNIDADES DE COGENERACIÓN (FELDMEIER Y HANROTT, 2005)	69
TABLA 14	ESCALA DE INTERVALO DE APLICACIÓN DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	72
TABLA 15	ESCALA DE RIESGO DE OPERACIÓN DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	72
TABLA 16	ESCALA DE NIVEL DE REMOCIÓN DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	73
TABLA 17	ESCALA DE COMPLEJIDAD DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	73
TABLA 18	ESCALA DE GENERACIÓN DE RESIDUOS DE LAS TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	74
TABLA 19	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS A GRUPOS DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	74
TABLA 20	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS A CRITERIOS DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	75
TABLA 21	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS A SUBCRITERIOS DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	76
TABLA 22	MATRIZ MULTICRITERIO DE TECNOLOGÍAS DE REMOCIÓN DE H ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	77
TABLA 23	CONSUMO INTERNO DE LAS TGEE (CFE, 2007)	81

TABLA 24	TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE TGEE (CFE, 2007)	81
TABLA 25	EMISIONES DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS UTILIZANDO BIOGÁS (DE LA GUERRA, 2011)	86
TABLA 26	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS DE GRUPOS DE TGEE (ELABORACIÓN PROPIA)	88
TABLA 27	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS A CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TGEE (ELABORACIÓN PROPIA)	88
TABLA 28	MATRIZ MULTICRITERIO DE TGEE A PARTIR DE BIOGÁS DE DA (ELABORACIÓN PROPIA)	89
TABLA 29	ASIGNACIÓN DE PESOS ESPECÍFICOS A CRITERIOS DE TRH ₂ S PARA EL 3ER ESCENARIO (ELABORACIÓN PROPIA)	97

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	DISPOSICIÓN DE LOS RSU EN MÉXICO (SEMARNAT, 2012).	5
FIGURA 2.	COMPOSICIÓN DE LOS RSU EN MÉXICO (SEMARNAT, 2012)	6
FIGURA 3.	PROCESO DE DIGESTIÓN ANAEROBIA (HUGHES, 2008)	7
FIGURA 4.	PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA (VARNERO, 2011)	13
FIGURA 5.	RENDIMIENTOS DE BIOGÁS EN FUNCIÓN AL TIEMPO DE RETENCIÓN (AL SEADI <i>ET AL.</i> , 2008)	14
FIGURA 6.	DEPENDENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE METANO CON EL PH (LIU <i>ET AL.</i> , 2007)	15
FIGURA 7.	USO Y TIPO DE LIMPIEZA REQUERIDA DEL BIOGÁS (VARNERO, 2011)	17
FIGURA 8.	CO-GENERACIÓN (MODIFICADO DE GRUPPO AB, 2012)	19
FIGURA 9.	EFICIENCIA ELÉCTRICA VS CAPACIDAD DE DIFERENTES EQUIPOS (DEUBLEIN Y STEINHAUSER, 2008)	20
FIGURA 10.	DEPÓSITO DE DOBLE MEMBRANA (SATTLER, 2013)	24
FIGURA 11.	CORRELACIÓN ENTRE CONTENIDO DE H ₂ S EN EL BIOGÁS Y FLUJO DE AIRE EN EL DIGESTOR ANAEROBIO (DEUBLEIN Y STEINHAUSER, 2008)	33
FIGURA 12.	DISEÑO TÍPICO DEL BIOFILTRO (MODIFICADO DE DELHOMENIE Y HEITZ, 2005)	34
FIGURA 13.	SISTEMA DE REMOCIÓN DE H ₂ S A PARTIR DE MASAS FÉRRICAS (GRAUBARD <i>ET AL.</i> , 2007)	38
FIGURA 14.	REPRESENTACIÓN DE UNA UNIDAD DE ADSORCIÓN CON CARBÓN ACTIVADO (ERLER, 2009)	40
FIGURA 15.	SISTEMA DE REMOCIÓN DE H ₂ S A PARTIR DE AMINAS (HUERTAS <i>ET AL.</i> , 2011)	41
FIGURA 16.	PROCESO LO-CAT (MERICHEM, 2014)	43
FIGURA 17.	CICLO DE CARNOT	46
FIGURA 18.	MÁQUINA TÉRMICA	47
FIGURA 19.	CICLO DE 4 TIEMPOS OTTO (IGNOU, 2012)	50
FIGURA 20.	CICLO OTTO DE AIRE NORMAL (OBERT, 1999)	51
FIGURA 21.	CICLO DIESEL DE AIRE NORMAL (OBERT, 1999)	54
FIGURA 22.	TURBINA DE GAS	56
FIGURA 23.	CICLO DE BRAYTON	57
FIGURA 24.	TABLA DE DECISIÓN (FÜLÖP, 2005)	60

FIGURA 25.	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOGÁS DE DA	65
FIGURA 26.	INTERVALO DE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE EMISIONES GASEOSAS (MODIFICADO DE RAMÍREZ, 2007)	68
FIGURA 27.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TRH ₂ S (ELABORACIÓN PROPIA)	71
FIGURA 28.	RENDIMIENTO CALÓRICO PROMEDIO DE MOTORES DE COMBUSTIÓN (ELABORADO A PARTIR DE RETSCREEN, 2005)	79
FIGURA 29.	RENDIMIENTO CALÓRICO PROMEDIO DE TURBINAS DE GAS (ELABORADO A PARTIR DE RETSCREEN, 2005)	80
FIGURA 30.	COSTO DE INVERSIÓN UNITARIO PARA MCI (ELABORADO A PARTIR DE RETSCREEN, 2005)	82
FIGURA 31.	COSTO DE INVERSIÓN UNITARIO PARA TURBINAS (ELABORADO A PARTIR DE RETSCREEN, 2005)	83
FIGURA 32.	COSTOS DE O&M DE MCI (ELABORADO A PARTIR DE NREL, 2003)	84
FIGURA 33.	COSTOS DE O&M DE TG (ELABORADO A PARTIR DE NREL, 2003)	85
FIGURA 34.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE TGEE A PARTIR DE BIOGÁS (ELABORACIÓN PROPIA)	87
FIGURA 35.	PROMETHEE I RANKING PARCIAL DE TRH ₂ S	91
FIGURA 36.	PROMETHEE II RANKING TOTAL DE TRH ₂ S	92
FIGURA 37.	PROMETHEE I RANKING DE TRH ₂ S PARA DIGESTORES ANAEROBIOS A PEQUEÑA ESCALA	94
FIGURA 38.	VALORES DE Φ POR TIPOS DE TRH ₂ S EN 1ER Y 2DO ESCENARIO	95
FIGURA 39.	VALORES DE Φ DE LAS TRH ₂ S EN 1ER Y 2DO ESCENARIO	96
FIGURA 40.	VALORES DE Φ POR TIPOS DE TRH ₂ S EN 1ER Y 3ER ESCENARIO	97
FIGURA 41.	VALORES DE Φ DE LAS TRH ₂ S EN 1ER Y 3ER ESCENARIO	98
FIGURA 42.	VALORES DE Φ POR TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE REMOCIÓN H ₂ S	99
FIGURA 43.	VALORES DE Φ DE LAS TECNOLOGÍAS DE REMOCIÓN DE H ₂ S	99
FIGURA 44.	PROMETHEE I RANKING PARCIAL DE TGEE	100
FIGURA 45.	PROMETHEE I RANKING DE TGEE PARA DIGESTORES ANAEROBIOS A PEQUEÑA ESCALA	101

INDICE DE ABREVIATURAS

CA	Carbón Activado
COV	Carga Orgánica Volumétrica
DA	Digestión Anaerobia
FORSU	Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos
MCI	Motor de Combustión Interna
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
TG	Turbina de Gas
TGEE	Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica
TR	Tiempo de Retención
TRH₂S	Tecnologías de Remoción de Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)



1 INTRODUCCIÓN

El biogás es uno de los productos del proceso biológico conocido como digestión anaerobia, el cual consiste en la degradación de la materia orgánica por la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno. Los intervalos de composición de este gas oscilan entre 55-70% CH₄ y 30-45% CO₂ principalmente, mientras que trazas de H₂S y otras impurezas también son encontradas en el biogás (Deublein y Steinhäuser, 2008). Estas propiedades tanto físicas como químicas semejantes a las del gas natural, convierten al biogás en un combustible útil para la cocción de alimentos, producción de energía eléctrica, o incluso como combustible vehicular (Varnero, 2011) .

La digestión anaerobia ha sido utilizada como un medio de disposición de diferentes residuos que van desde agrícolas, sólidos urbanos, aguas residuales, estiércol, entre otros; por lo que no sólo estos residuos son dispuestos de forma apropiada, sino que también se produce una fuente barata y renovable de energía como lo es el biogás, reduciendo la dependencia actual de los combustibles derivados del petróleo (Al Seadi *et al.*, 2008).

Sin embargo, para que el biogás pueda ser utilizado debe ser tratado con la finalidad de remover componentes que dañan las instalaciones de uso final. Cuando el uso final es la **generación de energía eléctrica**, el sulfuro de hidrógeno (50-10,000 ppm) presente en el biogás, puede causar problemas de corrosión en un generador y en sus componentes (Ryckebosch *et al.*, 2011).

El H₂S del biogás puede ser tratado directamente en el digester anaerobio a través de la adición de aproximadamente 5-10% de aire, que produce la oxidación del gas ácido; o mediante la adición de FeCl₂ y/o FeCl₃ que reacciona con el H₂S del biogás produciendo así S⁰ y FeS (Ryckebosch *et al.*, 2011).



Fuera del digestor anaerobio, el H_2S puede removerse mediante procesos secos o húmedos. Los procesos secos más comunes de remoción son la adsorción de H_2S en carbón activado y en óxidos o hidróxidos metálicos. Los óxidos de hierro destacan en este tipo de métodos de remoción debido a sus altas eficiencias y bajos costos de inversión y operación (Ryckebosch *et al.*, 2011; Zicari, 2003).

Dentro de los métodos húmedos se encuentran los métodos REDOX donde un catalizador es alternadamente oxidado y reducido durante el proceso de remoción. Los métodos comerciales “LO-CAT” y “SulFerox”, que utilizan agentes quelantes como catalizador, son los métodos más conocidos y empleados en la industria (Gómez y Cantero, 2007).

Una vez que el biogás tratado alcanza los niveles requeridos, puede ser aprovechado para la generación de energía eléctrica donde los motores de combustión interna y las turbinas de gas son las tecnologías más empleadas. La viabilidad entre una u otra tecnología depende de aspectos como rendimiento, costos, impacto ambiental, etc. (Conestoga, 2004).

La selección de la tecnología más adecuada tanto de generación eléctrica, como de remoción de H_2S , puede tornarse complicada debido a las múltiples ventajas y desventajas que presenta una tecnología con respecto de otra. El software Visual PROMETHEE está basado en los métodos PROMETHEE que son desarrollados para facilitar la toma de decisión en evaluaciones multicriterio, las cuales se caracterizan por contar con diferentes alternativas y distintos criterios que deben ser considerados para la selección o toma de decisión.

Dentro del presente trabajo se evalúa, con ayuda del simulador Visual PROMETHEE, un sistema de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado en una planta promedio de digestión anaerobia de la Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (FORSU); el cual consiste en un sistema de limpieza del biogás y el



equipo de generación de potencia eléctrica, considerando: a) los sistemas más comunes utilizados para la generación de electricidad a partir del biogás y, b) los criterios más importantes que deben de ser considerados para la selección más conveniente para el caso práctico.

El resultado de las evaluaciones con el software indica la preferencia de una alternativa con respecto de las demás, permitiendo así la selección de la tecnología más conveniente para el presente caso.

1.1 Objetivo General

Seleccionar mediante una evaluación multicriterio las tecnologías adecuadas para la generación de energía eléctrica a partir de biogás producido en una planta convencional de Digestión Anaerobia (DA) que trata la Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (FORSU).

1.2 Objetivos Particulares

- Seleccionar la mejor tecnología de remoción de H_2S presente en el biogás producido en una planta convencional de DA de la FORSU para su consecuente uso en la generación de energía eléctrica.
- Seleccionar la mejor tecnología de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado en una planta convencional de DA de la FORSU.



2 MARCO TEÓRICO

2.1 Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

La Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) define a los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) como aquellos generados en las casas debido a la eliminación de los materiales que se utilizan en las actividades domésticas; son también los que provienen de establecimientos o la vía pública, o los que resultan de la limpieza de las vías o lugares públicos y que tienen características como los domiciliarios (ej. restos de comida, cartón y papel, vidrios, textiles, plásticos etc.). Su manejo y control es competencia de las autoridades municipales y delegacionales (LGPGIR, 2014).

Durante mucho tiempo los residuos se concentraron en “tiraderos a cielo abierto” sin pensar en los problemas de contaminación que causan (filtración de lixiviados al agua del subsuelo, cambio en la composición química del suelo, dispersión de bacterias por el viento, entre otros). En la Figura 1, se observa que para el año 2011, aproximadamente el 70% de los RSU generados en el país se disponía en rellenos sanitarios y sitios controlados¹.

¹ Los porcentajes no alcanzan el 100% debido a que una pequeña proporción de los residuos es reciclada antes de ser dispuesta.



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

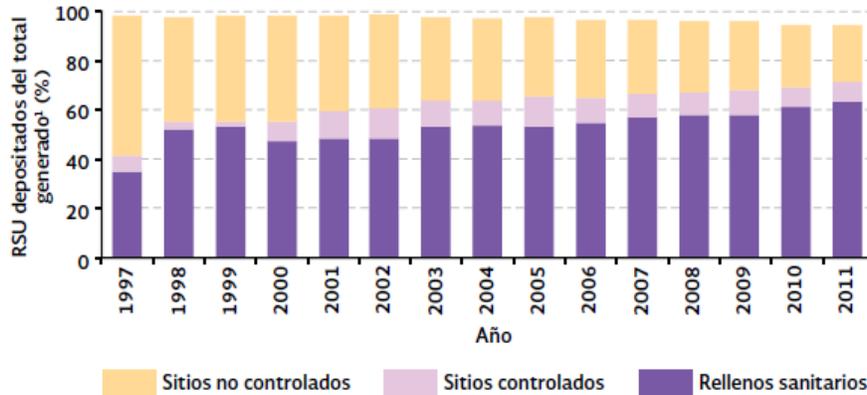


Figura 1. Disposición de los RSU en México (SEMARNAT, 2012).

El aumento en la cantidad de residuos sólidos generados por la población mexicana (de 306 a 360 kg/hab/año entre 1997 y 2011) también conlleva problemáticas como la recolección y una menor vida útil de los rellenos sanitarios (Chávez, 2010; SEMARNAT, 2012).

2.1.1 Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (FORSU)

En general, la composición de los RSU depende, entre otros factores, de los patrones de consumo de la población: países con menores ingresos producen menos residuos, dentro de los cuales predomina la fracción orgánica (FORSU), es decir, restos de comida, jardines, entre otros; mientras que en los países con mayores ingresos, los residuos son mayoritariamente inorgánicos a partir de productos manufacturados y con un porcentaje mayor de productos (SEMARNAT, 2012). En la Figura 2 se presenta la composición de los RSU en México en el año 2012, donde la fracción orgánica representó el porcentaje más alto con un 52% del total producido.

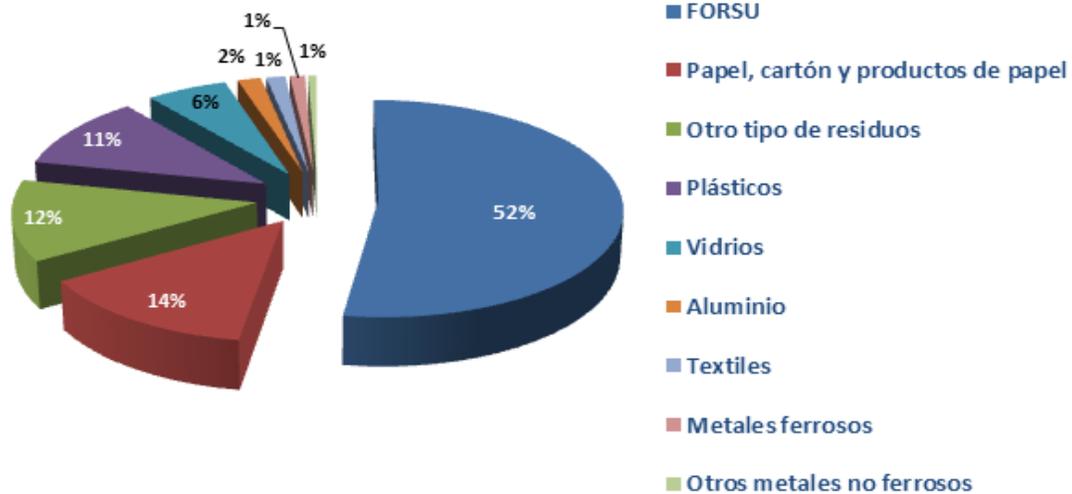


Figura 2. Composición de los RSU en México (SEMARNAT, 2012)

2.2 Digestión Anaerobia (DA)

La digestión anaerobia (DA) es un proceso microbiológico de descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, que tiene como productos principales: a) un gas compuesto principalmente de CH_4 (55-70%) y CO_2 (30-45%) (Deublein y Steinhauser, 2008), denominado como biogás; y b) un residuo compuesto por agua, sales disueltas, materia orgánica y biomasa (microorganismos desarrollados durante el proceso), conocido como digestato.

Este proceso de descomposición envuelve un amplio conjunto de reacciones químicas y bioquímicas, sucesivas y paralelas, realizadas por la acción de una gran variedad de microorganismos. Básicamente, la DA comprende de 4 fases de degradación (Figura 3) que llevan por nombre: *Hidrólisis*, *Acidogénesis*, *Acetogénesis* y *Metanogénesis*, las cuales difieren entre sí según el proceso de descomposición efectuado y en los diferentes grupos de microorganismos que actúan en cada una de ellas (Nayono, 2010).

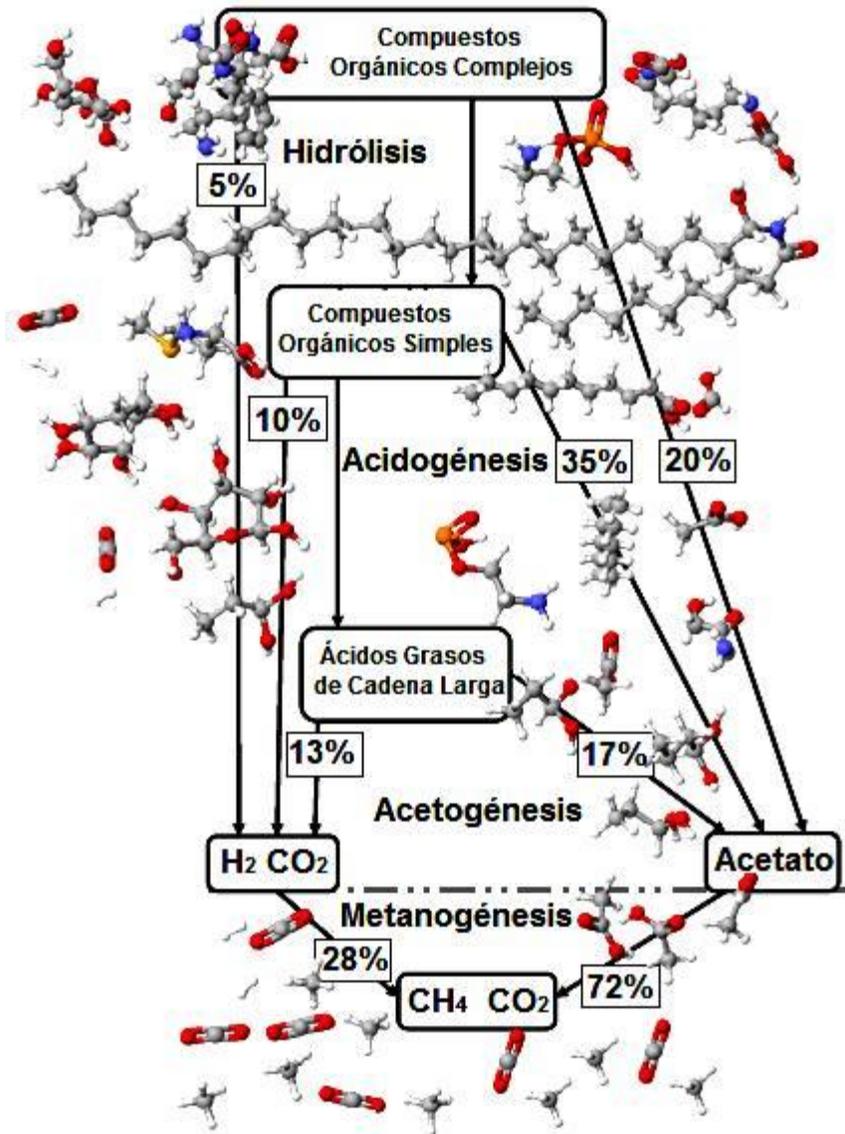


Figura 3. Proceso de Digestión Anaerobia (Hughes, 2008)

La *Hidrólisis* es la primera fase de la descomposición de la materia orgánica. En esta fase, las largas moléculas orgánicas, tales como azúcares, grasas y proteínas, son degradadas en unidades de menor tamaño (aminoácidos, ácidos grasos, y algunos alcoholes). Esta primera fase se considera de gran importancia debido a que la



reducción del tamaño de las moléculas facilita la adsorción y su uso como alimento por parte de los microorganismos (Schnürer y Jarvis, 2010).

Como segundo paso se encuentra la fase de la *Acidogénesis* o *Fermentación*. Las moléculas formadas en la fase anterior son degradadas por bacterias fermentativas produciendo así CO_2 , H_2 , alcoholes, ácidos orgánicos, algunos componentes orgánicos nitrogenados. El ácido orgánico producido en esta fase más importante es el acetato debido a que puede ser utilizado directamente como sustrato por la arquea metanogénica (*Methanosaeta*, *Methanosarcina*) (Nayono, 2010).

El acetato no sólo puede ser formado a través de la fermentación de componentes orgánicos solubles, sino que también puede ser producido en la fase llamada *Acetogénesis*. Algunos de los productos de la fermentación, tales como ácidos grasos con longitud mayor a dos átomos de carbono, alcoholes de longitud mayor a un átomo de carbono y ácidos grasos aromáticos, no pueden ser utilizados directamente por los organismos metanogénicos, por lo que son oxidados por acción de las bacterias acetogénicas en acetato y H_2 (Boe, 2006).

Finalmente, el gas metano es producido por las bacterias metanogénicas en la fase conocida como *Metanogénesis*. Aproximadamente el 72% del total de metano es producido a partir de acetato por efecto de la arquea metanogénica acetoclástica (ej. *Methanosaeta*, *Methanosarcina*); mientras que el 28% restante se produce a partir de la reducción de CO_2 por H_2 , catalizado por el H_2 en un proceso que es efectuado por las denominadas arqueas metanogénicas hidrogenotróficas (ej. *Methanobacterium*, *Methanospirillum*, entre otras) (Hughes, 2008; Nayono, 2010).



2.3 Biogás

2.3.1 Composición

El biogás se encuentra compuesto principalmente de metano (CH_4 , 55-70%) y dióxido de carbono (CO_2 , 30-45%) (Deublein y Steinhauser, 2008). De acuerdo con Ryckebosh (2011), también contiene trazas de otros componentes como agua (H_2O , 5-10%), sulfuro de hidrógeno (H_2S , 0.005-2%), siloxanos (0-0.02%), hidrocarburos halogenados (COV's < 0.6%), amoníaco (NH_3 < 1%), oxígeno (O_2 , 0-1%), monóxido de carbono (CO < 0.6%) y nitrógeno (N_2 , 0-2%).

La composición del biogás depende principalmente del tipo de sustrato que es degradado y de los parámetros operacionales en los que se lleve a cabo el proceso de DA (Mshandete *et al.*, 2005). Por ejemplo, en la Tabla 1 se observa que el biogás que se produce en distintas fuentes no posee la misma composición. Generalmente, la proporción de metano en el gas de rellenos sanitarios es menor que la que se encuentra en el gas producido en las plantas de tratamiento de aguas residuales; e inclusive en el biogás producido a partir de residuos agrícolas, no se presentan compuestos como benceno, tolueno y xileno que son encontrados en diferentes cantidades en el biogás producido de los rellenos sanitarios y de plantas de tratamiento de aguas.



Tabla 1 Composición de biogás de diferentes fuentes (Deublein y Steinhauser, 2008)

Componente del gas	Fórmula	Unidades	Procedencia del Biogás		
			Aguas residuales	Residuos agrícolas	Relleno sanitario
Metano	CH ₄	% vol.	65-75	45-75	45-55
Dióxido de carbono	CO ₂	% vol.	20-35	25-55	25-30
Monóxido de carbono	CO	% vol.	<0.2	<0.2	<0.2
Nitrógeno	N ₂	% vol.	3.4	0.01-5.00	10-25
Oxígeno	O ₂	% vol.	0.5	0.01-2.00	1-5
Hidrógeno	H ₂	% vol.	Trazas	0.5	0.00
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	mg/Nm ³	<8,000	10-30,000	<8,000
Mercaptanos	S	mg/Nm ³	0	0.1-30	n.a.
Amoniaco	NH ₃	mg/Nm ³	Trazas	0.1-2.50	Trazas
Siloxanos		mg/Nm ³	<0.1-5.00	Trazas	<0.1-5.00
Benceno, Tolueno, Xileno		mg/Nm ³	<0.1-5.00	0.00	<0.1-5.00

A manera de resumen, en la Tabla 2 se mencionan las características principales de estos componentes:



Tabla 2 Principales propiedades de los distintos componentes del biogás (Schomaker, 2000).

Componente	Características
Metano (CH ₄)	Gas combustible de alto valor energético. No tóxico. Inodoro. Menos denso que el aire.
Dióxido de carbono (CO ₂)	Gas inerte, incoloro, inodoro y más denso que el aire. Medianamente tóxico. Disminuye el poder calorífico del biogás.
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Gas incoloro. Debido a que es más denso que el aire, puede causar daños en pequeñas concentraciones. A bajas concentraciones tiene un olor parecido al de huevos podridos; mientras que a altas concentraciones, cuando es más peligroso, carece de olor. Debido a sus propiedades tóxicas posee un LME* de 10 ppm. Cuando se ignita se convierte en SO ₂ , el cual también es un producto tóxico.
Amoniaco (NH ₃)	Gas picante y lacrimógeno más ligero que el aire. El *LME es de 10 ppm. Cuando se ignita produce NOx.
Agua (H ₂ O)	Puede causar corrosión en combinación con NH ₃ , CO ₂ y especialmente con H ₂ S. El contenido de agua depende de la presión y temperatura.

*LME= Límite Máximo de Exposición

2.3.2 Producción

Uno de los principales objetivos en la operación de un digestor anaerobio es el de maximizar la producción de biogás, y puede ser expresada en términos de velocidad



(volumen por unidad de tiempo, ej. m^3 biogás/ día) o en términos de rendimiento (volumen por unidad de materia alimentada, ej. m^3 biogás/ ton alimentada) (Boe, 2006).

Asam (2010) reporta que las plantas de producción de biogás pueden ser difícilmente sustentables desde un punto de vista financiero, por lo que es preciso maximizar dicha producción. Lo anterior sólo se puede alcanzar de manera parcial y depende de diversos parámetros como son el tipo de sustrato fermentado y las condiciones de operación como la temperatura, tiempo de retención, pH, mezclado, entre otros, en las que se lleve a cabo la digestión anaerobia.

Existe una gran diversidad de sustratos que pueden ser utilizados para la producción de biogás. Los distintos sustratos presentan diferentes proporciones de carbohidratos, proteínas y lípidos, en la que cada uno de ellos difiere en su capacidad para producir biogás, siendo los lípidos los que producen un mayor volumen con mayor concentración de metano por kg de sólido volátil (Tabla 3).

Tabla 3 Rendimiento de Biogás y Metano de algunas sustancias orgánicas (Jorgensen, 2009).

Sustancia Orgánica	Proceso	Rendimiento de gas a PTE*		CH ₄ %
		mL biogás/g	mL CH ₄ /g	
Celulosa	$(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n + n\text{H}_2\text{O} \rightarrow 3n\text{CH}_4 + 3n\text{CO}_2$	830	415	50.0
Proteínas	$2\text{C}_5\text{H}_7\text{NO}_2 + 8\text{H}_2\text{O} \rightarrow 5\text{CH}_4 + 3\text{CO}_2 + 2(\text{NH}_4)(\text{HCO}_3)$	793	504	63.6
Grasas	$\text{C}_{57}\text{H}_{104}\text{O}_6 + 28\text{H}_2\text{O} \rightarrow 40\text{CH}_4 + 17\text{CO}_2$	1,444	1,014	70.2

*PTE= Presión y Temperatura Estándar (0°C y 1 atm).



A medida que aumenta la temperatura dentro del digestor anaerobio, la velocidad de crecimiento de los microorganismos también aumenta y acelera el proceso de digestión, dando lugar a una mayor producción de biogás, tal como se observa en la Figura 4 (Varnero, 2011). Existen intervalos de temperatura que definen cada uno de los tipos de operación en los que se puede llevar a cabo la DA: psicrófila ($<25^{\circ}\text{C}$), mesófila ($25\text{-}45^{\circ}\text{C}$) y termófila ($45\text{-}65^{\circ}\text{C}$) (Varnero, 2011). Rittman (2001) argumenta que, como regla general, la velocidad de crecimiento de las bacterias se ve duplicada por cada aumento de 10°C en la temperatura en cada intervalo de operación, además de mencionar que en la operación termófila se obtiene entre 50-100% una mayor velocidad de producción de metano en comparación con la operación mesófila.

Dentro de cada intervalo de operación, existe un punto donde la producción de biogás es máxima, determinando así la temperatura óptima. Una vez alcanzado el valor óptimo de operación, un aumento en la temperatura puede causar que las enzimas pierdan su estructura y función, disminuyendo así la producción de biogás (Rowse, 2011).

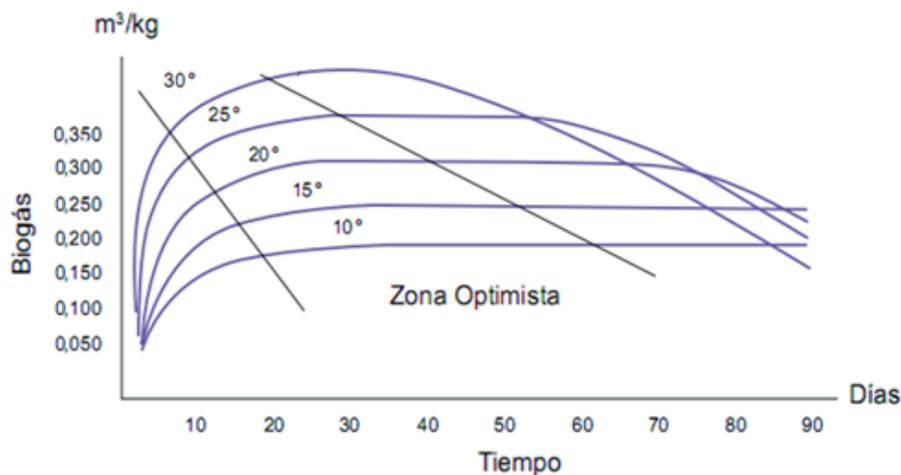


Figura 4. Producción de biogás en función de la temperatura (Varnero, 2011).



Es importante mantener una temperatura estable de operación en el digester anaerobio. Debido a la sensibilidad de las bacterias y arqueas con respecto a la temperatura, especialmente estas últimas las cuales son las responsables de la producción del metano, los cambios bruscos y/o frecuentes en la temperatura del digester anaerobio deben de ser evitados con la finalidad de no mermar el proceso de digestión (Appels y Jan, 2008).

En general, la digestión anaerobia de la biomasa es promovida con un mayor tiempo de retención (TR) en el sistema, por lo tanto, al aumentar el valor de esta variable, aumenta el grado de descomposición de la materia orgánica y asimismo la cantidad de biogás producido, tal y como se aprecia en la Figura 5. En la operación del digester anaerobio, se debe de establecer un tiempo de retención óptimo dependiendo de la materia a ser tratada, el tipo de operación, y el tipo de digester anaerobio.

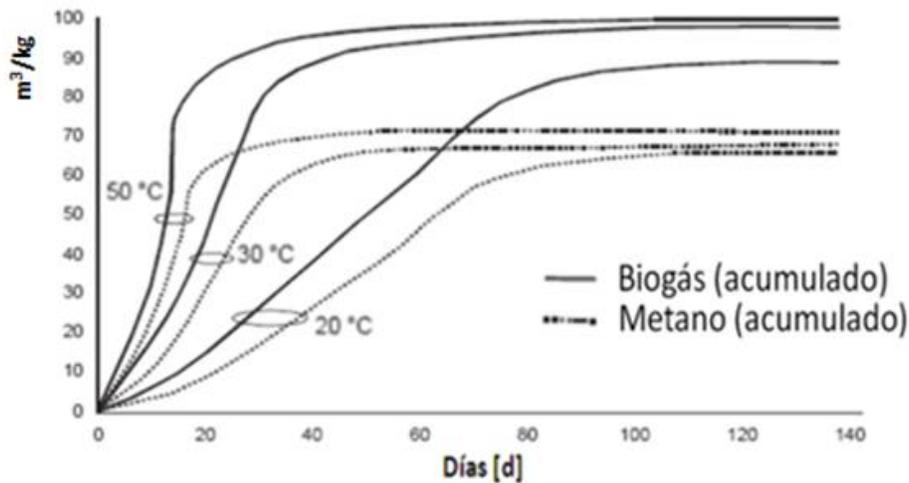


Figura 5. Rendimientos de biogás en función al tiempo de retención (Al Seadi et al., 2008).

Cada grupo de microorganismos tiene un intervalo de pH óptimo específico para su desarrollo. Para obtener el máximo rendimiento de biogás en el proceso de DA el valor



de pH dentro del digestor anaerobio debe encontrarse dentro de un intervalo de 6.5 y 7.5, tal y como se muestra en la Figura 6.

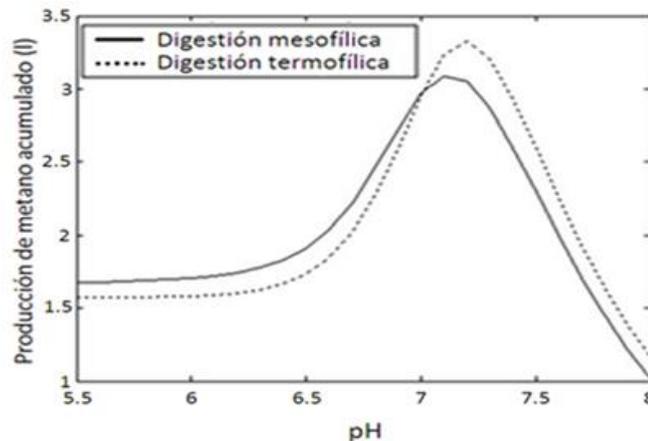


Figura 6. Dependencia de la producción de metano con el pH (Liu *et al.*, 2007)

Al igual que para la temperatura y el tiempo de retención, existe un intervalo óptimo de operación de pH en el digestor anaerobio. Para obtener el máximo rendimiento de biogás en el proceso de DA éste oscila entre 6.5-7.5 (Liu *et al.*, 2007), el intervalo relativo es amplio a nivel planta y el valor óptimo varía con el sustrato y la temperatura de la digestión (Liu *et al.*, 2007).

Asimismo, un **mezclado** apropiado es esencial para proveer un óptimo funcionamiento al proceso de digestión anaerobia. Varnero (2011) reporta que la **agitación** aumenta la producción de biogás y disminuye el TR, esto es básicamente por 4 razones:

- Distribución uniforme de la temperatura y sustrato en el interior del digestor anaerobio.
- Distribución uniforme de los productos, tanto intermedios como finales.
- Mayor contacto entre el sustrato y las bacterias, evitando la formación de cúmulos alrededor de las bacterias.



- Evitar la acumulación de lodo en la parte superior del digestor anaerobio, también llamada “nata” o “espuma” que dificulta la salida del biogás.

La **co-digestión**, que es la digestión simultánea de diferentes materiales, aporta un mejor funcionamiento de la DA. Frecuentemente, realizar una co-digestión produce mayor cantidad de biogás que el esperado en una producción con base en sustratos individuales. La explicación de esto es que un material mixto ofrece mayor probabilidad de incluir todos los componentes que son importantes para el crecimiento microbiano. Los sustratos que son complejos y no demasiado uniformes promueven el crecimiento de varios tipos de microorganismos en el digestor anaerobio (Schnürer y Jarvis, 2009).

La producción de biogás es altamente dependiente de la **carga orgánica volumétrica (COV)**, y ésta se define como la masa de sólidos volátiles añadidos cada día por volumen de digestor anaerobio (Rowse, 2011).

Algunos experimentos han demostrado que una disminución en la carga orgánica ha resultado en un aumento en el rendimiento de metano, mientras que otros han obtenido el mismo resultado en el rendimiento a través de un aumento en la carga orgánica. Existe un valor óptimo de COV para un tamaño de planta en particular, el cual conllevará a una máxima producción de biogás (Yadvika *et al.*, 2004).

Existen otros parámetros que también influyen en la producción de biogás, pero que no influyen tanto como el pH o la misma temperatura, como es el caso del **tamaño de partícula del sustrato** que esté siendo digerido. Pequeños tamaños de partícula proveen a los microorganismos una mayor superficie de contacto incrementando así su actividad y la producción de biogás (Yadvika *et al.*, 2004).



2.3.3 Aplicaciones

El biogás puede ser utilizado prácticamente en todas las aplicaciones que han sido desarrolladas para el gas natural, de las cuales se destacan cuatro principales:

- Combustión directa y utilización del calor
- Generación de electricidad o co-generación
- Uso como combustible vehicular
- Adición a la red de gas natural

Como se puede ver en la Figura 7, los diferentes tipos de aplicaciones del biogás requieren una distinta calidad del mismo, siendo la adición de éste a la red y su uso como combustible vehicular los que demandan un tratamiento completo conocido como **purificación**, donde la mayoría de las impurezas son removidas incluyendo el CO_2 , dando lugar a la producción de un biogás conocido como “biometano” (Ryckebosh et al., 2011).

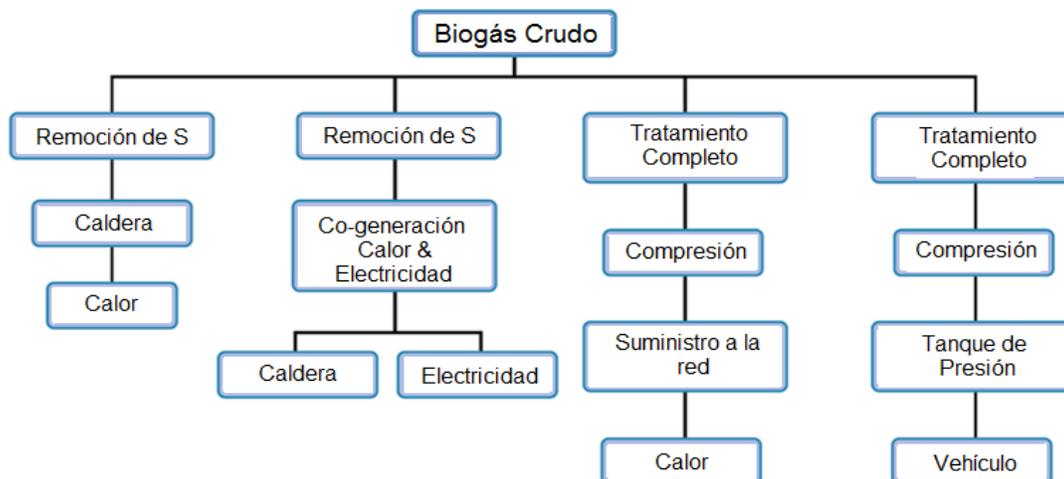


Figura 7. Uso y tipo de limpieza requerida del biogás (Varnero, 2011).



La elección de la aplicación del biogás producido en digestores anaerobios depende de varios factores de tipo económico, social, técnico, entre otros. Por ejemplo, en comunidades rurales localizadas lejos de los centros urbanos, la generación de energía eléctrica a partir de biogás ha sido considerada como una de las mejores alternativas para llevar este beneficio a esas zonas (Huertas *et al.*,2011).

2.3.3.1 Combustión Directa

La combustión directa del biogás en boilers o quemadores es la forma más sencilla de utilizar el biogás. Los quemadores de gas convencionales pueden ser fácilmente ajustados a biogás cambiando la proporción de aire/gas. Los quemadores de biogás son la tecnología más estable y confiable que permite utilizar una baja calidad de biogás. Se necesita alcanzar una presión de gas de 8 a 25 mbar y mantener niveles de H₂S inferiores a 100 ppm para conseguir un punto de rocío de 150°C (Varnero, 2011).

2.3.3.2 Producción Eléctrica o Co-generación

El biogás puede ser utilizado para la producción exclusiva de energía eléctrica. Sin embargo, se ha visto a través del paso de los años que una generación simultánea de electricidad y calor, también llamada co-generación (CHP), es determinante en la vida de una planta de biogás.

Un sistema de co-generación consta habitualmente de un motor principal donde la energía química del biogás es convertida en energía mecánica, y ésta hace girar un alternador para producir energía eléctrica; además de un sistema para la recuperación de calor residual del sistema de escape y del sistema de enfriamiento por agua, de manera que la eficiencia del sistema se encuentra distribuida aproximadamente en 45% de generación de calor, 40% energía eléctrica y 15% en pérdidas. Alcanzando así



una eficiencia de más del 85% de la energía presente en el combustible inicial, como se muestra en la Figura 8 (Deublein y Steinhauser, 2008).

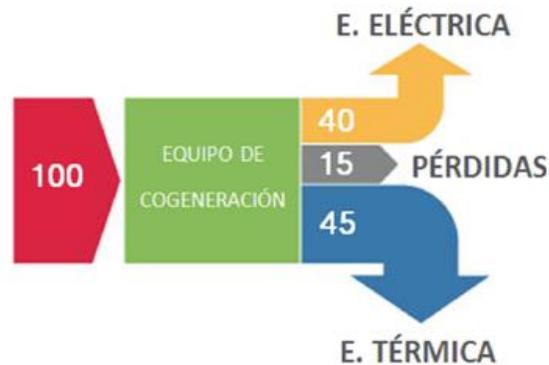


Figura 8. Co-generación (Modificado de Gruppo AB, 2012)

En la Figura 9 se puede apreciar que existe una gran gama de tecnologías que pueden ser utilizadas para la generación de energía eléctrica que van desde micro-turbinas hasta celdas de combustible, donde es claro que todas ellas varían en eficiencia, siendo las celdas de combustible las de mayor eficiencia. Sin embargo, éstas últimas regularmente resultan poco convenientes debido a que su costo de inversión es muy elevado y la calidad del biogás es muy exigente, lo que ocasiona una adición a los gastos por la limpieza del gas (Dimpl, 2010).



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

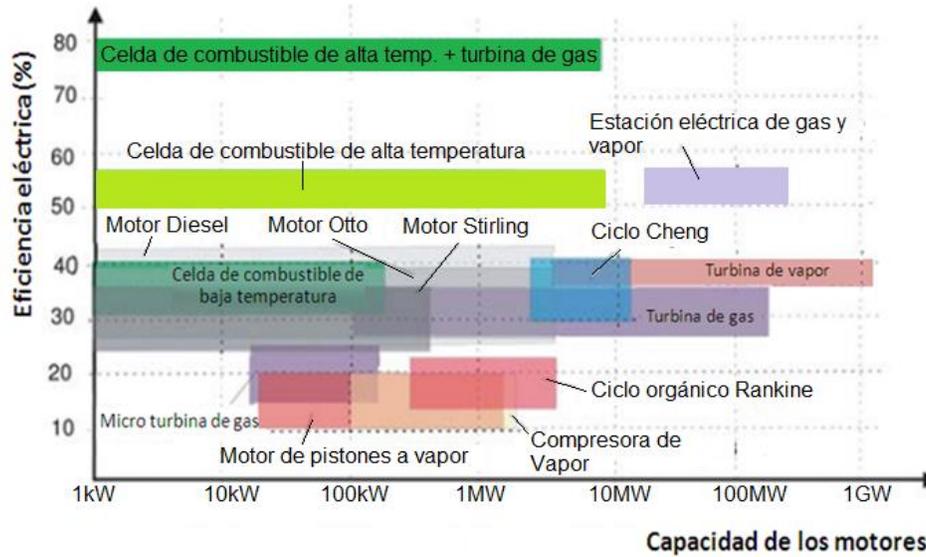


Figura 9. Eficiencia Eléctrica vs Capacidad de Diferentes Equipos (Deublein y Steinhauser, 2008)

2.3.3.3 Adición a la red de Gas Natural (GN)

El biogás producido por el digestor anaerobio puede ser añadido a la red de gas natural (GN). Es claro que para que esto pueda realizarse, el biogás tiene que poseer una composición equivalente a la del gas natural. Los estándares, en la mayoría de los casos, son fácilmente alcanzables a través de la purificación del biogás.

En la Tabla 4 se incluyen los requerimientos en Holanda y Canadá, donde el **índice Wobbe** es una medida del comportamiento de la combustión y se define como:

Ecuación 1.
$$W = \frac{\text{Valor Calorífico}}{\sqrt{\text{Densidad Relativa}}}$$

Si el valor de este índice es muy alto o muy bajo, no se obtendrá la combustión deseada, por lo que no debe encontrarse fuera del intervalo de especificación (de Hullu et al., 2008).

**Tabla 4** Calidad de gas natural en Holanda y Canadá (de Hullu *et al.*, 2008)

Componente	Gas Natural Holandés (%vol.)	Gas Natural Canadiense (%vol.)
Metano	81.3	94.9
Etano	2.85	2.5
Propano	0.37	0.2
Butano	0.14	0.06
Pentano	0.04	0.02
Hexano	0.05	0.01
Nitrógeno	14.35	1.6
Dióxido de Carbono	0.89	0.7
Oxígeno	0.01	0.02
Densidad (kg/m ³)	0.833	0.752
Índice Wobbe (MJ/m ³)	43.1 - 44.6	50.5 - 52.5
Valor Calorífico (MJ/m ³)	31.7	37.8

2.3.3.4 Combustible Vehicular

El uso vehicular del biogás es posible, y en la realidad se ha empleado desde hace tiempo. Para esto, el biogás debe tener una calidad similar a la del gas natural para usarse en vehículos que se han acondicionado para el funcionamiento con éste. La mayoría de vehículos de esta categoría han sido equipados con un tanque de gas y un sistema de suministro, además del sistema de gasolina normal de combustible (Varnero, 2011).



El poder calorífico de la mezcla biogás/aire es aproximadamente 15% menor que el de la mezcla de gasolina/aire utilizada en vehículos, por lo tanto, la potencia se esperaría como 15% menor para la misma razón de compresión del motor (Deublein y Steinhauser, 2008).

La difusión de esta aplicación está limitada por una serie de inconvenientes (Varnero, 2011):

- A fin de permitir una autonomía razonable, el gas, por su volumen deber ser almacenado en contenedores de alta presión (200 a 300 bar); este tipo de almacenamiento implica que el biogás debe ser purificado antes de su compresión, por lo que se debe considerar su alto costo.
- La conversión de los motores es costosa (instalación similar a la del gas natural) y el peso de los cilindros disminuye la capacidad de carga de los vehículos.
- Por último, la falta de una adecuada red de abastecimiento y la energía involucrada en la compresión a gran escala de este tipo de uso.

2.3.4 Almacenamiento

Debido a que la demanda en el uso final del biogás puede ser fluctuante, surge la necesidad de contar con un depósito capaz de abastecer el consumo durante los periodos de alta demanda, además de almacenar el biogás cuando la demanda es baja, o inclusive cuando se suspende la alimentación a las instalaciones de la disposición final (Ej.: periodos de mantenimiento) (Mitzlaff, 1988).

El volumen del depósito es dependiente de la producción y de la demanda del biogás. Según Deublein (2008), cuando el gas es utilizado por un sistema de cogeneración y la



corriente producida es alimentada a la red, los contenedores de biogás deben ser diseñados para almacenar aproximadamente la mitad del promedio de la producción diaria del gas. Cuando la demanda requerida de la planta es cubierta principalmente por la corriente producida, el contenedor del biogás debe de ser capaz de almacenar aproximadamente el 75% de la producción diaria. Únicamente cuando la estación de energía es utilizada para cubrir cargas pico, los contenedores de biogás deben poseer un volumen igual al de la producción diaria del gas.

Generalmente, los depósitos se clasifican según la presión de operación, ya sea baja, media o alta, tal y como se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5 Categorías de depósitos de biogás (Deublein y Steinhauser, 2008).

Presión		Tamaño usual (m ³)	Diseño
Baja presión	0.5-5 mbar	10-2,000	Depósitos de doble membrana, bolsa de biogás, cubierta de digestor anaerobio.
	10-50 mbar	5-2	Gasómetro de taza de agua
Media presión	5-20 bar	1-100	Tanques de acero a presión
Alta presión	200-300 bar	0.1-0.5	

Dentro de los depósitos de biogás de baja presión se encuentran los depósitos de doble membrana. Estos depósitos, como se muestra en la Figura 10, están constituidos por una membrana externa que proporciona al tanque su forma exterior; además de una membrana interior donde el gas se encuentra contenido (Deublein y Steinhauser, 2008). Ambas membranas, generalmente fabricadas de poliéster y recubiertas con



PVC, se encuentran ancladas a una base. La membrana exterior puede ser fácilmente removida o modificada en el momento del mantenimiento o en caso de sufrir algún tipo de percance (Sattler, 2013).

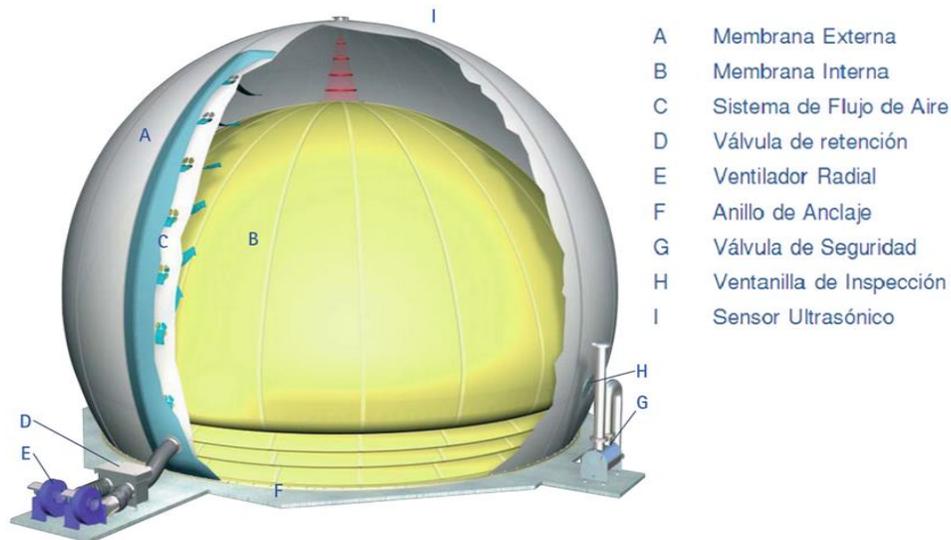


Figura 10. Depósito de Doble Membrana (Sattler, 2013).

Un sistema de flujo provee aire en el espacio entre ambas membranas (interior y exterior), de esta manera se logra mantener la presión del gas a un nivel constante, independientemente del suministro o retiro de gas del depósito. El aire presurizado tiene dos funciones, la primera es la de mantener la forma de la membrana externa ante ventiscas; mientras que la segunda es la de ejercer una presión en la membrana interior con el objetivo de empujar al biogás a un volumen y presión constantes hacia la tubería de salida. El nivel de llenado del depósito es medido a través de un sensor ultrasónico (Sattler, 2013).

Este sistema de doble membrana, también puede ser utilizado como cubierta del digestor anaerobio y almacenar el biogás dentro del mismo. La diferencia en este caso es la adición de una estructura entre el digestor anaerobio y la membrana interna, para



asegurar que esta última no caiga dentro del digestor anaerobio y sea dañada por los agitadores o algún otro equipo (Sattler, 2013).

Otra forma de almacenamiento del biogás es mediante depósitos de acero a presiones entre 5 y 250 bar. Sin embargo, el biogás debe ser previamente desulfurado con la finalidad de evitar una posible corrosión dentro del tanque (Krich *et al.*, 2005).

Una gran desventaja de este tipo de depósitos son los altos costos de operación e inversión, y de consumo de energía que conllevan. Ross (1996) reporta que para comprimir al biogás a una presión de 17 bar, se requiere aproximadamente de 0.176 kWh por cada 1 m³. Asumiendo que el biogás a almacenar tiene un contenido de 60% de metano en su composición y un rendimiento calórico de 14,300 KJ/kWh, la energía necesitada para la compresión es aproximadamente del 10% del contenido energético del biogás almacenado (Krich *et al.*, 2005).

2.3.5 Comparación con Otros Combustibles

Como se ha mencionado con anterioridad, la fracción de metano del biogás, es altamente valiosa debido a su alto valor calórico o poder calorífico. Walsh (1988) reporta que el metano puro a temperatura y presión estándar tiene un poder calorífico inferior de aproximadamente 34,000 KJ/m³, mientras que el biogás típico con 65% de metano en su composición tiene un valor calórico aproximado de 22,300 KJ/m³ debido a que sólo su porción limitada de metano es quemada.

Este poder calórico que posee el biogás ha fomentado el uso de este valioso combustible en las distintas actividades humanas. Por ejemplo, en la Tabla 6 se puede observar que 1 m³ de biogás sin tratar, que es considerado como un combustible de bajo valor calórico, equivale a 0.48-0.65 litros de gas LP (gas utilizado tanto a nivel



doméstico como industrial) dependiendo de su contenido de metano; sin embargo, 1m³ de biogás purificado puede llegar a equivaler a 1 L de gas LP.

Tabla 6 Equivalencia energética de diferentes fuentes de energía con respecto al biogás tratado y sin tratar (Muylaert *et al.*, 2000).

Fuente de energía	Equivalente a 1 m ³ de biogás sin tratar	Equivalente a 1 m ³ de biogás purificado
Gasolina	0.53-0.73 L	1.10 L
Etanol	0.81-1.10 L	1.70 L
Carburo de calcio	1.30-1.77 kg	2.70 kg
Gas LP	0.48-0.65 L	1.00 L
Gas natural	0.45-0.61 m ³	0.93 m ³
Carbón natural	0.91-1.24 kg	1.90 kg
Carbón mineral	0.60-0.82 kg	1.25 kg

Otra de las ventajas que ofrece el biogás además de ser considerado como un posible amortiguador de la demanda de combustibles fósiles, es la de ser considerado como un combustible “amigable” al ambiente debido a sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por su combustión. En la Tabla 7 se observa que las cantidades de CO₂ emitidas por la combustión del biogás son mucho menores que las emitidas por los combustibles fósiles.

**Tabla 7 Emisiones de CO₂ de Diferentes Combustibles (Ecoscore, 2012)**

Combustible	Emisiones de CO ₂ (kg CO ₂ /L)
Diesel	2.64
Gasolina	2.39
Gas Licuado de Petróleo (LP)	1.67
Gas Natural	0.00175
Biogás*	0.00193

*Biogás (65%CH₄, 35%CO₂)

2.4 Tratamiento del Biogás

Como ya se ha mencionado, el biogás está constituido principalmente de metano, dióxido de carbono y otras impurezas; estas últimas pueden ser perjudiciales para el proceso de disposición final, mientras que el CO₂ disminuye el poder calorífico del biogás. En la Tabla 8 se observa que uno de los principales problemas que ocasiona la presencia de sulfuro de hidrógeno en el biogás es la corrosión en las distintas instalaciones del proceso de uso final.

**Tabla 8 Impurezas del biogás y sus consecuencias (Ryckebosch *et al.*, 2011).**

Impureza	Impacto posible
Agua	Corrosión en compresores, en tanques de almacenamiento de gas y motores debido a la reacción con H_2S , NH_3 y CO_2 para formar ácidos. Acumulación de agua en pipas. Condensación y/o enfriamiento debido a la alta presión.
Polvo	Atascamiento debido a la deposición en compresores y tanques de almacenamiento de gas.
H_2S	Corrosión en tuberías, compresores, tanques de almacenamiento de gas y motores Concentraciones tóxicas de H_2S (>5 ppm) permanecen en el biogás SO_2 y SO_3 son formados debido a la combustión, los cuales son más tóxicos que el H_2S y causan corrosión con el agua
CO_2	Reducción del poder calorífico del gas.
Siloxanos	Formación de SiO_2 y cuarzos microcristalinos por combustión; deposición en bujías, válvulas y cabezas de cilindros, abrasando la superficie.
Hidrocarburos	Corrosión en motores debido a la combustión.
NH_3	Corrosión cuando se disuelve en agua.
O_2 /aire	Mezclas explosivas debido a las altas concentraciones de O_2 en el biogás.
Cl^-	Corrosión en motores de combustión.
F^-	Corrosión en motores de combustión.

Basado en lo anterior, los tratamientos del biogás apuntan hacia dos vertientes: la primera de ellas se ocupa de un proceso de limpieza donde las trazas de los compuestos dañinos a los procesos de uso o disposición final son removidas; mientras que en la segunda se trata de un proceso de purificación donde se maximiza el poder calorífico del biogás a través de la remoción del CO_2 (Ryckebosch *et al.*, 2011).



La cantidad necesaria removida de cada uno de los componentes que acompañan al metano en el biogás depende del uso final que se le otorgue a este último (Appels y Jan, 2008); por ejemplo, la Tabla 9 muestra que para el uso del biogás como combustible en vehículos es necesario un tratamiento completo, constando éste de la remoción prácticamente total de todas las sustancias perjudiciales y del CO₂ presentes, transformando de esta manera al biogás en lo que se conoce como “biometano”. Por otro lado, de la misma Tabla 9 se observa que para el uso del biogás como combustible en la generación de energía eléctrica, no es necesaria una remoción de CO₂, y que una limpieza de H₂S y de siloxanos menos minuciosa del biogás puede llegar a ser suficiente.

Tabla 9 Remoción requerida de componentes del Biogás (Appels y Jan, 2008)

Aplicación	H ₂ S	CO ₂	H ₂ O	Trazas
Calentador de gas	<1000 ppm	No	No	Sí (ej. siloxanos)
CHP	<1000 ppm	No	Se debe evitar condensación	Sí (ej. siloxanos)
Combustible vehicular	Sí	Sí	Sí	Sí
Red de Gas	Sí	Sí	Sí	Sí

Los siloxanos son un grupo de compuestos que contienen un enlace Si-O y radicales orgánicos (metilo, etilo, entre otros grupos orgánicos) enlazado al átomo de Silicio. La presencia de siloxanos en el biogás ocasiona daños cuando en los equipos de cogeneración. Durante la combustión, los siloxanos son oxidados a óxido de silicio y puede consecuentemente formar depósitos en la cámara de combustión, bujías, válvulas, entre otros componentes, ocasionando un desgaste en la superficie interna del motor (Ryckebosh *et al.*, 2011).



2.4.1 Remoción de H₂O

El biogás usualmente se encuentra saturado de vapor de agua, siendo la cantidad de éste función de la temperatura y la presión. Entre menor sea la temperatura del biogás menor es el contenido de humedad. Weast (1958) reportó que el biogás, típicamente, contiene un 10% vol. de vapor saturado a 43°C, 5% vol. a 32°C, y 1% vol. a 4°C.

La remoción de vapor de agua (humedad) del biogás reduce la corrosión que resulta cuando el vapor de agua es condensada dentro del sistema. Como se menciona en la Tabla 8, la remoción de humedad es de consideración si el H₂S no ha sido removido del biogás, debido a que el H₂S y el vapor de agua reaccionan para formar H₂SO₄, el cual puede provocar una severa corrosión en tuberías o cualquier otro equipo que tenga contacto con el biogás. Incluso si el H₂S ha sido removido, el vapor de agua puede reaccionar con el CO₂ en ácido carbónico (H₂CO₃), el cual también es corrosivo (pH cercano a 5). Además del daño por corrosión, el vapor de agua, debido a cambios en la presión o en la temperatura, puede condensar dentro del sistema y provocar una obstrucción de las tuberías.

A manera de resumen, los principales tratamientos de remoción de agua del biogás se presentan en la Tabla 10 con sus diferentes ventajas y desventajas



Tabla 10 Ventajas y desventajas de las diferentes técnicas de remoción de agua del biogás (Ryckebosch *et al.*, 2011)

Método	Ventajas	Desventajas
Método de condensación <ul style="list-style-type: none">• Desnebulizador• Ciclón• Trampa húmeda	Hidrocarburos pesados, polvo y aceite son removidos Técnicas simples. Frecuentemente utilizado como pre tratamiento antes de otras técnicas.	A presión atmosférica punto de rocío mínimo de 1°C A altas presiones el gas alcanza un punto de rocío más bajo (-18°C) pero puede ocurrir congelamiento.
Secadora de adsorción <ul style="list-style-type: none">• Sílica• Aluminio	Alta remoción: punto de rocío de -10 hasta -20 °C Bajo costo de operación Posible regeneración.	Inversión más costosa: presión de 6 a 10 bar Polvo y aceites necesitan ser removidos en el avance del proceso.
Absorción con glicol	Alta remoción: punto de rocío de -5 hasta -15 °C. Polvo e hidrocarburos pesados son removidos No es tóxica ni peligrosa	Inversión más costosa: altas presiones y temperatura de 200°C para regeneración Grandes volúmenes de gas para que sea económica (>500m ³ /h)
Absorción con sales higroscópicas	Alta eficiencia de remoción No es tóxica ni peligrosa	Sin regeneración

2.4.2 Remoción de H₂S

Los tratamientos de remoción de H₂S del biogás están basados en principios físicos, químicos o biológicos y deben ser elegidos de acuerdo a la calidad del biogás que se requiere, costos, disponibilidad de manejo de residuos, entre otros aspectos.



2.4.2.1 Desulfuración Biológica con O₂/Aire

Este método se basa en la absorción del H₂S del biogás y su posterior degradación por medio de microorganismos aerobios (*Thiobacillus* y *Sulfolobus*). Estos microorganismos transforman el H₂S en azufre elemental y/o sulfato de la siguiente manera:



La reacción directa de H₂S a sulfato también es posible:



Usualmente, el 75% del H₂S en el biogás es descompuesto en azufre y el resto en sulfato (Deublein y Steinhauser, 2008).

Además de oxígeno, los microorganismos requieren de nutrientes como carbono, nitrógeno, fósforo y potasio; y de elementos en traza como hierro, cobalto y níquel para desarrollarse en óptimas condiciones. Estas sustancias se adicionan o se encuentran dentro del proceso dependiendo de la forma en que se lleva a cabo la desulfuración. Adicionalmente, un control en la temperatura también es requerido, manteniéndose ésta a un mínimo de 20°C para condiciones ideales (Erlar, 2009).

El método de desulfuración biológica puede llevarse a cabo dentro o fuera del digester anaerobio. Cuando se presenta el primer caso, los microorganismos, al igual que los nutrientes, se encuentran en la materia fermentada por lo que no es necesaria realizar una inoculación ni una adición de estos. El oxígeno necesario es añadido a través del



aire a una tasa de 4-6% del biogás para que los microorganismos puedan desarrollarse (Deublein y Steinhauser, 2008).

Debido al riesgo de explosión, la dosificación del aire debe ser limitada, proporcionando una concentración máxima de aire de 12%. Generalmente, el aire es proveído por la parte superior del digester anaerobio con la ayuda de un pequeño compresor. La tubería de inyección del aire dentro del digester anaerobio se encuentra posicionada en el lado opuesto de la salida del biogás, con el objetivo de evitar cualquier bloqueo en la tubería de salida. El aire es inyectado directamente en el espacio del gas dentro del digester anaerobio y las reacciones ocurren en esa parte, en la capa flotante (si existe) y en las paredes del mismo (Deublein y Steinhauser, 2008).

En la Figura 11 se puede observar que la reducción de H_2S puede alcanzar valores menores de 5 ppm con una adición al digester anaerobio de 4% de aire en el biogás.

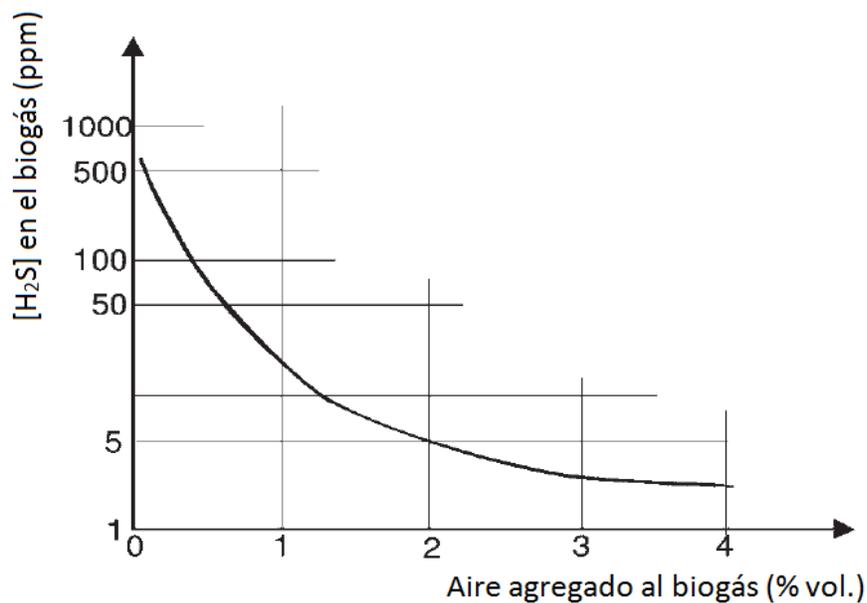


Figura 11. Correlación entre contenido de H_2S en el biogás y flujo de aire en el digester anaerobio (Deublein y Steinhauser, 2008).



Con este tipo de operación, el aire inyectado puede causar disturbios al proceso de digestión anaerobia debido a que las arqueas metanogénicas son obligatoriamente anaerobias, por lo tanto puede verse reflejado en una disminución del rendimiento de obtención de biogás y en la formación de nuevo de H_2S , debido a que el sulfuro permanece en el digestor anaerobio (Deublein y Steinhauser, 2008).

Otra manera de llevar a cabo este tipo de desulfuración es después del proceso de digestión anaerobia. La forma más común es por medio de un biofiltro (Figura 12) mediante la adición aproximada de entre 5-10% de aire al biogás a la entrada del biofiltro (Hagen *et al.*, 2001). El biogás entra por la parte inferior del biofiltro, pasa a través de material empacado por donde al mismo tiempo se hace circular una solución de nutrientes que rodea al material formando una biopelícula. Esta biopelícula contiene los nutrientes requeridos por los microorganismos y es ahí donde se lleva a cabo la oxidación de H_2S (Fischer, 2010).

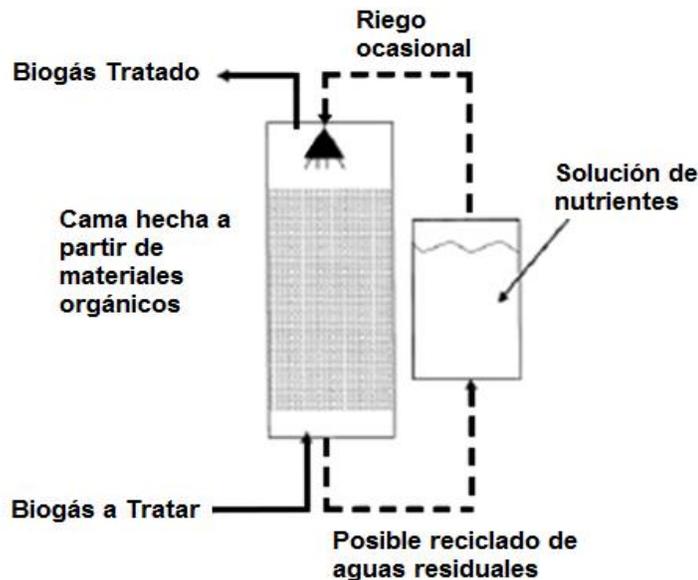


Figura 12. Diseño Típico del Biofiltro (Modificado de Delhomenie y Heitz, 2005).



La circulación de la solución de nutrientes puede ocurrir continuamente o de manera intermitente. Deublein y Steinhauser (2008) reportan que con un flujo continuo la velocidad óptima de la solución de nutrientes suele encontrarse entre valores de 0.5-0.75 m³/m²h. Una temperatura de 35°C suele promover el proceso de oxidación de H₂S (Fischer, 2010). Con el objetivo de prevenir una alta concentración de sulfuro o sulfato en el sistema, particularmente en biofiltros, se tiene que enjuagar el sulfuro contenido y remplazar constantemente la solución de nutrientes (Deublein y Steinhauser, 2008).

El uso del método de desulfuración biológica se ha ido incrementado debido a sus bajos costos con respecto a los métodos químicos. Niveles de H₂S se pueden reducir de 2,000-3,000 ppm hasta 50-100 ppm (Hagen *et al.*, 2001).

2.4.2.2 Precipitación de Sulfuro

Este método se lleva a cabo mediante la adición directa al digestor anaerobio de iones Fe²⁺ en forma de cloruro ferroso (FeCl₂), y/o iones Fe³⁺ en forma de cloruro férrico (FeCl₃) y/o sulfato de hierro (FeSO₄), que reaccionan con el H₂S formando azufre elemental (S⁰) y sulfuro de hierro (FeS), tal y como se presenta a continuación (Deublein y Steinhauser, 2008; Ryckebosh *et al.*, 2011):



Debido a la precipitación de FeS, la presencia de H₂S en el biogás a la salida del digestor anaerobio es evitada. Este método es muy eficiente reduciendo altas concentraciones de H₂S, aunque no alcanza los requerimientos de remoción para la adición del biogás en vehículos o a la red de gas natural. Niveles típicos de H₂S de



entre 100 y 150 ppm en la corriente del gas suelen ser alcanzados mediante este método (Hagen *et al.*, 2001).

Una de las ventajas que presenta este método es el bajo impacto ambiental. Una vez que el FeS formado que se encuentra en el digestato es expuesto a un ambiente aerobio, reacciona con el oxígeno del aire formando sulfato de hierro, el cual posee características fertilizantes (Erler, 2009).

Los costos de inversión para este método se consideran bajos debido a que el único equipo requerido es básicamente un sistema de dosificación y un tanque de almacenamiento. Erler (2009) reporta costos de inversión aproximados a **\$4 USD/m³d⁻¹**.

Por otro lado, los costos de operación están sujetos a la cantidad de H₂S formado durante el proceso de DA y en ocasiones suelen ser elevados. Se ha visto que concentraciones aproximadas a 3,400 mg/Nm³ pueden ser reducidas a menos de 30 mg/Nm³ con una dosificación 4.2 veces mayor a la estequiométrica de FeSO₄ (Deublein y Steinhauser, 2008). Valores de **\$0.89 USD/kg de H₂S** removido han sido reportados (Electrigaz, 2008).

2.4.2.3 Reacción con Óxidos y/o Hidróxidos Metálicos

Comúnmente, este método se lleva a cabo mediante la interacción del flujo de biogás a través de masas de hidróxido y/o óxido de hierro, aunque también existen otros materiales que pueden ser utilizados (ej. óxido de zinc). El sulfuro de hidrógeno del biogás es adsorbido en la superficie del material en forma de sulfuro de hierro III (Fe₂S₃), obteniendo así un biogás con concentraciones de entre 1-100 ppm H₂S (Erler, 2009; Ryckebosch *et al.*, 2011). El intervalo óptimo de temperatura para esta reacción se encuentra entre 25-50°C (Saikkonen, 2006).



Generalmente, los hidróxidos y óxidos de hierro son impregnados en materiales como fibras de acero u hojuelas de madera (“Iron Sponge”) con la finalidad de aumentar la superficie de reacción, y por consiguiente, aumentar la cantidad de sulfuro adsorbido por gramo de masa férrica (g sulfuro/g masa férrica) (Krich *et al.*, 2005).

La fibra de acero posee un valor relativamente bajo de superficie de contacto, y por consiguiente, una baja capacidad de unión con el sulfuro. Por lo anterior, las hojuelas de madera han tenido preferencia como material de empaque (Krich *et al.*, 2005). Krich (2005) reportó que el óxido de hierro (III) impregnado en hojuelas tiene una mayor razón de superficie por volumen que la fibra de acero, pudiéndose así remover aproximadamente 20 g de H₂S por cada 100 g de óxido de hierro impregnados en hojuelas.

A través de este proceso de desulfuración, se ha visto que es posible alcanzar niveles de remoción de hasta 10 ppm en la corriente de salida (Hagen *et al.*, 2001), valores incluso menores a los requeridos por las unidades de cogeneración.

Dentro o fuera del proceso, se puede producir una regeneración del material que ya ha adsorbido al sulfuro, y ésta se lleva a cabo mediante la adición de oxígeno sobre el material del lecho:





Para llevar a cabo un proceso de desulfuración continuo a partir de este método, típicamente dos lechos de reacción son instalados, uno está siendo regenerado, mientras el otro se encuentra operando en la remoción de H_2S del biogás (Figura 13).

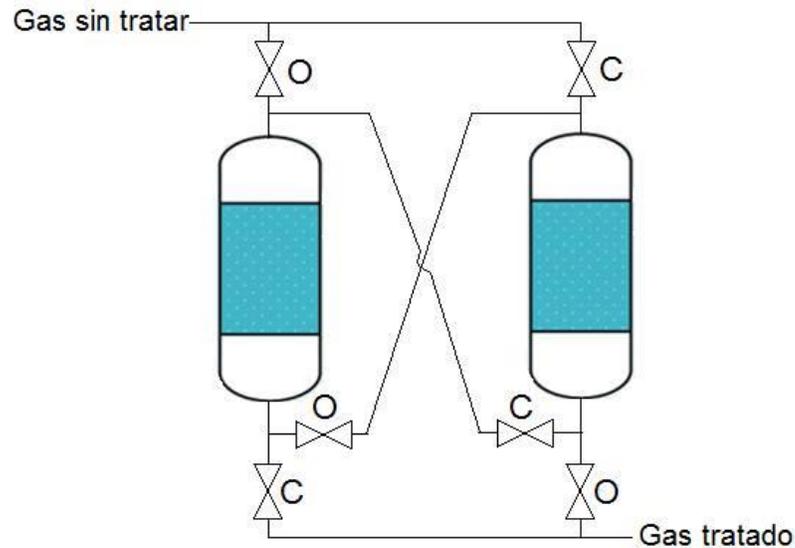


Figura 13. Sistema de Remoción de H_2S a partir de Masas Férricas (Graubard *et al.*, 2007).

Las masas férricas reducen poco a poco su efectividad de remoción de sulfuro conforme va aumentando el número de regeneraciones llegando a un punto donde el proceso puede volverse ineficiente, por lo que tienen que ser cambiadas periódicamente. Según Deublein (2008), el número máximo de regeneraciones que pueden llevarse a cabo con del hidróxido de hierro es de diez, mientras que para el óxido de hierro es de solamente tres. La disposición de los residuos producidos se considera como un asunto ambiental de alto impacto (Ramírez, 2007).

Este método de adsorción en masas férricas es uno de los más utilizados actualmente en la desulfuración del biogás debido a los bajos costos de inversión y operación que

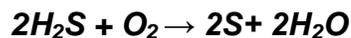


representa. Costos de inversión y operación aproximados a **\$17 USD/ m³d⁻¹** y **\$0.86 USD por kg de H₂S removido**, respectivamente, han sido reportados (Electrigaz, 2008).

2.4.2.4 Adsorción en Carbón Activado (CA)

Otra forma de llevar a cabo el proceso de desulfuración es mediante la inyección de 4-6% de aire al biogás que fluiría a través de una cama de carbón activado, tal y como se muestra en la Figura 14, donde el sulfuro de hidrógeno del biogás reacciona con el oxígeno del aire y produce agua que se descarga junto con el flujo de biogás, además de azufre elemental que se encuentra adsorbido en la superficie del carbón activado:

Ecuación 10.



El carbón activado no sólo provee una estructura altamente porosa y una extensa superficie interior que sirve para llevar a cabo la adsorción, sino también funciona como catalizador en la reacción de la Ecuación 10. Sin el efecto de este catalizador, esta reacción química no ocurre a temperatura ambiente, sino hasta por encima de los 200°C. Ryckebosh (2011) argumenta que las condiciones óptimas para este proceso se encuentran entre los 700 y 800 kPa y a temperaturas que van de 50 a 70°C. Valores de 0.12 kg de azufre removidos por kg de CA han sido reportados. (Erlor, 2009)

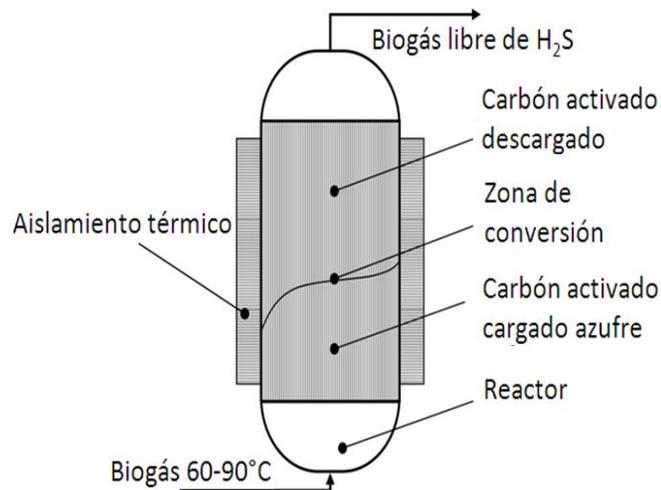


Figura 14. Representación de una unidad de adsorción con Carbón Activado (Erler, 2009).

La impregnación de algunos materiales en el carbón activado es comúnmente utilizada con la finalidad de aumentar la carga de sulfuro (kg azufre removido/kg de CA) y la velocidad de la reacción. Normalmente, el carbón activado es impregnado de 1-10% en peso de KI que funciona como catalizador. La capacidad de carga asociada puede llegar a ser de 0.43 kg de azufre/ kg CA (Erler, 2009).

Conforme el azufre producido es depositado en la superficie del carbón activado, el rendimiento de remoción va disminuyendo, por lo tanto, la cama de carbón activado debe ser cambiada a intervalos de tiempos regulares. Erler (2009) también menciona que una regeneración del carbón activado cargado es posible con nitrógeno (gas inerte) o con vapor a temperaturas mayores a los 450°C. No obstante, siempre habrá residuos dentro del carbón, por lo que el número de regeneraciones será limitado.

Los costos de operación de remoción de H₂S a través de carbón activado oscilan entre **\$1.75-2 USD/kg de H₂S removido**, mientras que los costos de inversión son cercanos a los **\$36 USD/m³d⁻¹** (Zicari, 2003).



2.4.2.5 Solución de Aminas

Los procesos que involucran aminas (Figura 15) constituyen la mayor proporción de los métodos líquidos para la remoción de gases ácidos del gas natural. Son muy atractivas debido a que pueden ser configuradas para obtener altos niveles de remoción, diseñados para la remoción selectiva de H_2S o también de CO_2 , además de ser un método regenerativo. Sin embargo, este método presenta grandes inconvenientes como esquemas de flujo más complicados, problemas de formación de espuma, pérdida de químicos, altas demandas de energía, entre otros (Zicari, 2003).

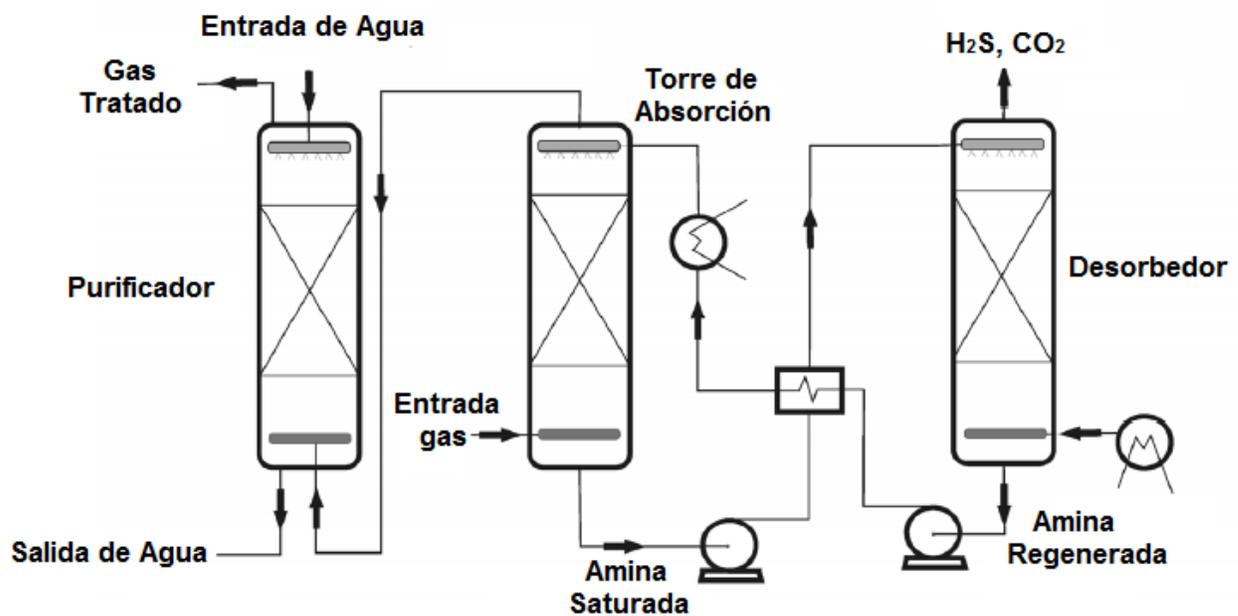
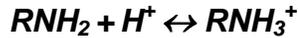


Figura 15. Sistema de Remoción de H_2S a partir de Aminas (Huertas *et al.*, 2011)

Generalmente, las alcanolaminas contienen un grupo hidroxilo en uno de los extremos de su estructura y un grupo amino en el otro. El grupo hidroxilo disminuye la presión de vapor e incrementa la solubilidad del agua, mientras el grupo amino provee la alcalinidad requerida para la absorción de los gases ácidos (Zicari, 2003). Las reacciones químicas predominantes son (Kohl y Neilsen, 1997):

**Ecuación 11.****Ecuación 12.****Ecuación 13.****Ecuación 14.****Ecuación 15.**

Típicamente las aminas utilizadas para la remoción de H_2S son: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA).

2.4.2.6 Procesos REDOX

En términos generales, un catalizador (M) que es alternadamente reducido y oxidado es utilizado en los procesos REDOX. Estos procesos pueden ser representados por las siguientes reacciones (Gómez y Cantero, 2007):

Ecuación 16.**Ecuación 17.**

Básicamente, el gas a tratar es introducido en un primer contenedor conocido como “absorbedor” en donde se lleva a cabo la reacción de oxidación en presencia del catalizador. Posteriormente, la solución que contiene el azufre y al catalizador reducido, pasa a un segundo contenedor donde el catalizador es regenerado a través de la oxidación con aire. Finalmente, el efluente pasa a un sedimentador en donde el azufre es recolectado, y el ciclo del tratamiento comienza de nuevo (Figura 16).

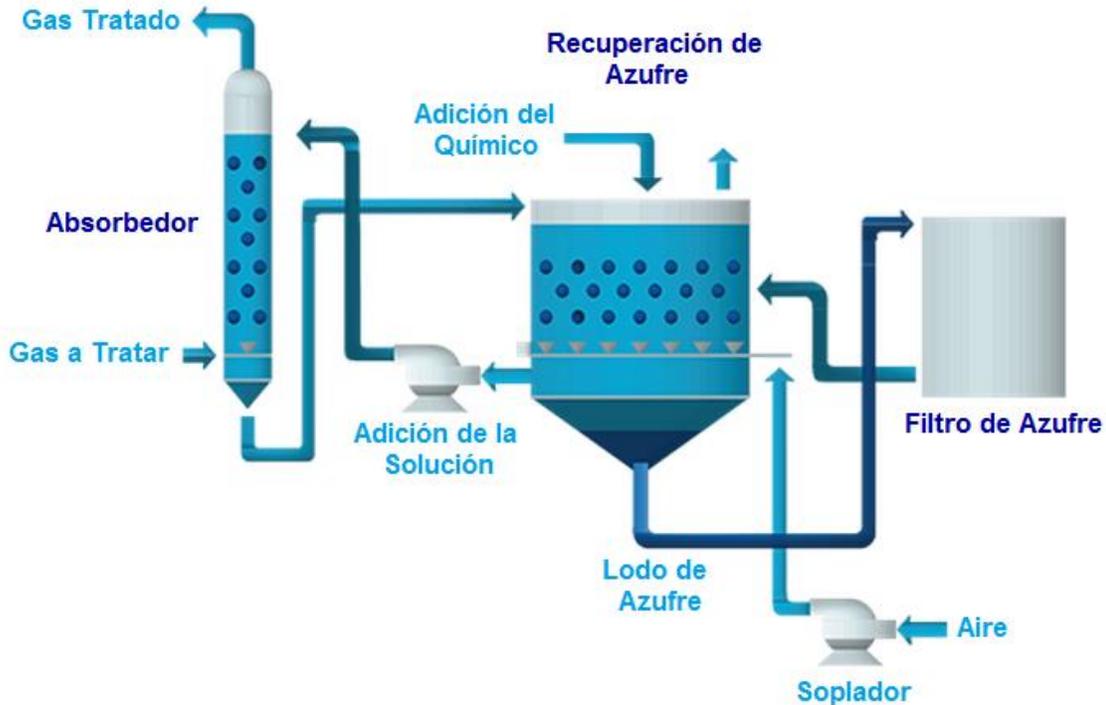


Figura 16. Proceso LO-CAT (MERICHEM, 2014)

Algunas de las ventajas que presenta este método son: a) Altos niveles de remoción de H_2S , b) Operación a temperatura y presión ambiente, c) Viable para diferentes flujos y composiciones del gas, d) Costos de operación son menores en comparación con los sistemas no regenerativos (Gómez y Cantero, 2007).



Tabla 11 Situación actual de los procesos REDOX (Gómez y Cantero, 2007)

Catalizador	Nombre Comercial	Fecha	Situación Actual
Politionato	Koppers C.A.S.	1945	I
Óxido de Hierro	Ferrox	1926	C
	Gluud	1927	I
	Burkheiser	1953	I
	Manchester	1953	I
Cianuro de Hierro	Fischer	1931	I
	Staatsmijnen-Otto	1945	I
	Autopurification	1945	I
Naftoquinonas y/o Vanadato	Perox	1950	C
	Takahax	1964	A
	Stretford	1963	A
	Hiperion	1986	C
	Sulfolin	1985	A
	Unisulf	1981	C
Quelatos de Hierro	Cataban	1972	I
	LO-CAT	1978	A
	Sulfint	1980	A
	SulFerox	1986	A

Situación Actual:

A: Activo en el mercado, I: Inactivo, C: Activo pero poco promovido

En la última década, los procesos que utilizan quelatos de hierro como catalizador han ganado mayor aceptación entre las demás tecnologías REDOX (Tabla 11), esto principalmente a que la solución generada no es tóxica (Gómez y Cantero, 2007).

Se ha reportado que con el proceso “LO-CAT” se pueden alcanzar remociones de hasta **50 ppm de H₂S a la salida** con costos de operación entre **\$0.27-0.33 USD por kg de H₂S removido** (Nagl, 2013); mientras que “SulFerox” reporta costos de



operación entre **\$0.23-0.28 USD/kg H₂S** y eficiencias menores a las **100 ppm** (Feldmeier y Hanrott, 2005).

Sin embargo, ésta tecnología únicamente resulta viable para altas remociones de H₂S (mayores a 135 kg de S por día) debido a sus altos costos de inversión. Se han reportado costos de inversión de unidades de remoción a partir de los **\$500,000 USD** (Graubard *et al.*, 2007).

Una vez descritos los procesos utilizados para la limpieza del biogás, en los apartados siguientes se describirán los equipos a los que puede alimentarse el biogás como combustible.

2.5 Máquinas Térmicas

El ingeniero francés, Sadi Carnot, en 1824, estudiaba los principios que regían la transformación de energía térmica (calor) en energía mecánica (trabajo). Los estudios de Carnot se basaban en un ciclo reversible compuesto por 4 etapas igualmente reversibles (Castellan, 1983):

- *Etapas 1. Expansión Isotérmica*

Una sustancia (sistema) que se encuentra dentro de un cilindro provisto de un pistón, es sumergida en una reserva de calor de alta temperatura (T_1) y se expande isotérmicamente desde el volumen V_1 hasta un volumen V_2 .

- *Etapas 2. Expansión Adiabática*

El cilindro se retira de la reserva, se le aísla y es expandido adiabáticamente de V_2 a V_3 , disminuyendo así su temperatura del valor T_1 al valor T_2 .



- *Etapas 3. Compresión Isotérmica*

El aislamiento es eliminado del sistema y el cilindro se coloca en una reserva de calor a T_2 . El sistema se comprime isotérmicamente desde V_3 hasta V_4 .

- *Etapas 4. Compresión Adiabática*

El cilindro se retira de la reserva y se aísla de nuevo. El sistema se comprime adiabáticamente desde V_4 hasta V_1 , el volumen original. En esta compresión adiabática, la temperatura aumenta de T_2 a T_1 , la temperatura inicial, y completa el ciclo recuperando su estado inicial.

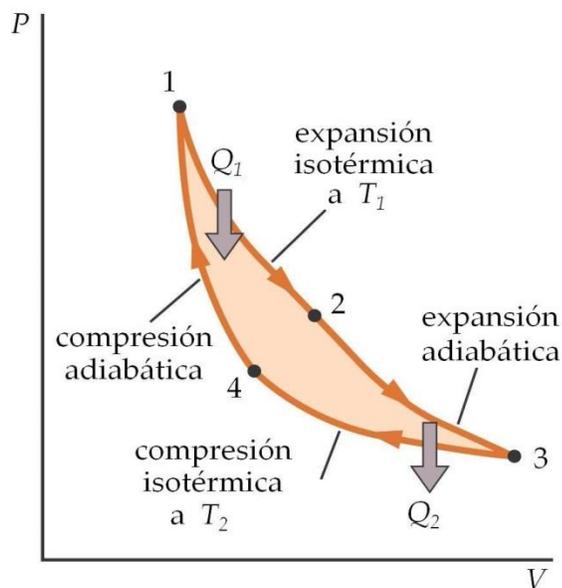


Figura 17. Ciclo de Carnot

El ciclo anteriormente descrito es conocido como ciclo de Carnot (Figura 17) y describe a un sistema que produce trabajo a partir de calor en un proceso cíclico. A este tipo de sistemas se les conoce como **máquina térmica** (Figura 18) (Smith y Van Ness, 1986).

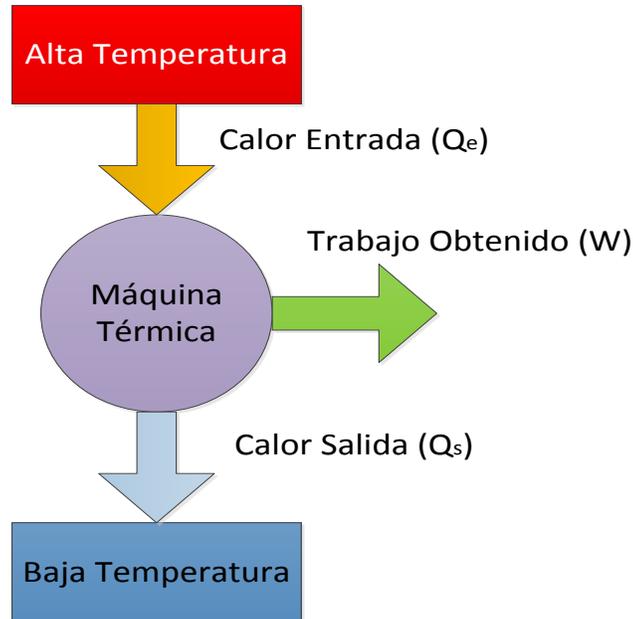


Figura 18. Máquina Térmica

La eficiencia, n , de una máquina térmica se define como la razón entre el trabajo producido y la cantidad de calor extraído de la reserva de alta temperatura:

Ecuación 18.
$$n \equiv \frac{W}{Q_1}$$

Para un ciclo, la primera ley de la termodinámica dice que:

Ecuación 19.
$$\Delta U = 0 = W + Q = W + Q_1 + Q_2$$

Por lo tanto:

Ecuación 20.
$$n = 1 + \frac{Q_2}{Q_1}$$

Como Q_1 y Q_2 difieren en signo, el segundo término de la Ecuación 20 es negativo, en consecuencia, la eficiencia será menor que la unidad (Castellan, 1983). La eficiencia de la máquina térmica se aproxima a su valor máximo a medida que su ciclo de operación se aproxima al ciclo de Carnot. Debido a las grandes dificultades mecánicas que se



encuentran para construir una máquina que opere de acuerdo al ciclo de Carnot, valores superiores al 30% de eficiencia son poco comunes (Smith y Van Ness, 1986).

2.5.1 Motores de Combustión Interna (MCI)

La mayoría de los motores de combustión interna utilizan el principio del émbolo reciprocante, según el cual, un émbolo se desliza dentro de un cilindro, desde y hacia los puntos muertos inferior y superior (PMI y PMS) y transmite fuerza a la flecha motriz, por lo general, mediante un simple mecanismo de biela y manivela (Obert, 1999).

Al tratar sobre el motor de émbolo reciprocante, se emplean frecuentemente los términos: desplazamiento, volumen de compresión y relación de compresión o de expansión. El desplazamiento (D), es el volumen barrido por el émbolo en una carrera (n veces éste valor para un motor con n cilindros); el volumen de compresión (c), es el volumen de los gases comprimidos y es también el volumen de la cámara de combustión; la relación de compresión o de expansión (r) es igual a (Obert, 1999):

Ecuación 21.

$$r = \frac{c+D}{c}$$

2.5.1.1 Motor Otto

En 1876, Nicolaus Otto, un ingeniero alemán, tomó la secuencia de funcionamiento para el motor reciprocante propuesta por Beau de Rochas en 1862, y construyó un motor con ciclo de trabajo de 4 carreras o tiempos, tal y como se muestra en la Figura 19 (Obert, 1999):



1. *Carrera de admisión.* En este tiempo la válvula de escape se mantiene cerrada, mientras que la válvula de succión, que se encuentra abierta, permite la entrada al cilindro de una mezcla de aire-combustible previamente realizada en un carburador (aproximadamente 15 partes de aire por una de combustible, en peso). De esta manera se provoca el movimiento del pistón o émbolo del PMS al PMI.
2. *Carrera de compresión.* Manteniendo ambas válvulas cerradas, el émbolo comprime a la mezcla desde el PMI hasta PMS a una relación de compresión de 7 a 1, llevando a la mezcla a presiones cercanas a los 20 bar y temperaturas próximas a los 400°C (Mitzlaff, 1988). Un momento antes de que el émbolo alcance el PMS, la bujía provoca la chispa que incendia la mezcla.
3. *Carrera de expansión o potencia.* La reacción de combustión de la mezcla aire-combustible libera energía que aumenta la temperatura y la presión de los gases, provocando así el descenso del émbolo de PMS a PMI.
4. *Carrera de escape.* Finalmente la válvula de escape se abre y el movimiento de émbolo de PMI a PMS barre el cilindro, dejándolo libre de gases.

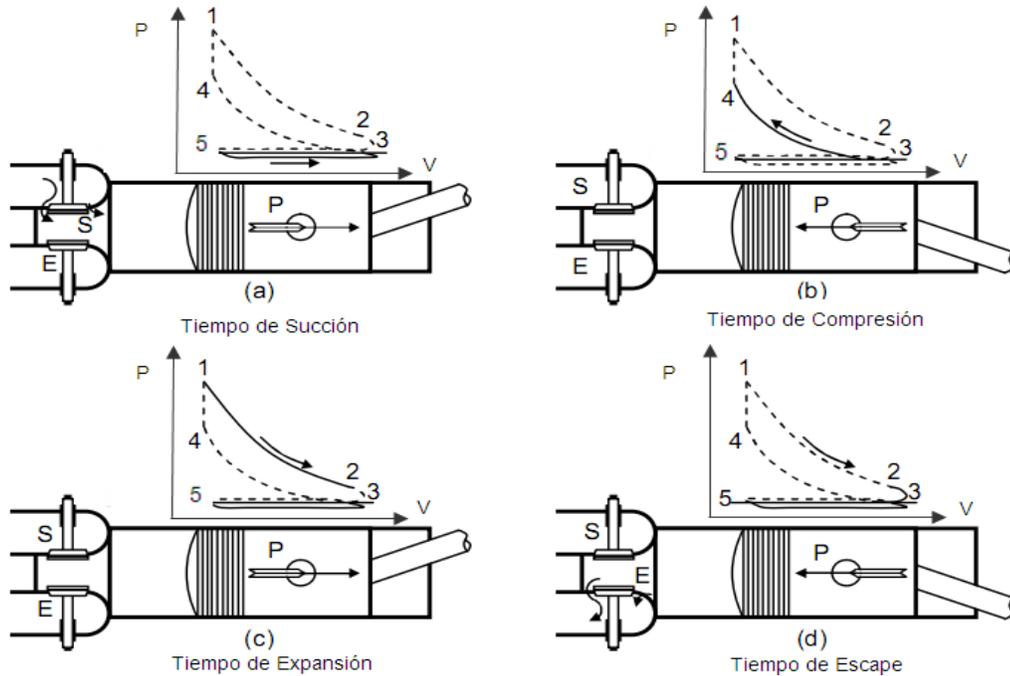


Figura 19. Ciclo de 4 tiempos Otto (IGNOU, 2012)

A pesar de que el ciclo en el motor de combustión interna no es del todo cíclico debido a que la mezcla combustible-aire se quema y los productos de la combustión se envían a los alrededores, se suele llevar a cabo un análisis simple de los motores de combustión interna representando su operación real en forma aproximada.

Para el motor Otto, se puede trazar un ciclo hipotético de aire, tal y como se muestra en la Figura 20, que es el ciclo donde se considera que el flujo motriz es el mismo aire y que el calor es suministrado directamente al ciclo o rechazado por él; y para simplificar el análisis, se ignoran las pérdidas de calor, en tanto que el poder calorífico del aire, se estima como constante. Los procesos de compresión y dilatación vienen a ser idealmente, procesos isoentrópicos. La combustión y la fuga del escape que se verifican casi a volumen constante en el motor, ahora, para el ciclo propuesto se



consideran arbitrariamente, como procesos a volumen específico constante (Obert, 1999).

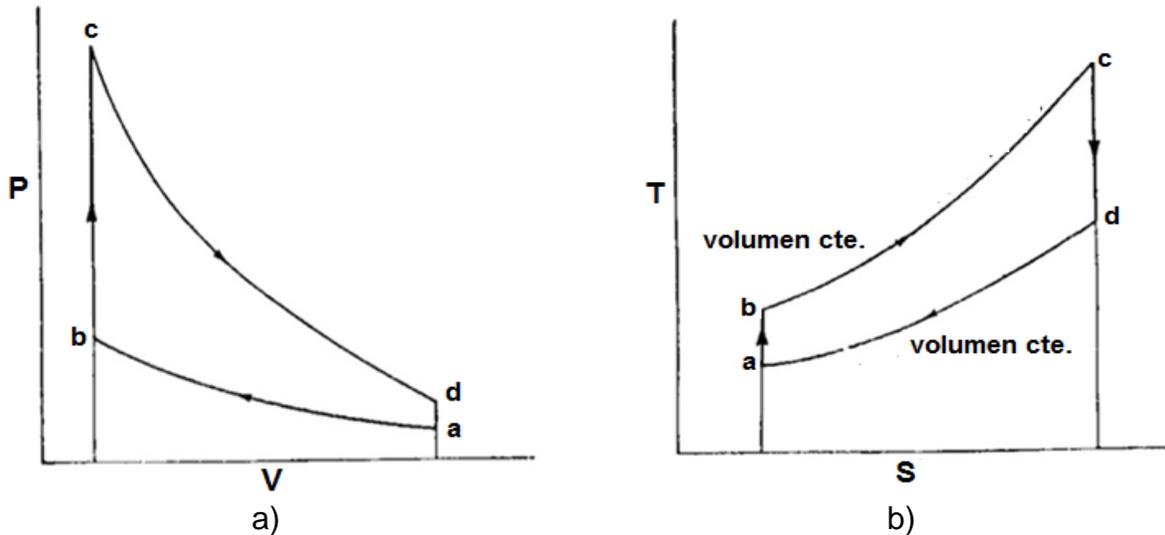


Figura 20. Ciclo Otto de aire normal (Obert, 1999)

Los procesos representados en el diagrama T-S de la Figura 20 b) son:

- *ab*, compresión isoentrópica
- *bc*, aportación de calor a volumen constante
- *cd*, dilatación isoentrópica
- *da*, rechazo de calor a volumen constante

Para este ciclo, por unidad de peso de aire se tiene:

Ecuación 22. $Q_{Arev} = c_v(T_c - T_b)$

Ecuación 23. $Q_{Rrev} = c_v(T_a - T_d)$



Donde:

T = Temperatura

Q_{Arev} = Calor absorbido reversiblemente

Q_{Rrev} = Calor cedido reversiblemente

C_v = Capacidad calorífica a volumen constante

Y el rendimiento térmico del ciclo se define como:

Ecuación 24.
$$n_t = \frac{Q_A + Q_R}{Q_A} = 1 - \frac{T_d - T_a}{T_c - T_b} = 1 - \frac{T_a \left(\frac{T_d}{T_a} - 1 \right)}{T_b \left(\frac{T_c}{T_b} - 1 \right)}$$

Como las relaciones de compresión y de expansión son iguales:

Ecuación 25.
$$\frac{T_a}{T_b} = \left(\frac{v_b}{v_a} \right)^{k-1} = \left(\frac{v_c}{v_d} \right)^{k-1} = \frac{T_d}{T_c}$$

Donde:

K = coeficiente adiabático

V = volumen

Por lo tanto:

Ecuación 26.
$$n_t = 1 - \frac{T_a}{T_b} = 1 - \left(\frac{v_b}{v_a} \right)^{k-1} = 1 - \frac{1}{r^{k-1}}$$

En este caso, r_v es la *relación de expansión* o dilatación del ciclo, (una relación de volúmenes):

Ecuación 27.
$$r_v = \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{m\acute{i}n}} = \frac{v_{m\acute{a}x}}{v_{m\acute{i}n}}$$



2.5.1.2 Motor Diesel

Para el año de 1892, Rudolph Diesel, diseñó un nuevo tipo de motor. El funcionamiento de dicho motor era muy similar al del motor Otto, excepto que este motor sólo permitía la entrada de aire durante la carrera de admisión, a diferencia del Otto (mezcla aire/combustible). Además, la combustión no era promovida por una chispa, sino por la inyección del combustible que incendiaba espontáneamente al contacto con el aire debido a las altas temperaturas de éste último alcanzadas a una operación con mayor relación de compresión (15:1) en comparación con el motor Otto (Obert, 1999).

1. *Carrera de admisión.* Admisión de aire a través de la válvula de entrada.
2. *Carrera de Compresión.* Se lleva al aire hasta una temperatura superior a la del punto de encendido del combustible (600°C) con ambas válvulas cerradas.
3. *Carrera de Expansión.* Inyección del combustible durante la primera parte de la *carrera de expansión* con una rapidez tal, que la presión se mantenga en un valor constante, siguiendo la expansión, hasta el volumen inicial del cilindro.
4. Una *carrera de escape* para purgar del cilindro los gases quemados.

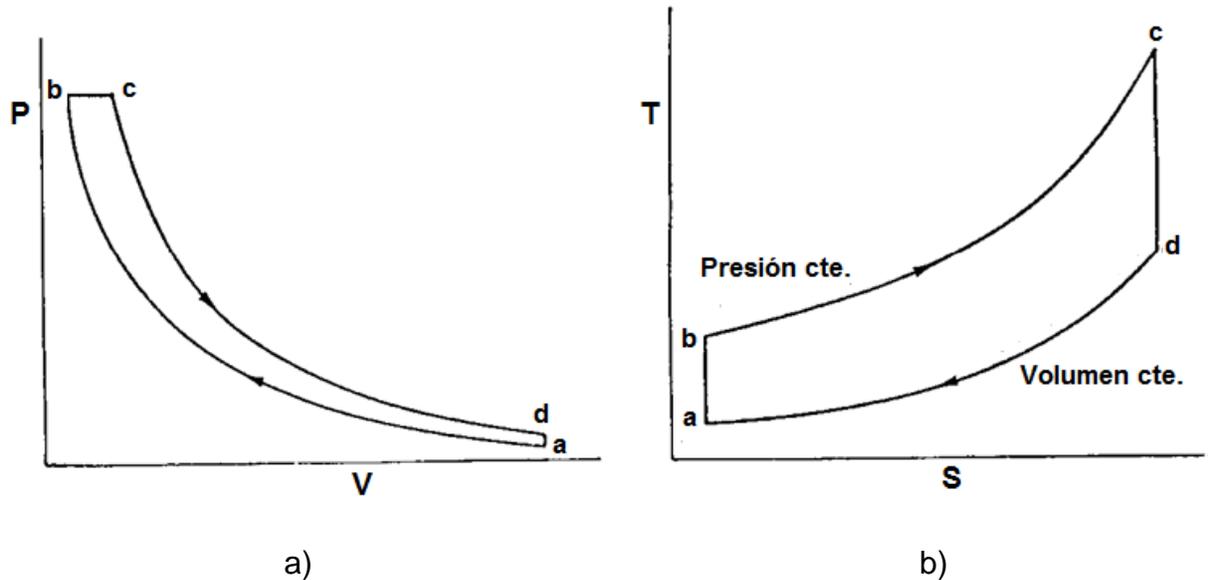


Figura 21. Ciclo Diesel de Aire Normal (Obert, 1999).

Al igual que el motor Otto, el motor Diesel también puede ser representado a través de un ciclo de aire hipotético (Figura 21). En el ciclo ideal, los procesos de compresión y dilatación vienen a ser procesos isoentrópicos; el periodo de combustión se toma como proceso a presión constante; la salida de los gases de escape se hace como proceso a volumen específico constante (Obert, 1999):

- ab , compresión isoentrópica
- bc , adición de calor a presión constante
- cd , expansión isoentrópica
- da , rechazo de calor a volumen constante

Para este ciclo

Ecuación 28. $Q_A = C_p(T_c - T_b)$

Ecuación 29. $Q_R = C_v(T_a - T_d)$

**Ecuación 30.**

$$n_t = \frac{Q_A + Q_R}{Q_A} = 1 - \left(\frac{1}{k}\right) \left(\frac{T_d - T_a}{T_c - T_b}\right) = 1 - \left(\frac{1}{k}\right) \frac{T_a \left(\frac{T_d}{T_a} - 1\right)}{T_b \left(\frac{T_c}{T_b} - 1\right)}$$

Ya que $\Delta s_{ad} = \Delta s_{bc}$ en la Figura 21 b)**Ecuación 31.**

$$\Delta S_{ad \text{ o } bc} = C_v \ln \left(\frac{T_d}{T_a}\right) = C_p \ln \left(\frac{T_c}{T_b}\right) \text{ o } \left(\frac{T_c}{T_b}\right)^k = \left(\frac{T_d}{T_a}\right)$$

Ecuación 32.

$$\frac{T_a}{T_b} = \left(\frac{V_b}{V_a}\right)^{k-1} = \frac{1}{r^{k-1}}$$

Llamando a T_c/T_b la relación de carga L y sustituyendo las Ecuación 31 y Ecuación 32 en la Ecuación 30 se obtiene:

Ecuación 33.

$$n_t = 1 - \frac{1}{r^{k-1}} \left[\frac{L^k - 1}{k(L-1)} \right]$$

Comparando las ecuaciones de rendimiento de los ciclos de aire normal de los motores Diesel y Otto, se puede apreciar que sólo difieren en el término entre corchetes que presenta la ecuación para el ciclo Diesel, el cual siempre es mayor que la unidad. Por lo tanto el rendimiento del ciclo Diesel es menor que el del ciclo Otto, cuando se hace la comparación con la misma relación de expansión y para el mismo medio motriz (Obert, 1999).

2.5.2 Turbinas de Gas (TG)

Los componentes principales de la turbina de gas son: un compresor, una turbina, y una cámara de combustión (Figura 22). Al funcionar, el aire es inducido al compresor, allí es comprimido y pasado en parte a la cámara de combustión. Los gases a alta temperatura que dejan la cámara de combustión se mezclan con el volumen principal de aire que fluye alrededor de ella. Estos gases calientes, con su volumen aumentado



considerablemente, son dirigidos a la tobera en forma de anillo donde disminuye la presión y consecuentemente aumenta la velocidad. El gas a alta velocidad es dirigido contra la rueda de la turbina siendo utilizada la energía cinética del gas en hacer girar la flecha motriz que a su vez mueve al compresor de aire (Obert, 1999).

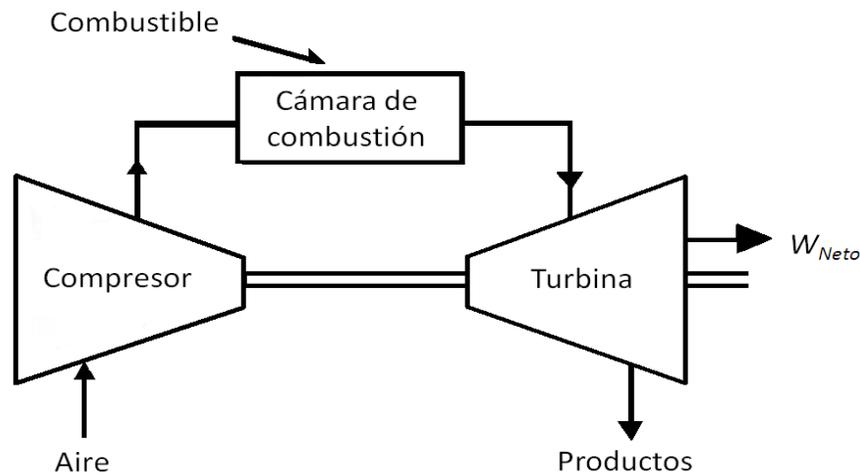


Figura 22. Turbina de Gas

El ciclo ideal (basado en aire y denominado Brayton) de una turbina de gas se representa en un diagrama P - V como se muestra en la Figura 23. El proceso de compresión de AB se representa como una etapa reversible adiabática (isoentrópica) en la cual la presión se incrementa de P_a (presión atmosférica) a P_b . El proceso real de combustión se reemplaza por la adición a presión constante de cierta cantidad de calor Q_{bc} . En la turbina se produce trabajo por la expansión isoentrópica a la presión P_d . Los gases calientes de la turbina se descargan a la atmósfera, $P_d=P_a$. El ciclo ideal puede completarse por el enfriamiento a presión constante de D a A (Smith y Van Ness, 1986).

La eficiencia se calcula por la expresión:

Ecuación 34.

$$n = \frac{W_s}{Q_{bc}} = \frac{W_{cd} + W_{ab}}{Q_{bc}}$$



Donde cada cantidad de energía se basa en 1 mol de aire.

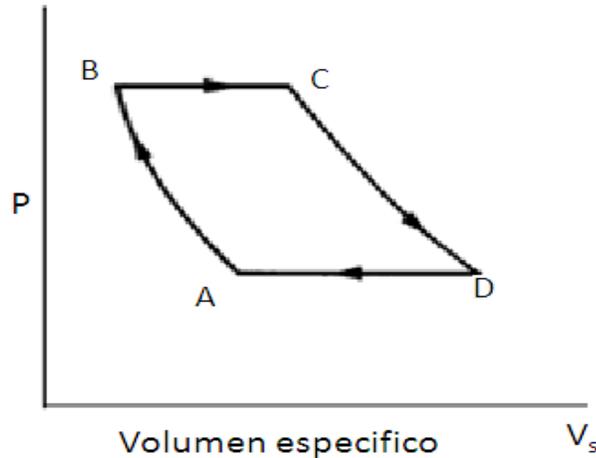


Figura 23. Ciclo de Brayton

Las tecnologías anteriormente descritas han sido utilizadas con mayor frecuencia en la producción de energía eléctrica a partir de biogás debido a las ventajas económicas y técnicas que presentan con respecto a otras tecnologías de generación (Ej. Celdas de combustible).

2.6 Problemas de Toma de Decisión

Harris (1980) definió la **toma de decisión** como el estudio de la identificación y selección de alternativas, basado en los valores y preferencias de un tomador de decisión conocido como Decision Maker (DM). La toma de decisión implica, a su vez, la selección de la alternativa que se ajuste de mejor manera a las metas, objetivos, deseos, y valores del DM.

De acuerdo con Baker (2001), la toma de decisión debe comenzar con la identificación del DM(s) y la(s) parte(s) interesada(s), reduciendo el posible desacuerdo sobre la



definición del problema, requerimientos, metas y criterios. Después, el proceso de toma de decisión se puede dividir en los siguientes pasos:

1. Definir el problema

Este paso debe por lo menos identificar las causas raíz, limitando los supuestos, barreras e interfaces sistemáticos y organizacionales, además de cualquier cuestión de las partes interesadas. La meta es **expresar el problema de manera clara en un enunciado que describa tanto las condiciones iniciales, como las deseadas**. En muchos casos, esta condición de un único enunciado no es cubierta en la práctica debido a la complejidad del problema.

2. Determinar requerimientos.

Los requerimientos son las **condiciones que cualquier solución debe de cumplir**. De manera matemática, los requerimientos son las restricciones que describen al conjunto de posibles soluciones al problema de decisión. Este paso tiene gran influencia en el resto del proceso.

3. Establecer metas

Las metas son los **resultados o valores deseados**. Estos deben de establecerse por escrito para conocer la dirección del proceso.

4. Identificar alternativas

Las alternativas ofrecen diferentes **opciones para cambiar las condiciones iniciales en las deseadas**. Cada alternativa debe de cumplir con los requerimientos. Si el número de posibles alternativas es finito, se puede verificar una por una si se cumple con los requerimientos, eliminando a aquellas que no cumplan y que dejarán de ser consideradas para el resto del proceso.



5. Definir Criterios

Los criterios que van a ***distinguir a cada una de las diferentes alternativas***, deben de estar basados en metas. Para esto es necesario definir a los criterios como mediciones objetivas de las metas que definen la forma en que cada alternativa cumple con las metas. Debido a que las metas serán representadas en forma de criterios, cada meta debe generar por lo menos un criterio. Sin embargo, en ocasiones metas más complejas pueden ser sólo representadas por diferentes criterios.

6. Seleccionar una herramienta de toma de decisión

Existen varias herramientas para resolver un problema de decisión. La selección de la herramienta apropiada no es una tarea sencilla y ***depende tanto del problema como de los objetivos de los DM's***. En ocasiones, “entre más simple sea el método, mejor”. Sin embargo, problemas de decisión más complejos pueden requerir herramientas más complejas.

7. Evaluar Alternativas vs Criterios

Cada método de toma de decisión necesita de una evaluación de alternativas contra los criterios. Dependiendo del criterio, la evaluación puede ser ***objetiva***, con respecto a alguna escala de medición (ej. dinero), o puede ser ***subjetiva*** reflejando la valoración propia del evaluador. Después de llevar a cabo las evaluaciones, la herramienta de toma de decisión puede ser aplicada para jerarquizar las alternativas o seleccionar las alternativas más promisoras.

8. Validar soluciones contra el problema

Las alternativas seleccionadas por las herramientas de decisión deben de ser siempre validadas contra los requerimientos y metas del problema. En problemas complejos, las alternativas seleccionadas pueden causar la adición de metas o requerimientos que se añaden a un proceso posterior.



Los problemas de toma de decisión pueden presentar un número de criterios y alternativas finitas, presentando a las alternativas de manera explícita. A este tipo de problemas se les conoce como de **decisión multicriterio**, y este trabajo se enfocará en este tipo de problemas.

2.6.1 Métodos de Toma de Decisión Multicriterio

Considere un problema de toma de decisión multi-criterio con m criterios y n alternativas. Se denota a C_1, \dots, C_m , y A_1, \dots, A_n como los criterios y alternativas, respectivamente. Una característica de la metodología de decisión multi-criterio es la tabla de decisión que se muestra en la Figura 24. En la tabla cada fila pertenece a cada criterio, mientras que cada columna describe el performance o desempeño de cada alternativa. El resultado a_{ij} representa el desempeño de la alternativa A_j contra el criterio C_i . Por simplicidad, se asume que el mayor valor del resultado significa un mejor desempeño (Fülöp, 2005).

		x_1	\cdot	\cdot	x_n
		A_1	\cdot	\cdot	A_n
w_1	C_1	a_{11}	\cdot	\cdot	a_{m1}
	\cdot	\cdot	\cdot	\cdot	\cdot
	\cdot	\cdot	\cdot	\cdot	\cdot
w_m	C_m	a_{m1}	\cdot	\cdot	a_{mn}

Figura 24. Tabla de Decisión (Fülöp, 2005).

Como se muestra en la tabla de decisión, los pesos w_1, \dots, w_m son asignados a los criterios. El peso w_1 refleja la importancia relativa del criterio C_1 en la decisión, y es asumida como positiva.



Las técnicas o métodos de toma de decisiones multi-criterio pueden de manera parcial o total clasificar a las alternativas como: una única alternativa preferida, o incluso, se puede obtener un listado de alternativas para un análisis a mayor detalle.

Las 2 familias principales de métodos de toma de decisión multi-criterio son los basados en la **Teoría de la Utilidad Multi-Atributo (MAUT)** y los **Métodos Outranking**; dentro de esta última familia se encuentran los métodos PROMETHEE los cuales serán tratados a continuación.

2.6.1.1 Métodos PROMETHEE

La estructura de preferencia de los métodos PROMETHEE está basada en *comparaciones por parejas*. Los criterios de preferencia agregados y los flujos outranking son claves en esta metodología (Gironés *et al.*, 2008).

Sean a y b alternativas que pertenecen al conjunto A y, P_j y w_j las funciones de preferencia y los pesos asignados a cada criterio, respectivamente (Gironés *et al.*, 2008).

$$\left\{ \begin{array}{l} \pi(a, b) = \sum_{j=1}^k P_j(a, b)w_j, \\ \pi(b, a) = \sum_{j=1}^k P_j(b, a)w_j. \end{array} \right.$$

$\pi(a, b)$ expresa el nivel en que a es preferido a b para todos los criterios y $\pi(b, a)$ la preferencia de b sobre a . En la mayoría de las ocasiones habrá criterios para los que a sea mejor que b y criterios para los que b será mejor que a . En consecuencia, $\pi(a, b)$ y $\pi(b, a)$ serán usualmente positivos. Las siguientes propiedades son ciertas para todos los $a, b \in A$.



$$\left\{ \begin{array}{l} \pi(a, a) = 0, \\ 0 \leq \pi(a, b) \leq 1, \\ 0 \leq \pi(b, a) \leq 1, \\ 0 \leq \pi(a, b) + \pi(b, a) \leq 1. \end{array} \right.$$

Por lo anterior, es claro que un valor de $\pi(a, b)$ próximo a 0 representa una preferencia global débil de a sobre b , mientras que $\pi(a, b)$ cercano a 1 implica una preferencia global fuerte de a sobre b (Gironés *et al.*, 2008).

Cada alternativa a es evaluada contra $(n-1)$ alternativas que pertenecen al conjunto A . Se definen los siguientes dos flujos outranking (Fülöp, 2005):

El **flujo de preferencia positiva $\phi^+(a)$** mide que tanto una alternativa a es preferida sobre las demás $n-1$ alternativas. Es una medición global de las fortalezas de la alternativa a . Entre mayor sea el valor de $\phi^+(a)$ mejor es la alternativa.

Ecuación 35.
$$\phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{b \neq a} \pi(a, b)$$

El **flujo de preferencia negativo $\phi^-(a)$** mide que tanto las $n-1$ acciones son preferidas sobre la alternativa a , por lo tanto se considera como una medición global de las debilidades de la alternativa a . Entre menor sea el valor de $\phi^-(a)$ mejor es la alternativa.

Ecuación 36.
$$\phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{b \neq a} \pi(b, a)$$

El ranking parcial de **PROMETHEE I** se obtiene de la intersección de los dos flujos outranking anteriores. A menudo llega a presentarse el caso en el que a es buena en base a un conjunto de criterios en que b es débil y, por el contrario, b es buena en otros criterios en donde a es débil. Cuando ocurre esto la información proporcionada por ambos flujos no es consistente y es razonable ser conservador y considerar ambas alternativas como incomparables. PROMETHEE I es considerado como prudente



puesto que no decide que alternativa es mejor en estas condiciones. El DM es quien asume esta responsabilidad (Gironés *et al.*, 2008).

PROMETHEE II consiste en el ranking completo. Se presenta a menudo el caso en que el DM demanda un ranking completo. En estas ocasiones se puede considerar el *flujo neto de outranking*.

Ecuación 37.
$$\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a)$$

Cuando se utiliza PROMETHEE II, todas las alternativas son comparables. Sin embargo, la información resultante puede ser discutible ya que se pierde información considerando sólo las diferencias (Gironés *et al.*, 2008).

2.6.2 Visual PROMETHEE

Visual PROMETHEE es un software de ayuda de decisión multicriterio desarrollado por Bertrand Mareschal (2012).

Este software está diseñado para ayudar a:

- Evaluar diferentes alternativas en base a múltiples criterios
- Identificar la mejor decisión posible
- Evaluar las posibles decisiones desde la mejor hasta la peor
- Visualizar decisiones o alternativas para su mayor entendimiento en la toma de decisiones
- Alcanzar decisiones conjuntas cuando varios evaluadores tienen puntos de vista distintos
- Justificar o invalidar decisiones basadas en elementos objetivos.



3 METODOLOGÍA

La finalidad del presente trabajo yace en la necesidad por parte del proyecto FORDECYT 174710 que lleva por nombre “Generación de un Sistema Piloto de Tratamiento de Residuos Sólidos Orgánicos Municipales (RSOM)”, llevado a cabo por la Facultad de Química de la UNAM en convenio con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), de implementar un sistema de generación de energía eléctrica a partir del biogás producido en un digestor anaerobio de la FORSU.

Para los alcances de este trabajo, se evalúan las tecnologías más utilizadas actualmente para la remoción de H_2S y subsecuente generación de energía eléctrica a partir de biogás generado en una planta de digestión anaerobia que trata 75,000 toneladas de la FORSU anualmente, el cual es el tamaño promedio de una planta de este tipo². En la Figura 25 se muestra la metodología para la evaluación de las tecnologías utilizadas para limpieza de biogás y generación de energía eléctrica.

² Obtenido a través del promedio de capacidades de plantas comerciales de FORSU. Ver Anexo 2.



Figura 25. Metodología de selección de tecnologías de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de biogás de DA.

3.1 Selección de la Tecnología de Remoción de H₂S (TRH₂S)

La selección de la Tecnología de Remoción de H₂S (TRH₂S) será para la producción de biogás de una planta promedio de DA que trata cerca de 75,000 ton/año de la FORSU. Considerando que una tonelada de la FORSU es capaz de producir aproximadamente 110 m³ de biogás (ANPM, 2013), se calcula un flujo de biogás a tratar de 23,000 m³/día.

3.1.1 Determinación de TRH₂S

Como se describió en el apartado de “Remoción de H₂S”, se han desarrollado diversas tecnologías para la remoción de este gas ácido del biogás. Estas tecnologías pueden



ser clasificadas tomando como base diferentes criterios: principio de remoción (físico, químico, biológico), modo de empleo, nivel de remoción, etc.

Por su modo de empleo, las TRH₂S se pueden clasificar como aquellas que se llevan a cabo dentro del digester anaerobio durante el proceso de digestión anaerobia, y las que se realizan de forma independiente fuera del mismo. A su vez, las tecnologías fuera del digester anaerobio se pueden subdividir en húmedas y secas. En la Tabla 12 se muestran las tecnologías más comunes para la limpieza del biogás para cada clasificación.

Tabla 12 Clasificación de TRH₂S (Elaboración propia)

Fuera del Digester Anaerobio		Dentro del Digester Anaerobio
Secas	Húmedas	
Adsorción en masas de Fe ₂ O ₃ /Fe(OH) ₃	REDOX	Adición de FeCl ₃ /FeCl ₂ /FeSO ₄
Adsorción en carbón activado	Absorción en solución de aminas	Desulfuración mediante adición de O ₂ /aire

3.1.2 Criterios de Selección de TRH₂S

Cada una de las tecnologías definidas se distingue por sus diferentes características que las hacen viables para su utilización dependiendo del caso práctico. Es por eso que en la siguiente sección se describirán los criterios que se deben de tomar en cuenta para la selección ideal del sistema de remoción del biogás.



La selección del método de remoción de sustancias contaminantes de corrientes gaseosas varía para cada tipo de industria y existen distintos aspectos que deben ser considerados, por lo que es preciso identificar los factores determinantes para realizar una buena elección. Para la selección del sistema de remoción de H_2S del biogás producido en un digestor anaerobio, se deben incluir criterios de carácter **técnico**, **ambiental** y **económico**.

3.1.2.1 Criterios Técnicos de Selección de TRH_2S

Dentro de los criterios técnicos se encuentran los de tipo operacional y los de rendimiento.

El **intervalo de aplicación** es un criterio de tipo operacional y hace referencia a las tecnologías que son más viables en comparación a otras dependiendo del flujo de gas a tratar. La Figura 26 muestra el intervalo de aplicaciones de las distintas tecnologías para el tratamiento de emisiones gaseosas. Por ejemplo, se puede observar que los procesos de adsorción no regenerativa son los más viables para caudales pequeños ($10-100\text{ m}^3/\text{h}$) y con bajas concentraciones de contaminante ($< 10\text{g}/\text{m}^3$), mientras que los procesos biológicos se presentan como el tratamiento más viable para la eliminación de las sustancias nocivas en altos caudales ($10,000-1,000,000\text{ m}^3/\text{h}$).

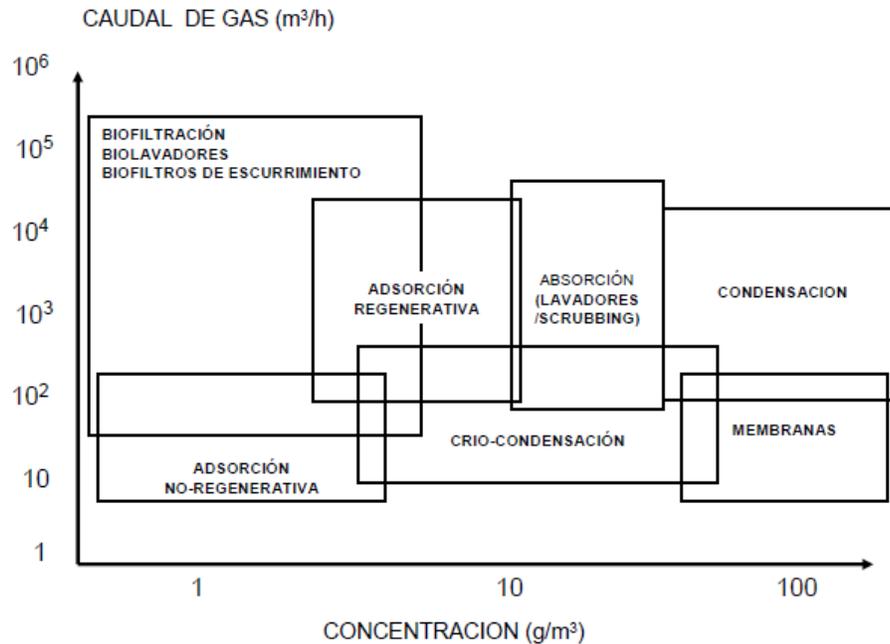


Figura 26. Intervalo de Aplicación de Tecnologías para el Tratamiento de Emisiones Gaseosas (Modificado de Ramírez, 2007)

Típicamente, las plantas de DA de pequeña escala que generan energía eléctrica a partir de biogás oscilan entre los 60 y 600 m³/h de capacidad de producción (Huertas *et al.*, 2011).

La **complejidad** es otro criterio operacional importante a considerar en la selección puesto que las tecnologías existentes difieren en la dificultad para llevar a cabo el proceso y se busca seleccionar la tecnología más sencilla operacionalmente. Por ejemplo, la dosificación de FeCl₃ al digestor anaerobio suele ser considerada como sencilla debido a que únicamente es necesaria una bomba para la dosificación del químico; mientras que, los procesos REDOX implican un mayor número de equipos para su realización.

Otro parámetro que debe ser tomado en cuenta es la factibilidad de **riesgo** al proceso de digestión anaerobia. Por ejemplo, el método de adición de oxígeno al digestor



anaerobio puede representar un riesgo de explosión si se llegasen a producir mezclas peligrosas, o incluso una sobrealimentación de oxígeno/aire puede llegar a inhibir la reacción de descomposición dentro del digestor anaerobio.

En cuanto al rendimiento, se debe de evaluar el **nivel de remoción** alcanzado por cada tecnología. Como ya se ha mencionado, este nivel de remoción es dependiente del uso final que se le decida dar al biogás.

Es común que para una remoción minuciosa del gas como es su uso como combustible vehicular o incluso su inyección a la red de gas natural, se decida realizar una combinación de tratamientos, por ejemplo, utilizar un procedimiento biológico para un biogás sin tratar y un posterior tratamiento de adsorción para alcanzar el nivel de remoción requerido (Deublein y Steinhauser, 2008).

Cuando el uso final es la generación de electricidad, es necesario obtener niveles por debajo de las 250 ppm de H₂S a la entrada del equipo de generación para que no se presente algún efecto negativo durante la operación. Concentraciones por encima de este valor implican un incremento en los costos de mantenimiento y menor tiempo entre los mismos, tal y como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13 Efecto del H₂S en las Unidades de Cogeneración (Feldmeier y Hanrott, 2005)

Concentración de H ₂ S	Restricciones en la Operación	Horas de Operación sin parar
< 250 ppm	Efecto pequeño	800-1,000
250-450 ppm	Incremento en costos de mantenimiento	400-500
> 450 ppm	Altos costos de mantenimiento	Máx. 300



3.1.2.2 Criterios Ambientales de Selección de TRH₂S

Una desventaja que puede presentar un método con respecto al otro, es la **generación de residuos o subproductos** que pueden tener un impacto a nivel ambiental. Por ejemplo, durante la adsorción de H₂S en masas férricas, la superficie del material férrico se saturará eventualmente, volviéndose ineficiente el proceso si el material no es regenerado o cambiado periódicamente. Este residuo es considerado como peligroso y requiere de una disposición especial (Zicari, 2003).

Por otro lado, existen otros métodos como el biológico con O₂ y la adición de FeCl₃ al digester anaerobio, que no generan ningún tipo de residuo y son considerados como tecnologías de bajo impacto ambiental (Schomaker, 2000).

3.1.2.3 Criterios Económicos de Selección de TRH₂S

Los **costos de inversión y operación** son importantes variables a considerar en la selección apropiada del método de remoción. Estos parámetros son importantes debido a que se busca alcanzar la limpieza requerida de H₂S lo más económicamente posible.

Dentro de los costos de inversión se incluyen los costos de los equipos (bombas, recipientes, sopladores, por mencionar los principales) y la instalación de los mismos; mientras que en los costos de operación se consideran los servicios (agua, energía eléctrica, principalmente), mano de obra, mantenimiento, costo del material utilizado, y el costo por la disposición de los residuos generados (si son generados).

En la Figura 27, se presentan todos los criterios a considerar para la selección de forma jerárquica, divididos en grupos (primer nivel), criterios (segundo nivel) y subcriterios (tercer nivel).

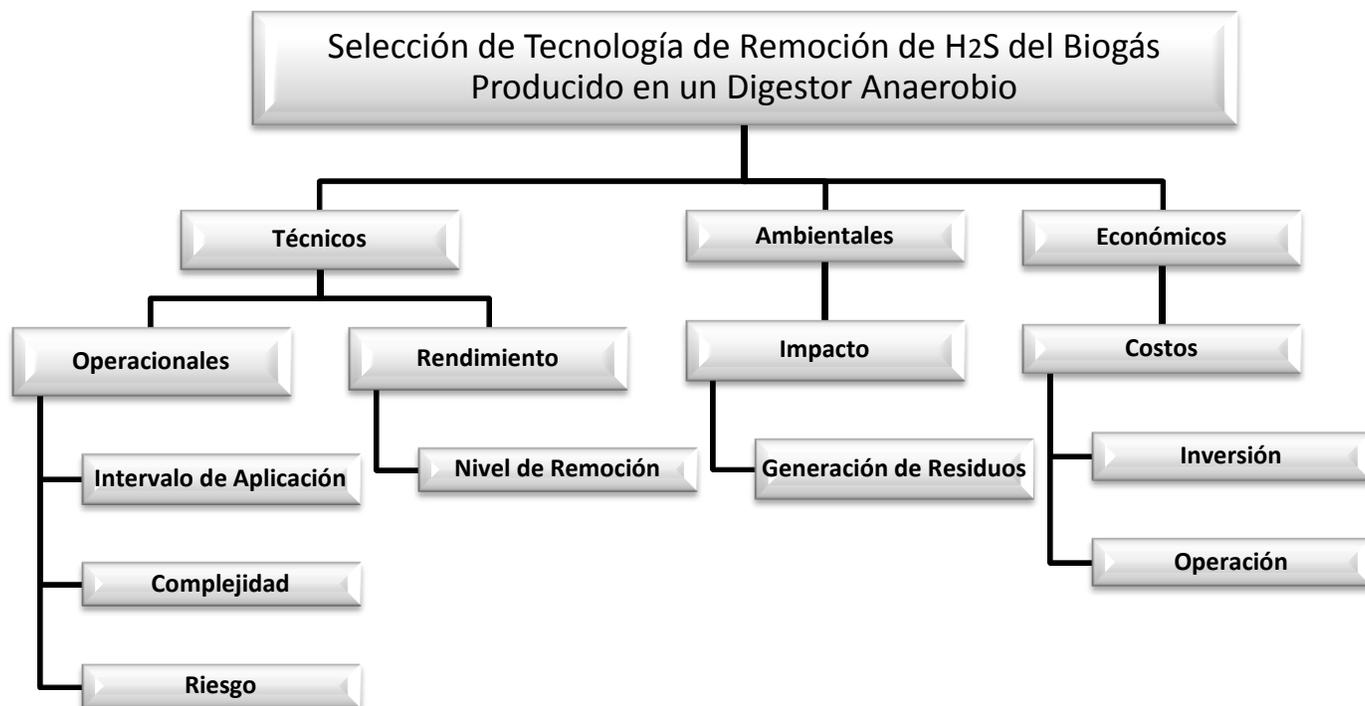


Figura 27. Criterios de Selección de TRH₂S (Elaboración propia)

3.1.3 Asignación de Escalas a Criterios Cualitativos de TRH₂S

Durante la evaluación multicriterio se comparan los valores, ya sea de tipo cualitativo o cuantitativo para cada criterio que definen y distinguen a una tecnología con respecto de otra.

Para los criterios de carácter cuantitativo, como es el caso de los costos, basta con especificar una cantidad y sus unidades para definirlos (ej. \$0.81 USD/kg H₂S). Sin embargo, para los criterios de tipo cualitativo es preciso establecer una escala basada en algún parámetro que permita determinar la preferencia de una tecnología sobre de otra.



Para el intervalo de aplicación, el criterio para conocer si una tecnología es más adecuada con respecto a otra es la **regularidad** con la que ha sido utilizada para el tratamiento de volúmenes similares de biogás de digestores anaerobios. Para este caso se otorga un nivel de “bueno” a aquellas tecnologías que han sido reportadas en la literatura como las más recurrentes para el tratamiento del biogás a este nivel de flujo, y un nivel de “malo” para aquellas tecnologías que son raramente utilizadas para este caso específico (Tabla 14).

Tabla 14 Escala de Intervalo de Aplicación de TRH₂S (Elaboración propia)

Escala	Criterio
Bueno	Muy Utilizado
Regular	Utilizado
Malo	Poco Utilizado

La escala para determinar el riesgo en la operación de DA es del tipo sí/no (Tabla 15), y únicamente es aplicable para las tecnologías que se llevan a cabo dentro del digestor anaerobio. Por ejemplo, la desulfuración biológica implica un riesgo operacional debido a que una incorrecta adición de O₂ al digestor puede ocasionar una inhibición del proceso de DA, o incluso, generar una mezcla explosiva dentro del digestor anaerobio.

Tabla 15 Escala de Riesgo de Operación de TRH₂S (Elaboración propia)

Escala	Criterio
Sí	Pone en riesgo la operación de DA
No	No pone en riesgo la operación de DA

Como se ha mencionado, la utilidad final del biogás marca el nivel necesario de remoción. Para el caso práctico, al ser el uso del biogás como combustible para



generación de energía eléctrica, niveles de remoción de H_2S menores a las 250 ppm se consideran como un nivel de remoción bueno (Tabla 16).

Tabla 16 Escala de Nivel de Remoción de TRH_2S (Elaboración propia)

Escala	Criterio
Bueno	< 250 ppm H_2S
Medio	250-450 ppm H_2S
Malo	> 450 ppm H_2S

Para establecer una escala de complejidad para las diferentes tecnologías, se decidió tomar como criterio específico el **número de equipos** necesarios para llevar a cabo la operación del proceso, tal y como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17 Escala de Complejidad de TRH_2S (Elaboración propia)

Escala	Criterio
Sencillo	de 1 a 2 equipos
Regular	de 3 a 4 equipos
Complejo	de 5 a más equipos

El criterio utilizado para conocer si una tecnología tiene un mayor impacto ambiental con respecto a otra es la **generación de residuos**, clasificando a los métodos de menor impacto a aquellos que no generan residuos peligrosos; y los de mayor impacto a aquellos métodos que su medio de remoción no pueda ser regenerado (Tabla 18).

**Tabla 18 Escala de Generación de Residuos de las TRH₂S (Elaboración propia)**

Escala	Criterio
Bajo	No genera residuos peligrosos
Medio	Regenerables
Alto	No Regenerables

3.1.4 Asignación de Pesos Específicos de Tecnologías de Remoción de H₂S

Dentro de la evaluación se asignarán porcentajes como peso específico a los grupos, siendo los aspectos técnicos los de mayor valor con un 50%, los aspectos económicos un valor de 35%, y finalmente un 15% para los aspectos ambientales, no por ser menos importantes, sino porque a pesar de la posible generación de residuos, realmente no existe un impacto negativo significativo al medio ambiente (Tabla 19).

Tabla 19 Asignación de Pesos Específicos a Grupos de TRH₂S (Elaboración propia)

Grupos	Peso (%)
Técnicos	50
Ambientales	15
Económicos	35
Total	100

Una vez que se asignan los porcentajes de peso a los grupos, el siguiente paso es asignar un peso específico al siguiente subnivel, es decir, a los criterios (Tabla 20).

**Tabla 20 Asignación de Pesos Específicos a Criterios de TRH₂S(Elaboración propia)**

Grupos	Criterios	Peso (%)
Técnicos	Operación	45
	Rendimiento	5
	Subtotal	50
Ambientales	Impacto Ambiental	15
	Subtotal	15
Económicos	Costos	35
	Subtotal	35
	Total	100

Finalmente, se asigna un porcentaje a los llamados subcriterios. Al subcriterio de nivel de remoción se le otorga únicamente un 5% de peso debido a que en este rubro todas las tecnologías cumplen con el objetivo que es una remoción que conlleva a concentraciones inferiores a las 250 ppm. Por otro lado, al subcriterio de costo de inversión se le otorga un valor de 20% debido a que dentro de un proyecto de digestión anaerobia es importante tener bajos costos de inversión para hacer económicamente atractivo el proyecto (Tabla 21).

**Tabla 21 Asignación de Pesos Específicos a Subcriterios de TRH₂S (Elaboración propia)**

Criterios	Subcriterios	Peso (%)
Operación	Intervalo de Aplicación	15
	Complejidad	15
	Riesgo de Operación	15
	Subtotal	45
Rendimiento	Nivel de Remoción	5
	Subtotal	5
Impacto Ambiental	Generación de Residuos	15
	Subtotal	15
Costos	Inversión	20
	Operación	15
	Subtotal	35
	Total	100

Una vez especificadas las ponderaciones de cada grupo, criterio y subcriterio, se desarrolla una matriz multicriterio para ser introducida en el software Visual PROMETHEE (Tabla 22).

Tabla 22 Matriz Multicriterio de Tecnologías de Remoción de H₂S (Elaboración propia)

			Tecnologías de Remoción de H ₂ S						
			Fuera del Digestor				Dentro del Digestor		
			Secos		Húmedos				
			Criterios		Unidades	Carbón Activado	Óxido de Hierro	Solución de Aminas	Procesos REDOX
Técnicos	Operación	Rango de Aplicación	/	Regular	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
		Complejidad	/	Medio	Medio	Complejo	Complejo	Sencillo	Sencillo
		Riesgo	/	NA	NA	NA	NA	No	Sí
	Rendimiento	Nivel de Remoción	/	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
Ambientales	Impacto Ambiental	Generación de Residuos	/	Alto	Alto	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Económicos	Costos	Inversión	\$USD	820,000	390,000	3,500,000	500,000	92,000	7,000
		Operación	\$USD/kg H ₂ S removido	1.88	0.86	6.32	0.31	0.81	0.1



3.2 Selección de la Tecnología de Generación de Energía Eléctrica (TGEE)

Aproximadamente 1 m^3 de biogás puede producir aproximadamente 1.8 kWh (Huertas *et al.*, 2011), por lo que la capacidad aproximada de una planta de promedio generación de electricidad a partir de biogás ($23,000 \text{ m}^3/\text{d}$) es de 1.7 MW.

3.2.1 Determinación de TGEE

Dentro de las tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica a partir de la quema de combustibles se encuentran: los motores de combustión interna (MCI), las turbinas de gas (TG) y los ciclos combinados (CC). Sin embargo, los ciclos combinados quedarán fuera del análisis del trabajo debido a que únicamente son económicamente viables para plantas de capacidades mayores a los 10 MW a la salida del equipo (Conestoga, 2004), lo cual implicaría una planta de digestión anaerobia de aproximadamente 440,000 toneladas de la FORSU tratadas anualmente, que técnicamente no resulta factible.

Por lo anterior, únicamente se analizarán las 2 tecnologías que han sido más utilizadas en la generación de electricidad a partir de biogás producido en digestores anaerobios: ***motores de combustión interna y turbinas de gas.***

3.2.2 Criterios de Selección de TGEE a partir de Biogás de DA

Al igual que en el apartado 3.1.2, para la selección de la tecnologías de GEE más conveniente para el caso práctico en estudio, se deben considerar aspectos de tipo técnico, ambiental y económico.



3.2.2.1 Criterios Técnicos de Selección de TGEE a partir de Biogás de DA

El primer parámetro a considerar es la **eficiencia bruta** que se define como la porción de la energía total que entra al sistema que puede ser convertida en energía eléctrica. Usualmente, esta eficiencia bruta es expresada en términos de **rendimiento calórico (kJ/kWh)**, el cual es igual al valor total de energía del combustible dividido entre la energía suministrada a la red (Conestoga, 2004). Por lo tanto, entre menor sea el valor del rendimiento calórico, mayor será la eficiencia del equipo.

La eficiencia bruta varía en función de la capacidad del equipo. A mayor capacidad, menor es el rendimiento calórico, por lo tanto mayor eficiencia. Esto se puede observar en la Figura 28 y en la Figura 29, donde se presentan correlaciones para obtener valores de rendimientos calóricos a diferentes capacidades de los MIC y las TG.

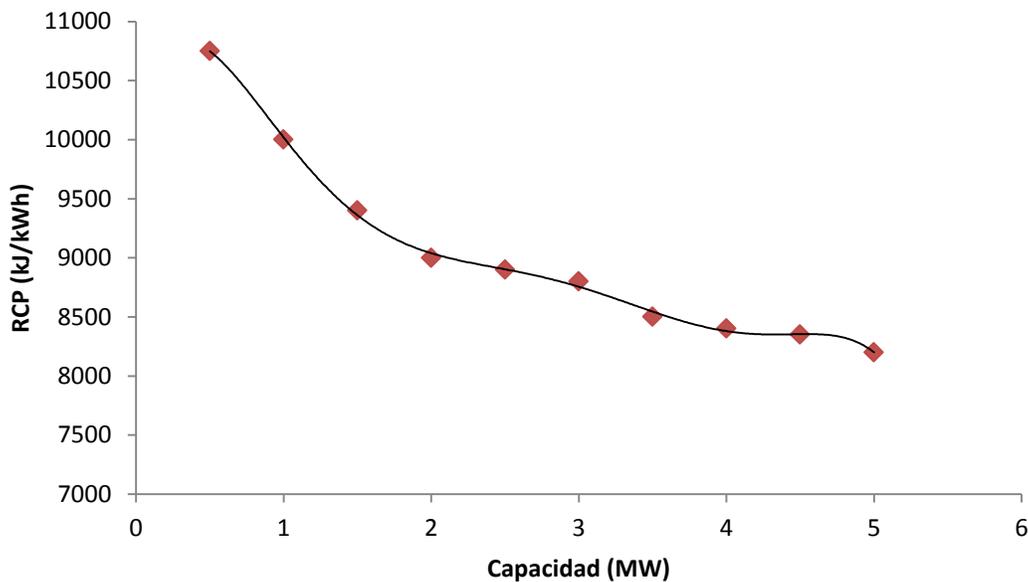


Figura 28. Rendimiento Calórico Promedio de Motores de Combustión (Elaborado a partir de Retscreen, 2005)



Ecuación 38.
$$RCP = -16C^6 + 266.87C^5 - 1718.5C^4 + 5307.2C^3 - 7736.9C^2 + 3594.6C + 10320$$

Donde:

RCP = Rendimiento Calórico Promedio (kJ/kWh)

C = Capacidad del equipo (MW)

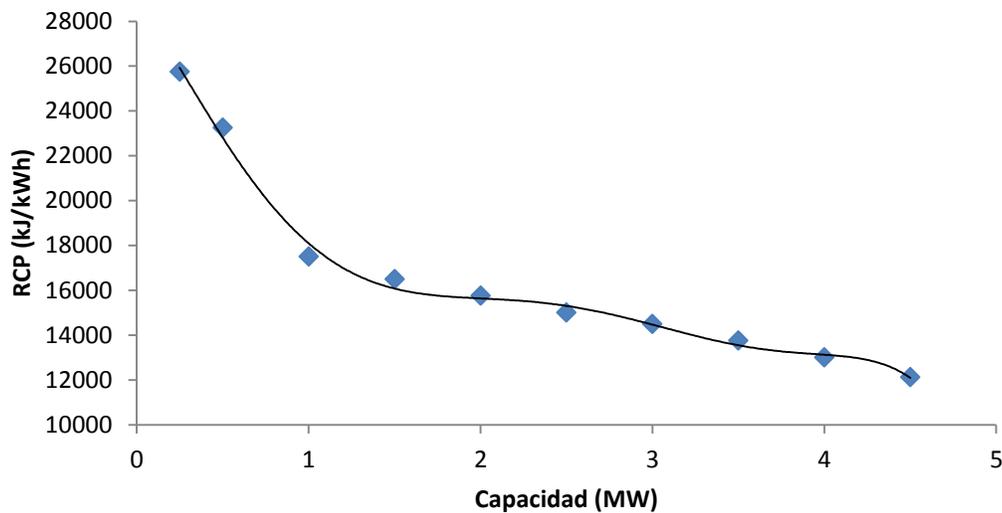


Figura 29. Rendimiento Calórico Promedio de Turbinas de Gas (Elaborado a partir de Retscreen, 2005)

Ecuación 39.
$$RCP = -91.249C^6 + 1,277.6C^5 - 6,615.8C^4 + 14,809C^3 - 10,330C^2 - 9,746.2C + 28794$$

Donde:

RCP = Rendimiento Calórico Promedio (kJ/kWh)

C = Capacidad del equipo (MW)

El **consumo interno** del equipo se refiere a la energía utilizada para su funcionamiento y que, generalmente, es generada por el mismo equipo. Esta energía incluye



compresores de gas, bombas de agua de enfriamiento, sistema de lubricación, ventiladores, transformador de la estación, principalmente (Conestoga, 2004).

Dentro de la evaluación de tecnologías de generación de energía eléctrica, se busca que el valor de energía de consumo interno sea lo menor posible (Conestoga, 2004). En la Tabla 23 se muestra el consumo interno de cada tecnología.

Tabla 23 Consumo Interno de las TGEE (CFE, 2007).

Tecnología	MCI	TG
Consumo Interno (%)	7.7	1

La **vida útil** del equipo se define como el periodo de operación eficiente para el cual ha sido diseñada la planta generadora. Una planta con un tiempo de vida mayor bajo una operación eficiente brinda un mayor valor a la inversión. En la Tabla 24 se muestra la vida útil de cada tecnología en años.

Tabla 24 Tiempo de Vida Útil de TGEE (CFE, 2007).

Tecnología	Motores de Combustión Interna	Turbinas a Gas
Vida útil (años)	25	30

3.2.2.2 Parámetros Económicos de Selección de TGEE

Los **costos de inversión** incluyen principalmente el costo del equipo y su instalación, siendo los primeros MW instalados los más costosos para cada tecnología, tal y como se muestra en la Figura 30 y en la Figura 31, donde se aprecia claramente que el costo



unitario del MW disminuye de manera potencial conforme aumenta la capacidad instalada para ambas tecnologías.

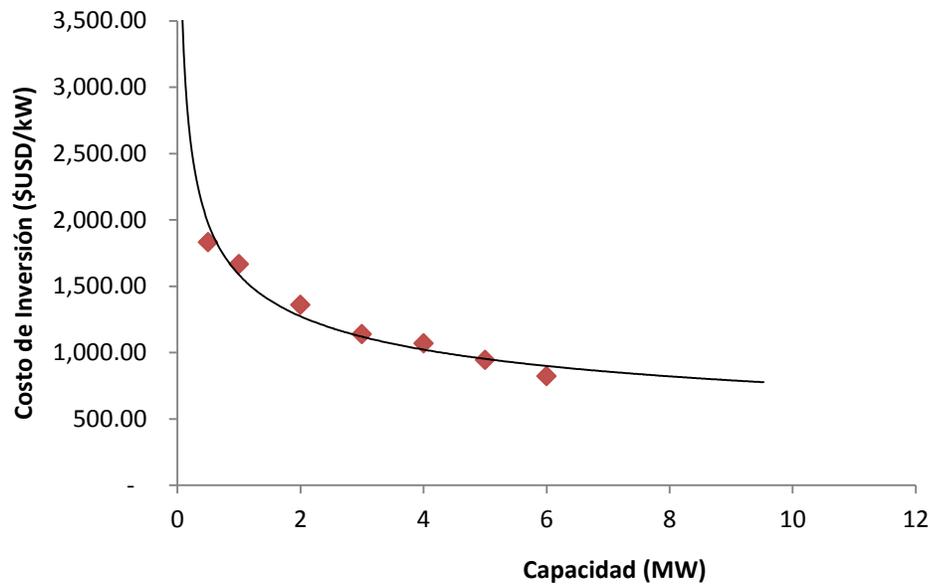


Figura 30. Costo de Inversión Unitario para MCI (Elaborado a partir de Retscreen, 2005).

Ecuación 40. $C_I = 1585.4C^{-0.317}$

Donde:

C_I = Costos de Inversión Unitario (\$USD/kW)

C = Capacidad (MW)



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

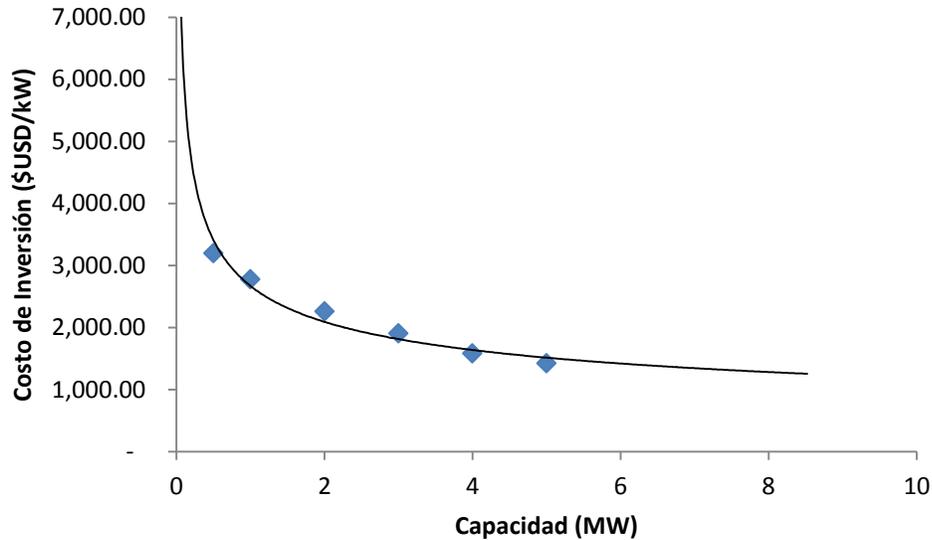


Figura 31. Costo de Inversión Unitario para Turbinas (Elaborado a partir de Retscreen, 2005).

Ecuación 41. $C_I = 2669.4C^{-0.353}$

Donde:

C_I = Costos de Inversión Unitario (\$USD/kW)

C = Capacidad (MW)

Los **costos de operación y mantenimiento** del kWh neto generado (\$USD/kWh) consideran dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Este rubro incluye conceptos de costos como: a) salarios, b) prestaciones, c) seguro social, d) servicios de terceros, e) gastos generales (CFE, 2007).



Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. Aquí sólo se consideran los costos de materiales del área de operación (CFE, 2007).

La Figura 32 y la Figura 33 muestran una extrapolación de costos de mantenimiento y operación de los MCI y las TG, respectivamente.

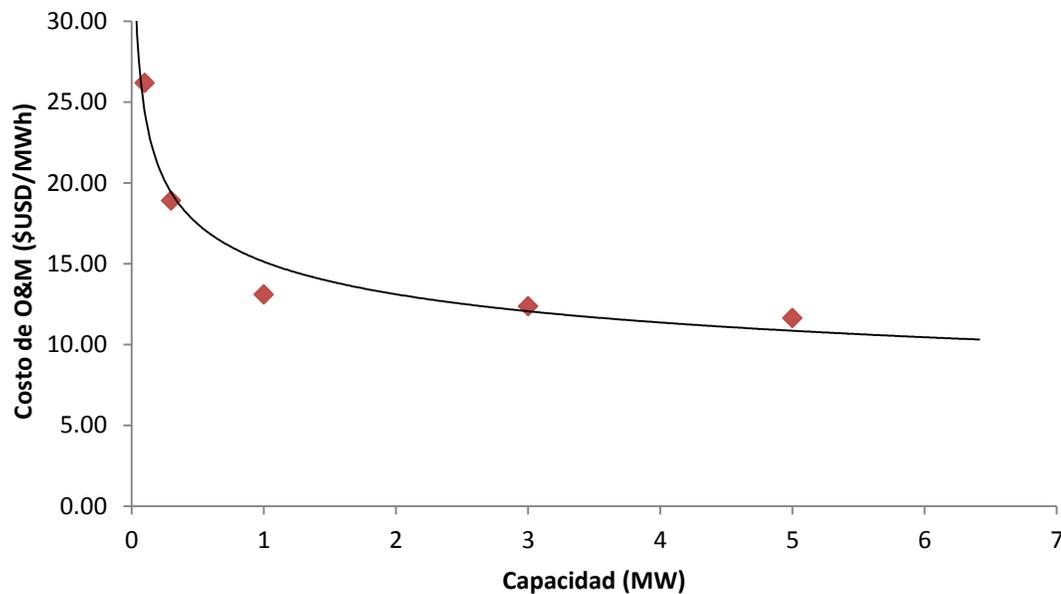


Figura 32. Costos de O&M de MCI (Elaborado a partir de NREL, 2003).

Ecuación 42.
$$C_{O\&M} = 15.119C^{-0.206}$$

Donde:

$C_{o\&m}$ = Costos de operación y mantenimiento del equipo (\$USD/kWh)

C = Capacidad (MW)

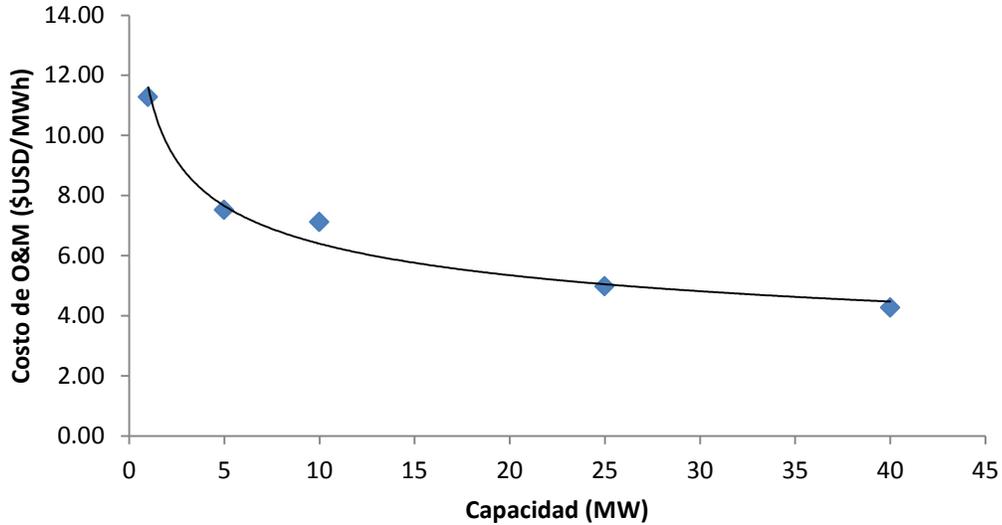


Figura 33. Costos de O&M de TG (Elaborado a partir de NREL, 2003).

Ecuación 43.
$$C_{O\&M} = 11.6C^{-0.258}$$

Donde:

$C_{o\&m}$ = Costos de operación y mantenimiento del equipo (\$USD/kWh)

C = Capacidad (MW)

3.2.2.3 Parámetros Ambientales de Selección de TGEE

Durante la combustión, varias reacciones químicas ocurren y se desarrollan diferentes productos dependiendo de la presión, temperatura, y concentraciones de oxígeno y nitrógeno.

Los principales contaminantes encontrados en los gases de escapes son óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y partículas (polvo, carbón sin quemar).



El control de emisiones es otro aspecto importante que debe ser considerado para la elección de un sistema de generación eléctrica, debido a que en algunos países la legislación que regula las emisiones de las fuentes fijas es muy estricta.

En México, la norma que controla las emisiones de fuentes fijas es la NOM-085-SEMARNAT-2011, donde se indica que para centrales que sólo utilicen combustibles gaseosos, no hay valores límite en la densidad del humo, las partículas y el bióxido de azufre; sólo existen valores de concentraciones máximas en cuanto a los óxidos de nitrógeno y al monóxido de carbono para cada capacidad de equipo (Anexo 5).

La formación de NO_x es fuertemente dependiente de la temperatura, las turbinas presentan una menor producción de NO_x en comparación con los motores de combustión interna debido a los menores valores de temperaturas que manejan. En la Tabla 25 se muestran las emisiones máximas, mínimas y promedio para cada tecnología, tanto de los MCI como de las TG.

Tabla 25 Emisiones de las diferentes tecnologías utilizando biogás (De la Guerra, 2011)

	NO _x (kg/MWh)			CO (kg/MWh)		
	Min	Max	Promedio	Min	Max	Promedio
MCI	4.5	18.6	11.55	0.18	4	2.09
TG	1.8	5	3.4	0.5	4.5	2.5

En la Figura 34 se muestran los criterios anteriormente descritos así como al grupo al que pertenecen.



Selección de Tecnología de Generación de Energía Eléctrica a Partir de Biogás Producido en un Digestor Anaerobio

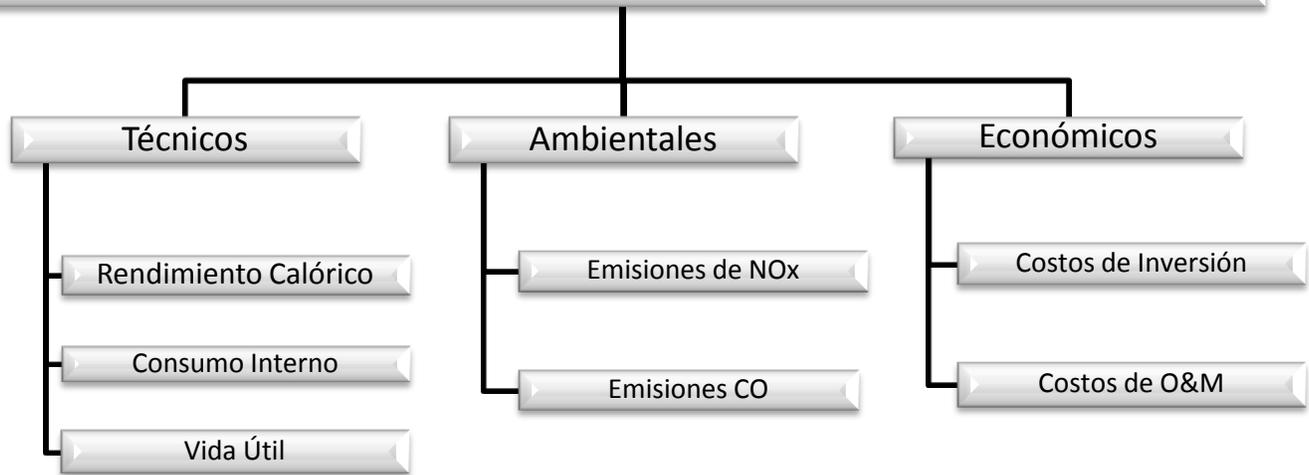


Figura 34. Criterios de Selección de TCEE a partir de Biogás (Elaboración propia)

3.2.3 Asignación de Pesos Específicos a Criterios de TCEE

Para la evaluación, se plantea un escenario donde se asigna un 45% de peso específico a los aspectos técnicos debido a que se prioriza un mayor rendimiento del equipo, además de una larga duración del mismo; 35% a los aspectos económicos, buscando a la tecnología más económica tanto en la parte operacional como en la inversión; y finalmente, 20% a los aspectos ambientales (Tabla 26).

**Tabla 26 Asignación de pesos específicos de grupos de TGEE (Elaboración propia)**

Grupos	Peso (%)
Técnicos	45
Ambientales	20
Económicos	35
Total	100

Dentro de los aspectos técnicos, se da prioridad al rendimiento calórico durante la evaluación (Tabla 27) debido a que se considera de gran importancia producir la mayor cantidad de energía eléctrica por metro cúbico de biogás producido en el digester anaerobio.

Tabla 27 Asignación de Pesos Específicos a Criterios de Selección de TGEE (Elaboración propia)

Criterios	Subcriterios	Peso (%)
Técnicos	Rendimiento Calórico	25
	Consumo Interno	10
	Vida Útil	10
	Subtotal	45
Ambientales	Emisiones NOx	10
	Emisiones CO	10
	Subtotal	20
Económicos	Costo Inversión	20
	Costo de Operación y Mantenimiento	15
	Subtotal	35
	Total	100

Finalmente, se construye la matriz multicriterio para su posterior evaluación en el simulador Visual PROMETHEE (Tabla 28).



Tabla 28 Matriz Multicriterio de TGEE a partir de Biogás de DA (Elaboración propia)

Criterios		Unidades	Tecnologías	
			Motores de Combustión Interna	Turbinas
Técnicos	Rendimiento Calórico (Eficiencia)	kJ/kWh (%)	9,200 (39)	16,000 (23)
	Consumo Interno	%	7.7	1
	Vida Útil	Años	25	30
Ambientales	Emisiones NOx	(kg/MWh)	12	3.5
	Emisiones CO	(kg/MWh)	2.1	2.5
Económicos	Costos Inversión	\$USD/kW*	1,300	2,200
	Costos de O&M	\$USD/kWh*	13.55	10.12

*Costos actualizados 2012



4 RESULTADOS

4.1 Evaluación de TRH₂S a partir de biogás de DA

Contando con la información necesaria en la matriz multicriterio y definiendo los pesos específicos de cada criterio a evaluar, se puede proseguir con la evaluación en el software Visual PROMETHEE.

En la Figura 35 se presentan los resultados de la simulación en el software Visual PROMETHEE mediante el método PROMETHEE I o ranking parcial, en estos resultados se muestran los flujos de preferencia ϕ^+ y ϕ^- de las TRH₂S en las columnas izquierda y derecha, respectivamente. Dichas columnas están acomodadas de tal manera que entre más alto sean las intersecciones de los flujos de cada alternativa, mayor será la preferencia.

Con base en lo anterior, se observa que las TRH₂S que se realizan dentro del digester anaerobio (líneas verdes) presentan una mayor preferencia con respecto a todas las tecnologías fuera del mismo, siendo la **aireación o adición de O₂** la de **mayor preferencia**. También se observa que el método de **absorción en aminas** queda relegado como la **tecnología menos viable** para este caso.

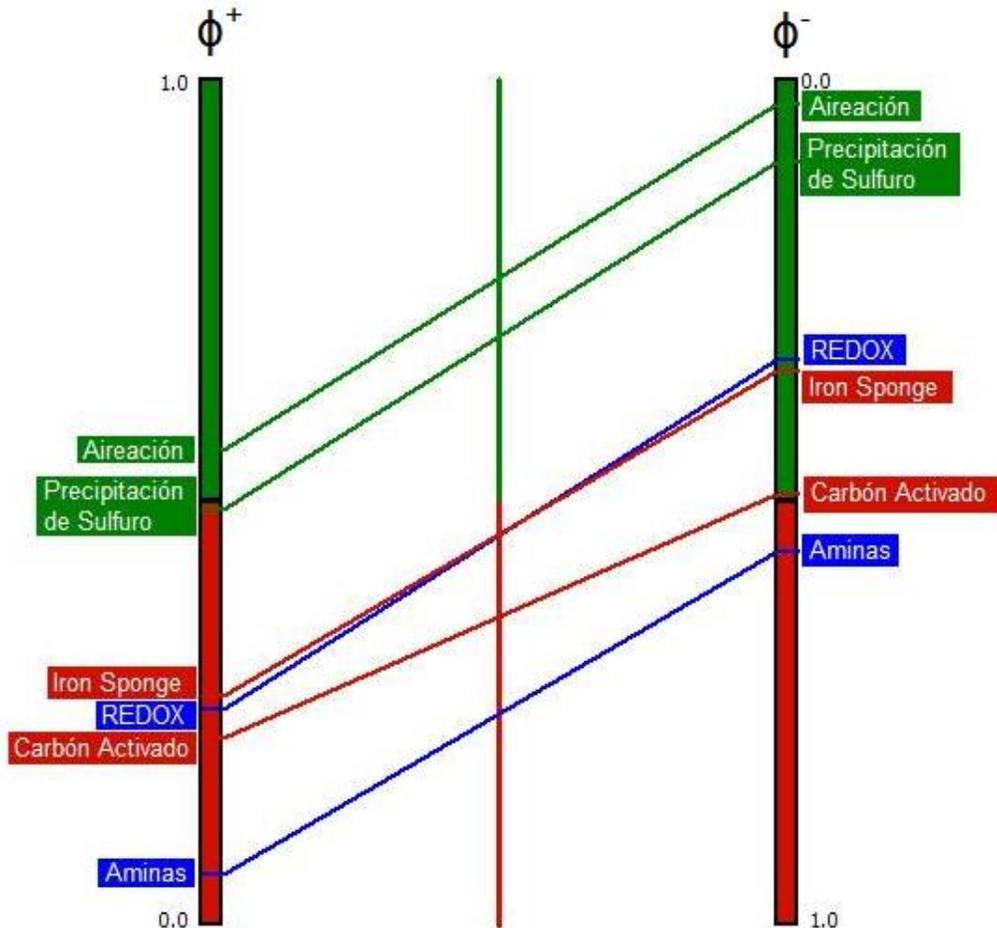


Figura 35. PROMETHEE I Ranking Parcial de TRH₂S

De la misma Figura 35 se puede apreciar que el método de absorción en masas férricas (Iron Sponge) se entrecruza con los métodos REDOX, cuando este caso se presenta se dice que las alternativas son incomparables y no se puede establecer una preponderancia clara entre una tecnología y otra.

Para poder establecer una jerarquización entre tecnologías entrecruzadas en el método PROMETHEE I, se puede proseguir a una simulación mediante el método



PROMETHEE II que es un **ranking total** donde se establece un balance global en un flujo neto ϕ , el cual consiste en la suma de los flujos ϕ^+ y ϕ^- , evitando así que las alternativas resulten incomparables. Sin embargo, se pierde cierta información durante este balance.

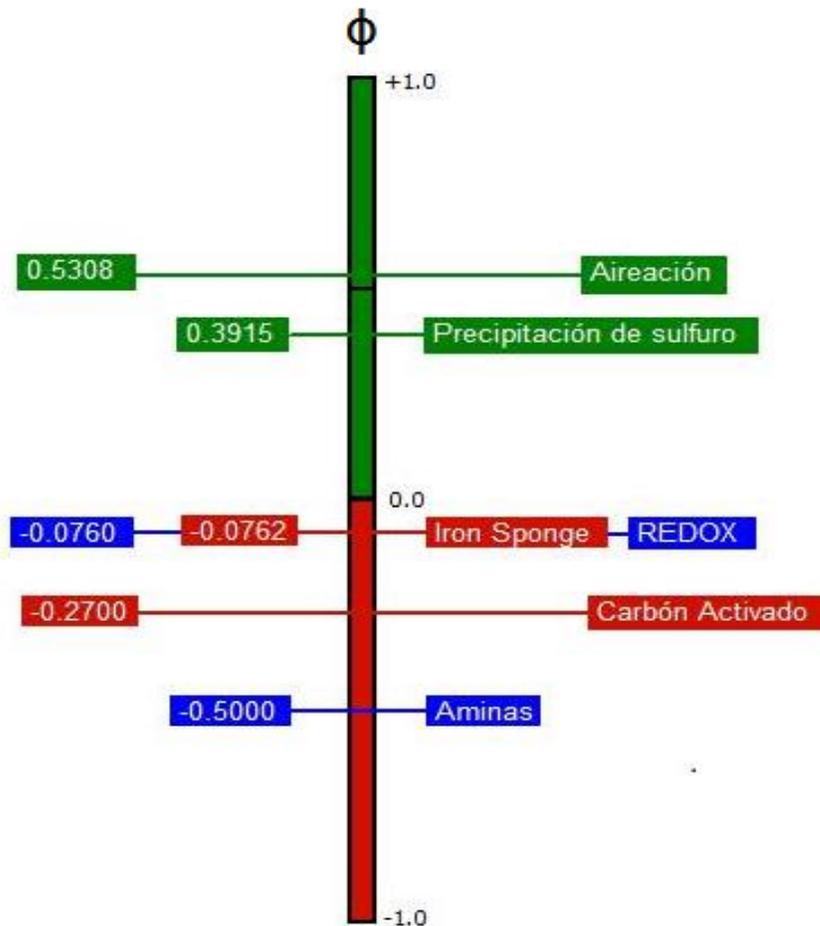


Figura 36. PROMETHEE II Ranking Total de TRH₂S

En la Figura 36 se pueden observar las diferencias entre las tecnologías, donde se presenta al proceso de aireación, con un valor de ϕ de 0.5308, como el proceso más viable para la remoción de H₂S debido a su bajo impacto ambiental, buena remoción, bajos costos de inversión y operación, y su viabilidad para el flujo de biogás a tratar;



mientras que por otro lado, se encuentra el método de absorción de aminas ($\phi=-0.5000$) como el método menos viable debido principalmente a sus altos costos.

De esta misma forma, se observan en los resultados que la tecnología húmeda REDOX ($\phi=-0.0760$) presenta un predominio sobre las tecnologías secas, siendo ínfima esta preferencia con respecto al método Iron Sponge ($\phi=-0.0762$). Esta ligera diferencia entre los valores de ϕ explica por qué resultaron incomparables estas 2 tecnologías en el ranking parcial.

Si se plantea un segundo escenario donde se considere el tratamiento del biogás de una planta de pequeña escala cuya tratamiento aproximado es de **26,000 ton/año**, se observa que, tanto la preferencia por las tecnologías llevadas a cabo dentro del digestor anaerobio, como la menor viabilidad del método por absorción en aminas, se conserva al cambio de escala (Figura 37). Sin embargo, se observa que para este caso, las tecnologías secas se imponen ante las tecnologías húmedas³.

³ Debido a que ninguna de las tecnologías se cruza para este caso, el ranking parcial es suficiente para establecer esta jerarquización.

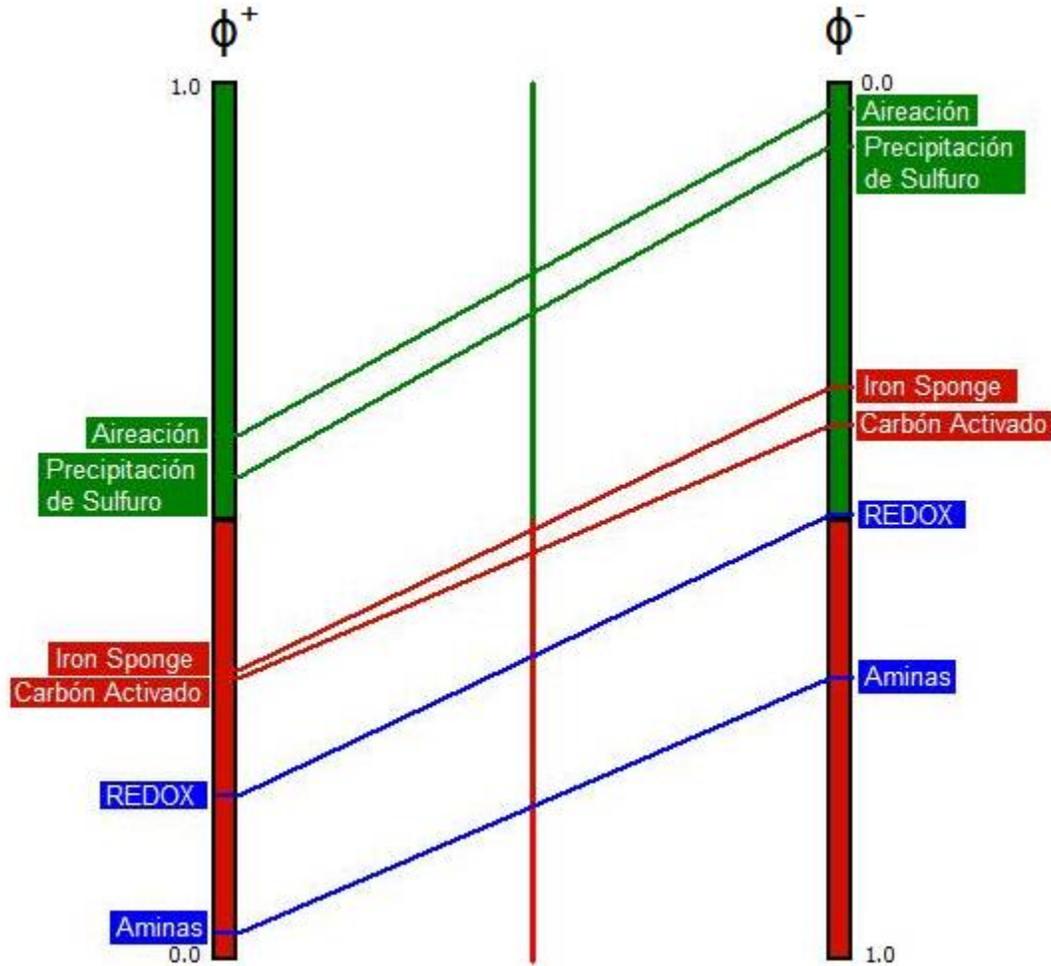


Figura 37. PROMETHEE I Ranking Parcial de TRH₂S para Digestores Anaerobios a Pequeña Escala

En la Figura 38 se puede observar que el valor de ϕ para las tecnologías tanto in-situ, como secas, aumenta para una planta de pequeña escala (2do escenario) en comparación con una planta promedio (1er escenario), siendo más notorio este incremento en las tecnologías secas (74.91%). Por el contrario, se observa que el valor de ϕ de las tecnologías húmedas disminuye a pequeña escala, esto se debe en gran medida a que estas tecnologías son poco utilizadas a esta escala debido a sus altos costos de inversión.

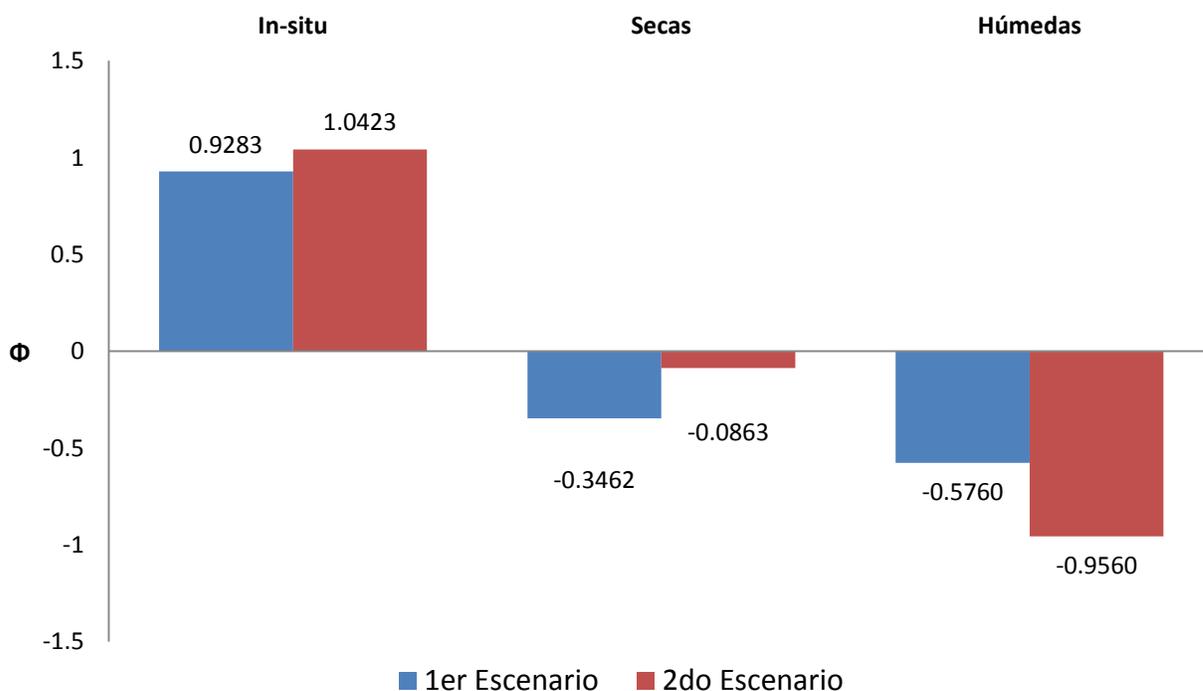


Figura 38. Valores de Φ por tipos de TRH₂S en 1er y 2do Escenario

El aumento en la preferencia de las tecnologías in-situ se debe al aumento en la preferencia de sus 2 tecnologías evaluadas. Sin embargo, en la Figura 39 se observa que el aumento de ϕ al cambio de escala, es mayor en la precipitación de sulfuro (22.5%) que en la aireación o adición de O₂ (4.8%).

De igual forma que en el caso anterior, el valor de ϕ para las tecnologías secas aumentó debido al aumento del ϕ del Iron Sponge y del carbón activado, siendo éste último de mayor impacto con un aumento del 74%.

Por el contrario, las tecnologías húmedas se vieron disminuidas en su valor de ϕ , siendo los métodos REDOX los que mayor terreno perdieron de una escala a otra.

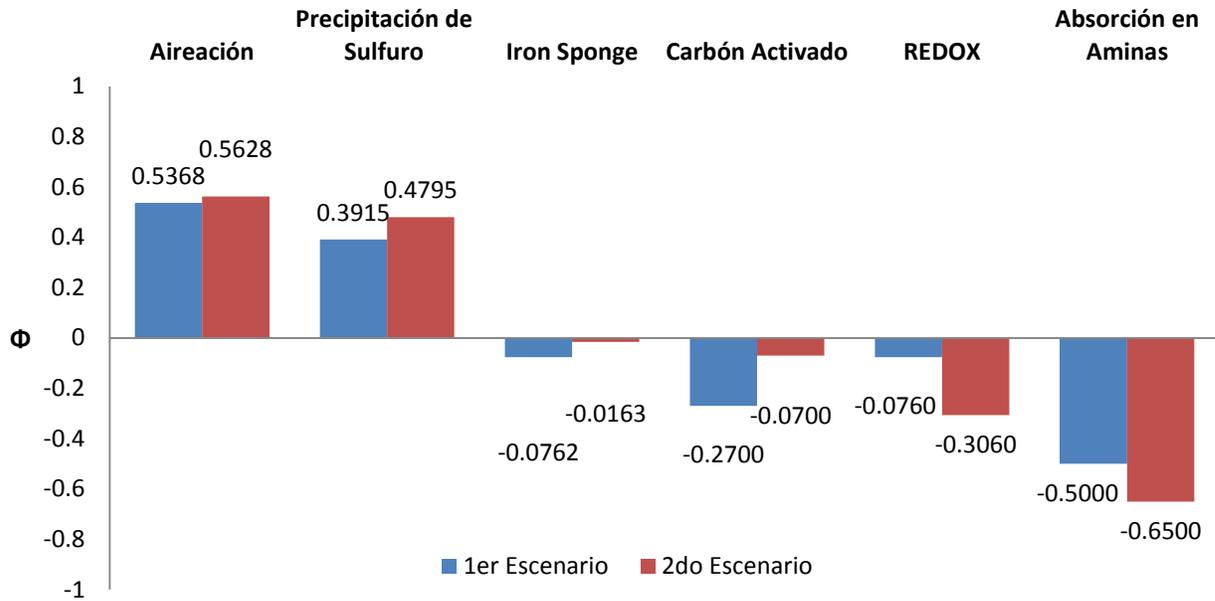


Figura 39. Valores de Φ de las TR_{H_2S} en 1er y 2do Escenario

Si se analiza un tercer escenario para una planta de capacidad promedio variando los pesos específicos de los criterios de selección, dando mayor relevancia al riesgo de que la tecnología seleccionada afecte el proceso de DA y por tanto de producción de biogás, tal y como se muestra en la Tabla 29, se observa que la preferencia por las tecnologías in-situ disminuye, sin embargo, se conserva la superioridad sobre las demás tecnologías (Figura 40).



Tabla 29 Asignación de Pesos Específicos a Criterios de TRH₂S para el 3er Escenario (Elaboración propia)

Criterios	Subcriterios	Peso (%)
Operación	Intervalo de Aplicación	10
	Complejidad	10
	Riesgo de Operación	30
	Subtotal	50
Rendimiento	Nivel de Remoción	5
	Subtotal	5
Impacto Ambiental	Generación de Residuos	20
	Subtotal	20
Costos	Inversión	15
	Operación	10
	Subtotal	25
	Total	100

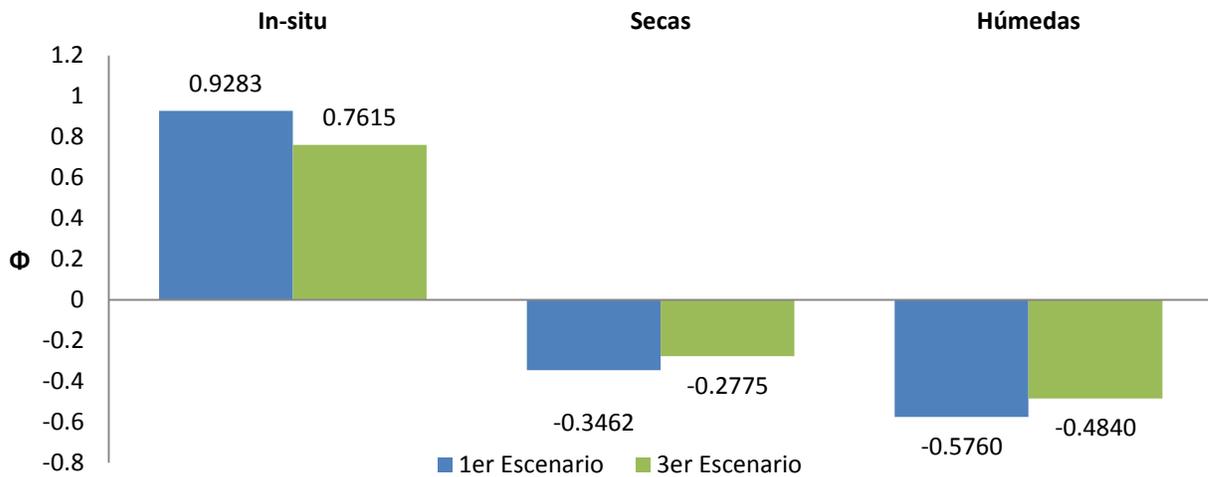


Figura 40. Valores de Φ por tipos de TRH₂S en 1er y 3er Escenario



La diferencia anterior se debe en gran medida a la disminución del valor de Φ de la aireación debido a la priorización del criterio de riesgo y la disminución en el peso específico de los costos tanto de inversión como de operación.

Además, dentro de las tecnologías secas, la adsorción en carbón activado se presentó como una mejor alternativa respecto al Iron Sponge en consecuencia a un incremento en el valor del impacto ambiental.

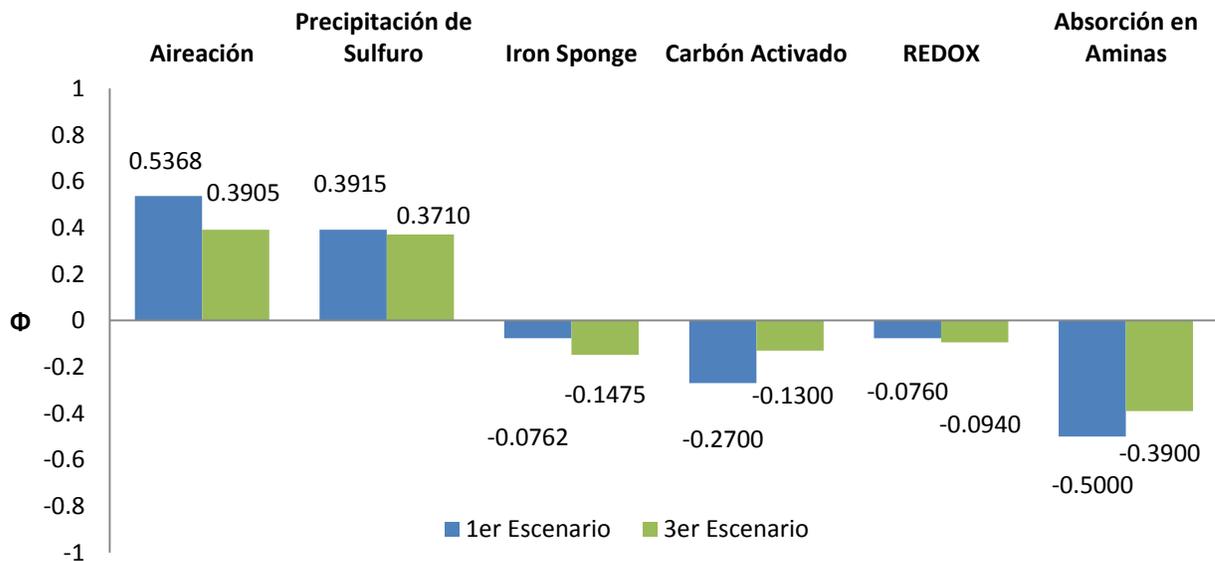


Figura 41. Valores de Φ de las TRH₂S en 1er y 3er Escenario

Finalmente, en la Figura 42 y en la Figura 43, se muestran los resultados de los 3 escenarios analizados además de un cuarto escenario donde se considera una planta de pequeña escala y los pesos específicos del 3er escenario. Este cuarto escenario mantiene la preferencia por las tecnologías in-situ, sin embargo, desciende a la aireación al segundo lugar por la precipitación de sulfuro. Las tecnologías secas y húmedas se mantienen en segundo y tercer lugar, respectivamente.



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

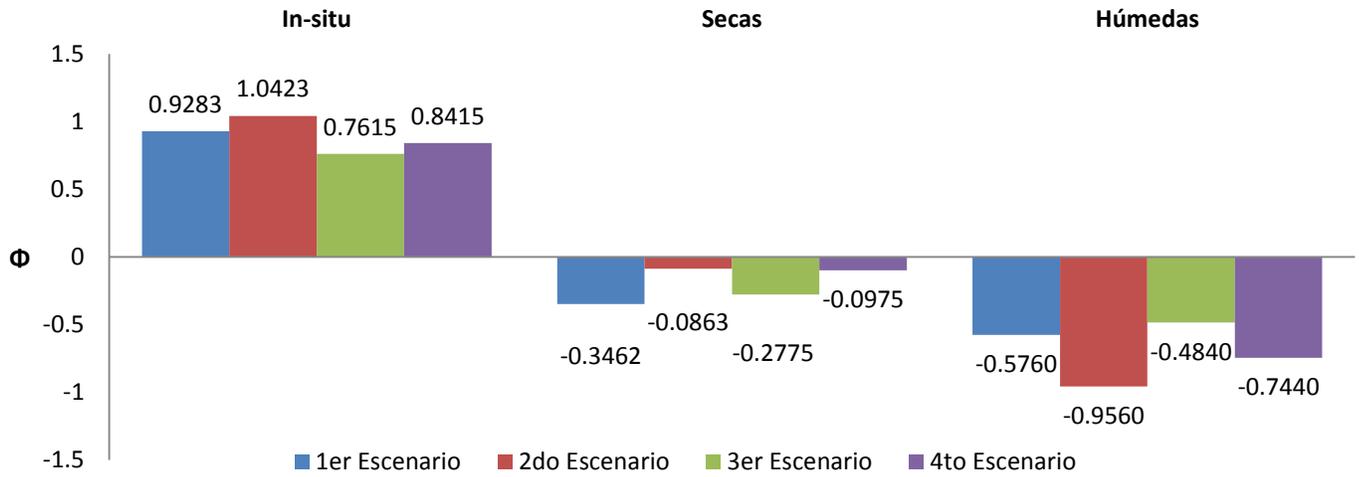


Figura 42. Valores de Φ por tipos de Tecnologías de Remoción H_2S

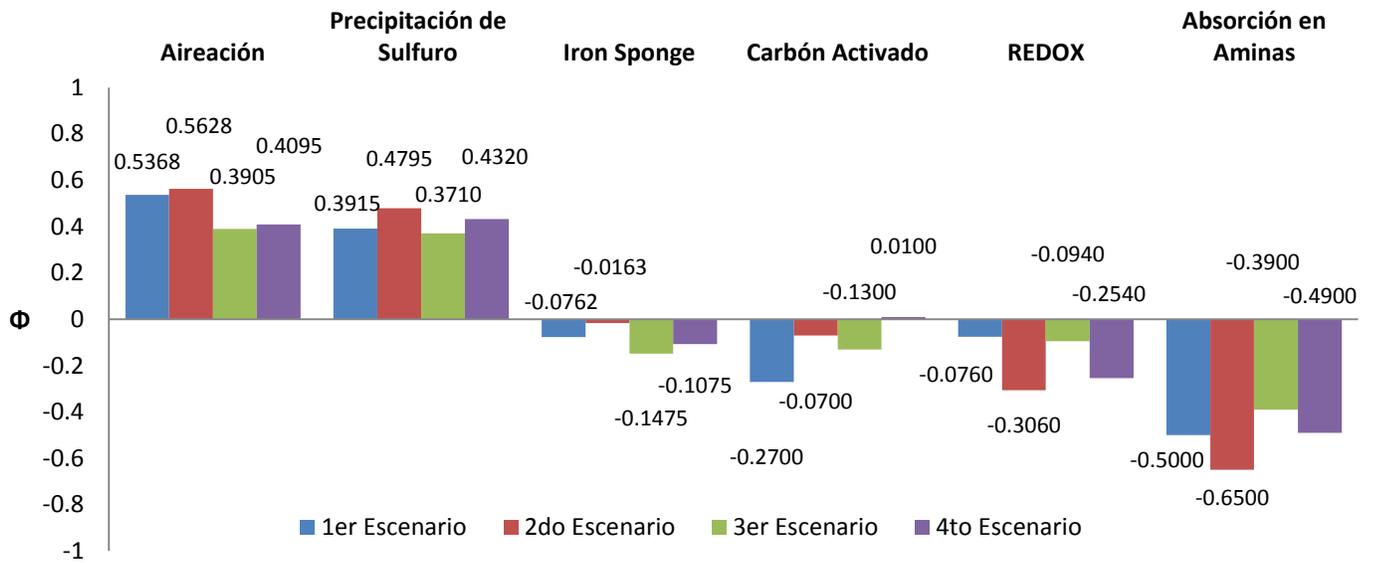


Figura 43. Valores de Φ de las Tecnologías de Remoción de H_2S



4.2 Evaluación de TGEE a partir de Biogás de DA

Una vez que se cuenta con la matriz multicriterio y se asignan pesos específicos a cada criterio, se puede realizar la evaluación en el software Visual PROMETHEE utilizando los métodos PROMETHEE I. Los resultados de la evaluación se muestran en la Figura 44.

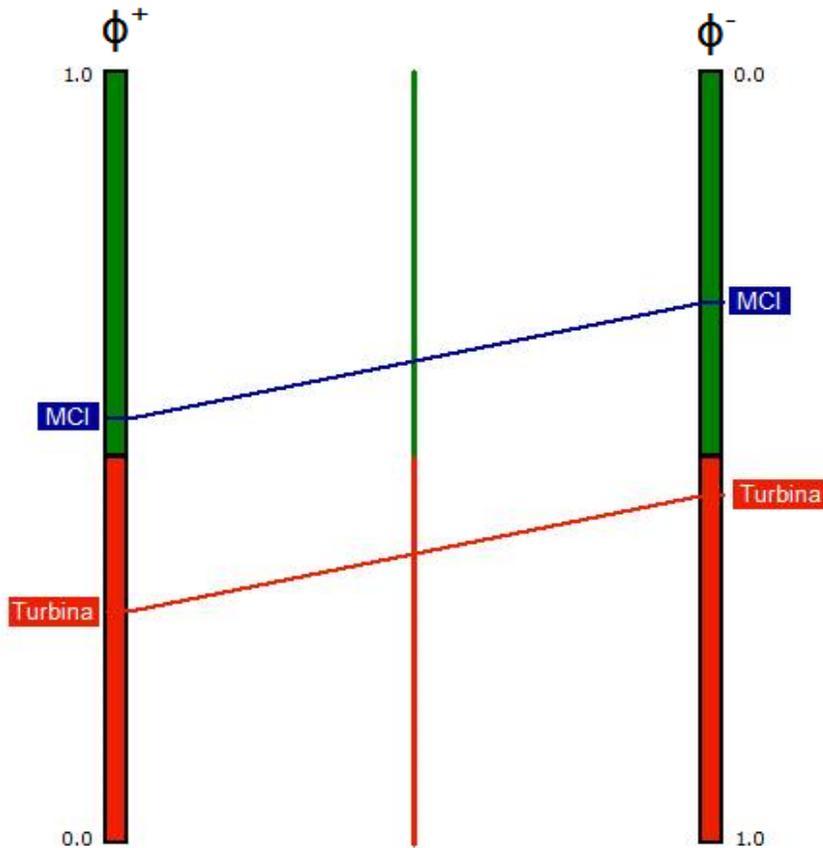


Figura 44. PROMETHEE I Ranking Parcial de TGEE

Al igual que en la evaluación anterior de TRH_2S para digestores anaerobios de pequeña capacidad, ninguna de las alternativas se cruzan en la gráfica de PROMETHEE I, siendo éste suficiente para establecer una preferencia entre las



tecnologías. En la gráfica se observa claramente la preferencia de los motores sobre las turbinas como la tecnología viable para la generación de electricidad a partir del biogás en cuestión, esto debido a los menores costos de inversión y mayor rendimiento de los motores con respecto a las turbinas de gas.

En la Figura 45, se aprecia que esta tendencia se mantiene para digestores anaerobios de pequeña capacidad cuya producción promedio de energía eléctrica es de 0.5 MW.

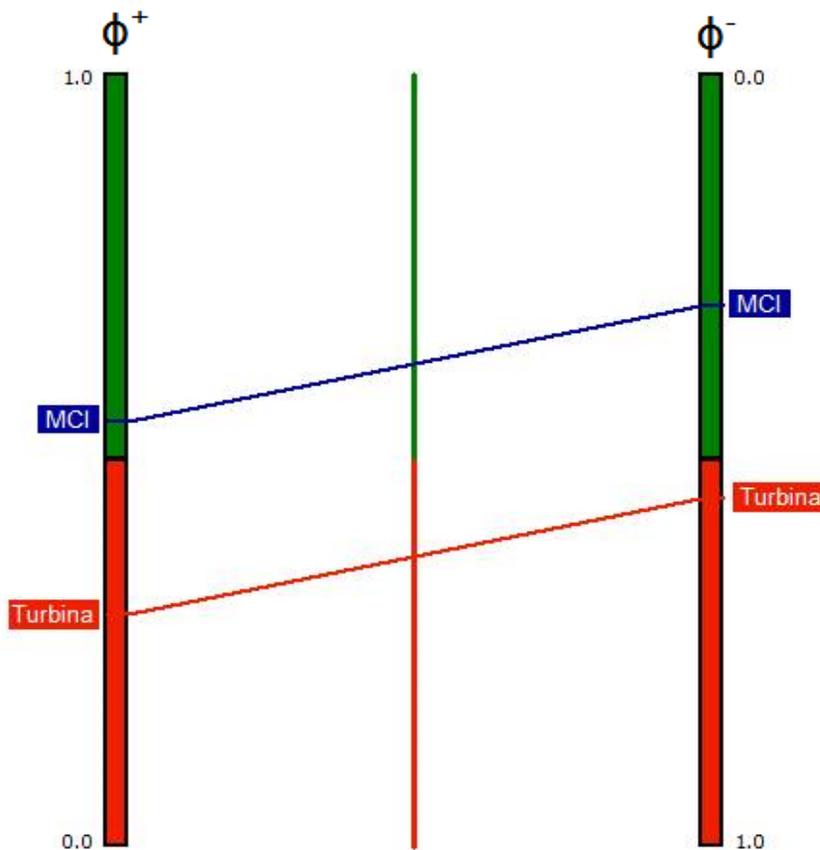


Figura 45. PROMETHEE I Ranking Parcial de TGE para Digestores Anaerobios a Pequeña Escala



5 CONCLUSIONES

Para todos los escenarios planteados, se concluye que las tecnologías de remoción de H_2S que se llevan a cabo ***dentro del digestor anaerobio*** se presentan como las tecnologías ***más viables*** para el tratamiento del biogás producido en un digestor anaerobio. El método de ***aireación*** se presenta como el de mayor preferencia en la mayoría de los casos planteados debido a sus ***bajos costos de operación e inversión, bajos impactos ambientales, niveles de remoción aceptables***, con excepción del cuarto escenario donde se ve relegado por el método de ***precipitación de sulfuro***, esto es debido en gran medida, a que en este cuarto escenario se otorga un mayor valor de peso específico al criterio de riesgo a afectar el proceso de DA.

La remoción vía ***absorción en aminas*** se preserva como la tecnología ***menos viable*** para todos los casos. Esto se debe a sus ***altos costos de operación e inversión y su complejidad para llevarlo a cabo***.

En los cuatro escenarios analizados, las tecnologías ***secas*** se ***imponen*** a las ***húmedas***. Sin embargo, para las plantas de capacidad promedio, los métodos REDOX predominan sobre las tecnologías secas.

Dentro de las tecnologías secas, el método de carbón activado se impone al Iron Sponge en los escenarios donde se considera un mayor peso específico al impacto ambiental y un menor valor a los costos.

De los resultados de la evaluación de TGEE, se concluye que los ***motores de combustión interna*** mantienen una ***preferencia*** sobre las ***turbinas*** como la tecnología más viable para la generación de electricidad, no únicamente para



digestores anaerobios de la FORSU de capacidad promedio, sino que también para capacidades menores.

Es importante recordar que los resultados presentados en ambas evaluaciones no sólo dependen del desempeño de cada tecnología en cada criterio, sino que también están fuertemente influenciados por el contexto que envuelve a la evaluación, como es el criterio del tomador de decisiones, y la influencia de las partes interesadas. Por ejemplo, en el caso de la selección de las TGEE, existen países con límites muy estrictos de emisiones a la atmósfera de gases contaminantes, donde aunque los MCI se presentan como la tecnología ideal, son relegados por la TG debido a que no cumplen con la legislación establecida.



6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Al Seadi, T., Rutz, D., Prassl, H., Köttner, M., Finsterwlder, T., Volk, S. y Janssen, R., 2008. *Biogas Handbook*. Esbjerg, Dinamarca: s.n.
- [2] ANPM (National Agency for Environmental Protection), 2013. *Best Practice Municipal Waste Management*, Rumania, p. 6.
- [3] Appels, L. y Jan, B., 2008. Principles and Potencial of Anaerobic Digestion of Waste-activated Sludge. *Progress in Energy and Combustion Science*. Heverlee, Bélgica, p. 756
- [4] Boe, K., 2006. *Online Monitoring and Control of the Biogas Process*. Lyngby, Dinamarca: DTU.
- [5] Braber, K., 1995. Anaerobic Digestion of Municipal Solid Waste: A modern waste disposal option on the Verge of Breakthrough. *Biomass and Bioenergy*. Utrecht, Holanda, pp. 365-376.
- [6] Castellan, G., 1983. *Physical Chemistry*. Massachusetts, EUA: Addison-Wesley.
- [7] CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2007. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, México: s.n.
- [8] Chávez, C., 2010. *La Basura como Recurso*. Monterrey, México: SEMARNAT
- [9] Chen, P., Overholt, A., Rutledge, B. y Tomic, J., 2010. *Economic Assessment of Biogas and Biomethane*. Pasadena, EUA: CALSTART.
- [10] Conestoga, R., 2004. *Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*. Ontario, EUA: s.n.
- [11] CRWQCB (California Regional Water Quality Control Board), 2011. *Economic Feasibility of Dairy Manure Digester and Co-digester Facilities in the Central Valley of California*. California, EUA: s.n.
- [12] de Hullu, J., Maassem, J., van Meel, P., Shazad, S y Vaessen, J., 2008. *Comparing Different Biogas Upgrading Techniques*. Eindhoven, Holanda: s.n.



- [13] de la Guerra, A., 2011. *Generación distribuida a partir de biogás producido en granjas porcinas*. México, D.F.: Tesis para obtener el título de Ingeniero Eléctrico y Electrónico, Facultad de Ingeniería, UNAM, p.39.
- [14] Delhomenie, M. y Heitz, M., 2005. *Biofiltration of Air: A Review*.
- [15] Deublein, D. y Steinhauser, A., 2008. *Biogas from Waste and Renewable Resources*. Deggendorf, Alemania: Wiley-VCH.
- [16] Dimpl, E., 2010. *Small-scale Electricity Generation from Biomass, Part II: Biogas*. Eschborn, Alemania: GTZ.
- [17] ECOSCORE, 2012. *ECOSCORE*. Recurso Electrónico. Última actualización: 2012. Disponible en: <http://www.ecoscore.be/en/how-calculate-co2-emission-level-fuel-consumption>
- [18] ELECTRIGAZ, 2008. *Feasibility Study - Biogas Upgrading and Grid Injection in the Fraser Valley, British Columbia, Canada*: s.n.
- [19] Erler, R., 2009. *Biogas Processing Technology*. Leipzig, Alemania: s.n.
- [20] Feldmeier, A. y Hanrott, C., 2005. *Desulfurization of Biogas Research*. Holanda: s.n.
- [21] Fischer, M., 2010. *Biogas Purification: H₂S Removal using Biofiltration*. Waterloo, Canada: University of Waterloo.
- [22] Fülöp, J., 2005. *Introduction to Decision Making Methods*. Budapest, Hungría: Hungarian Academy of Sciences.
- [23] Gironés, X. y Madrid, D., 2008. *Comparación de dos Métodos de Toma de Decisiones Multicriterio*. Barcelona, España: URV.
- [24] Gómez, J. M. y Cantero, D., 2007. *Hydrogen Sulfide Removal from Gaseous Effluents*, Cádiz, España: s.n.
- [25] Graubard, D., Rouleau, W. y Bogner, J., 2007. *Cost-effective Technologies for Removing H₂S from Landfill Gas*, Illinois, EUA: s.n.



- [26] Gruppo AB, 2012. *Gruppo AB*. Recurso Electrónico. Última actualización: 2012. Disponible en: http://www.gruppoab.it/en/guida_alla_cogenerazione/cogenerazione.asp
- [27] Hagen, M., Polman, E., Jensen J., Myken A., Jönsson O., Dahl A., 2001. *Adding Gas from Biomass to the Gas Grid*. Malmö, Suecia: Swedish Gas Center.
- [28] Huertas, J., Giraldo, N. e Izquierdo, S., 2011. Removal of H₂S and CO₂ from Biogas by Amine Absorption. En: *Mass Transfer in Chemical Engineering Processes*. Rijeka, Croacia: INTECH, pp. 134-139.
- [29] Hughes, J., 2008. *A New Method to Evaluate Hydrogen Sulfide Removal from Biogas*. Raleigh, EUA: s.n.
- [30] IGNOU, 2012. *IGNOU*. Recurso Electrónico. Última actualización: 2012. Disponible en: <http://www.ignou.ac.in/ignou/aboutignou/school/soet/smdme>
- [31] Jorgensen, P. J., 2009. *Biogas, Green Energy*, Aarhus, Dinamarca: PLANENERGI, p: 19.
- [32] Kohl, A. y Neilsen, R., 1997. *Gas Purification*, 5ta Edición. Texas, EUA: Golf.
- [33] Krich, K., Augenstein A., Batmale J., Benemann J., Rutledge B., Salour D., 2005. *Biomethane from Dairy Waste*. California, EUA: s.n.
- [34] LGPGIR, 2014. *Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos*. México: DOF.
- [35] Merichem, 2014. *Merichem*. Recurso Electrónico. Última actualización: 2014. Disponible en: <http://www.merichem.com/gas/upstream/natural-gas/lo-cat>
- [36] Mitzlaff, K. v., 1988. *Engines for Biogas*. Alemania: GTZ.
- [37] Mshandete, A., Bjornsson, L. y Kivaisi, A., 2005. Effect of Particle Size on Biogas Yield from Sisal fibre Waste. *Renewable Energy*. Dar es Salaam, Tanzania.
- [38] Nagl, G., 2013. *Small Capacity Sulfur Recovery Units*, Merichem. Recurso Electrónico. Última actualización: 2013. Disponible en: <http://www.merichem.com/company/overview/technical-lit/tech-papers/small-capacity>



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

- [39] Nayono, S., 2010. *Anaerobic Digestion of Organic Solid Waste for Energy Production*. Karlsruhe, Alemania: s.n.
- [40] NREL (National Renewable Energy Laboratory), *Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations*, 2003. Colorado, EUA: NREL.
- [41] Obert, E., 1999. *Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones*. México: Continental.
- [42] Ramírez, M., 2007. Viabilidad de un Proceso para la Eliminación Conjunta de H₂S y NH₃ Contenido en Efluentes Gaseosos. Cádiz, España: Universidad de Cádiz.
- [43] Rapport, J., Zhang, R., Jenkins, B. y Williams R., 2008. *Current Anaerobic Digestion Technologies Used for Treatment of Municipal Organic Solid Waste*, California, EUA: CEPA.
- [44] Retscreen, 2005. *RETSscreen Software Online User Manual "Combined Heat & Power Project Model"*, Canada: RETScreen.
- [45] Rowse, L., 2011. *Design of Small Scale Anaerobic Digesters for Application in Rural Developing Countries*. Florida, EUA: University of South Florida.
- [46] Ryckebosch, E., Drouillon M. y Vervaeren, H., 2011. Techniques for Transformation of Biogas to Biomethane. *Biomass & Bioenergy*, pp. 1633-1645.
- [47] Saikkonen, K., 2006 Technical and Economic Feasibility of Upgrading Dairy Manure-derived Biogas for Natural Gas Pipe. New York, EUA: Cornell University.
- [48] Sattler, 2013. *Sattler*. Recurso Electrónico. Última actualización: 2013. Disponible en: <http://www.sattler-global.com/ut-site/en/anlagenbauer-1047.jsp>
- [49] Schnürer, A. y Jarvis, A., 2009. *Microbiological Handbook for Biogas Plants*. Malmö, Suecia: SGC.
- [50] Schomaker, 2000. *Technical Summary on Gas Treatment*. Nijmegen, Holanda: s.n.
- [51] SEMARNAT, 2012. *Informe de la Situación del Medio Ambiente en México*, México: SEMARNAT.



Bases Técnicas de Selección e Implementación de un Sistema
de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás

- [52] SEMARNAT, 2012. *NOM-085-SEMARNAT-2011 "Niveles Máximos Permisibles de Emisión de los Equipos de Combustión de Calentamiento Indirecto y su Medición"*, México: DOF.
- [53] Smith, J. & Van Ness, H., 1986. *Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química*. California, USA: McGraw-Hill.
- [54] Themelis, N., 2002. *Anaerobic Digestion of Biodegradable Organics in Municipal Solid Wastes*, New York: s.n.
- [55] Varnero, M., 2011. *Manual de Biogás*. Santiago, Chile: FAO
- [56] Yadvika, Santosh, Sreekrishnan, T., Kohli, S. y Rana V., 2004. Enhancement of Biogas Production from Solid Substrates Using Different Techniques-a Review. *Bioresource Technology*.
- [57] Zicari, S., 2003. *Removal of Hydrogen Sulfide from Biogás Using Cow-manure Compost*, New York, EUA: Cornell University.



7 ANEXOS

Anexo 1. Composición Típica de Biogás de la FORSU (Themelis, 2002)

Componente	Contenido
Metano	55-70% vol.
Dióxido de Carbono	30-45% vol.
Sulfuro de Hidrógeno	200-4,000 ppm
Contenido Energético	20-25 MJ/m ³
Contenido Energético de CH ₄ por ton de la FORSU	167-373 MJ/ton de la FORSU



Anexo 2. Resumen de Tecnologías Comerciales de Digestores Anaerobios de RSM (Rapport *et al.*, 2008)

Nombre del Proceso	No. De Plantas	Intervalo de Capacidad (Ton/año)	No. De Etapas		Contenido Total de Sólidos		Temperatura de Operación	
			1	2	<20%	>20%	35°C	55°C
AAT	8	3,000 a 55,000	X		X		X	
ArrowBio	4	90,000 a 180,000		X	X		X	
BTA	23	1,000 a 150,000	X	X	X		X	X
Biocel	1	35,000	X			X	X	
Biopercolat	1	100,000		X		X	X	
Biostab	13	10,000 a 90,000	X		X			X
DBA-Wabio	4	6,000 a 60,000	X		X		X	
DRANCO	17	3,000 a 120,000	X			X		X
Entec	2	40,000 a 150,000	X		X		X	
Haase	4	50,000 a 200,000		X	X		X	X
Kompogas	38	1,000 a 110,000	X			X		X
Linde-KCA/BRV	8	15,000 a 150,000	X	X	X	X	X	X
Preseco	2	24,000 a 30,000						
Schwarting-Uhde	3	25,000 a 87,600		X	X			X
Valorga	22	10,000 a 270,000	X			X	X	X
Waasa	10	3,000 a 230,000	X		X		X	X

**Anexo 3. Motores para Biogás (Mitzlaff, 1988)**

Característica	Diesel	Otto
1. Datos de Diseño		
Razón de Compresión	15	7
Presión después de la compresión (sin ignición)	35 - 60 bar	15 - 20 bar
Temperatura después de la compresión (sin ignición)	600 - 900 °C	400 - 600°C
Razón de Aire en Exceso	1.3 – 4	0.7 - 1.2
Eficiencia	0.3 - 0.4	0.2 - 0.35
Consumo Específico de Combustible (sfc)	230 - 350 g/kWh	300 - 400 g/kWh
Eficiencia Volumétrica	0.7 - 0.9	0.3 - 0.9
Tipo de Ignición	Auto-ignición por medio del combustible al aire caliente comprimido poco antes de alcanzar TDC	Chispa de Ignición por medio de bujía
2. Principio de Control	Variando la cantidad de combustible inyectado. El flujo de aire no se controla, es decir la compresión total siempre se alcanza	Variando la cantidad de mezcla aire/combustible por medio de una válvula entre el mezclador y la entrada del motor

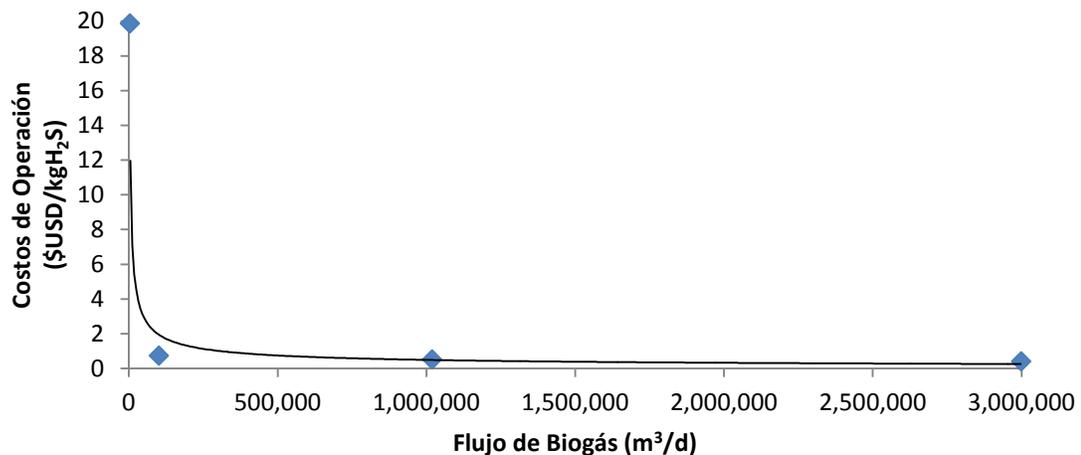


Anexo 4. Costos de Sistemas de Remoción de H₂S

Tabla 4.1 Estimaciones de Costos de Inversión de Diferentes Unidades de Absorción con Aminas (Electrigaz, 2008).

Capacidad (m ³ /h)	Costo de Inversión (USD\$)
50-100	1,080,000
100-200	1,500,000
200-400	2,070,000
400-800	2,500,000
800-1,600	3,400,000

Tabla 4.2 Costos de Operación de Sistemas de Remoción de H₂S a partir de Aminas (Chen *et al.*, 2010)



$$CO_{am} = 1,879.4F_{bio}^{-0.597}$$

Donde:

CO_{am} = Costo de operación del sistema (\$USD/kgH₂S)

F_{bio} = Flujo de Biogás



Anexo 5. Niveles máximos permisibles de emisión de equipos que utilizan combustibles gaseosos (SEMARNAT, 2012)

Capacidad Térmica del Equipo (MW)	SO ₂ (ppm)			NO _x (ppm)			CO (ppm)		
	ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP
Mayores a 0.15 hasta 1.47	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
Mayores a 1.47 hasta 11.79	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
Mayores a 11.79 hasta 29.47	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayores a 29.47 hasta 147.34	NA	NA	NA	25	110	375	250	300	350
Mayores a 147.34	NA	NA	NA	25	110	220	250	350	350

NA: No Aplica; ZVM: Zona del Valle de México, ZC: Zonas Críticas, RP: Resto del País