Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales

Programa Aprovechamiento Energético
de Residuos Urbanos en México

MÉXICO
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

SEMARNAT
SECRETARÍA DE
MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES

cooperación
alemana
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

giz Deutsche Gesellsch für Internationale Zusammenarbeit (G

ANEAS
Asociación Nacional de Empresas de Agua y Saneamiento de México A.C.

CONAGUA
COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

GUÍA TÉCNICA PARA EL MANEJO Y APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

1er. Edición, 2017.

D.R. © Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ GMBH

- Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México-
Oficina de representación:
Av. Insurgentes Sur 826, Piso 15 - PH, Col. Del Valle, Del. Benito Juárez, Ciudad de México

Impreso y hecho en México
Printed and made in Mexico

Número de registro 03-2017-071011171400-01 (ante el Registro Público del Derecho de Autor)

Distribución gratuita. Prohibida su venta.
Queda prohibido el uso para fines distintos al desarrollo social.
Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra, sin fines de lucro y citando la fuente.

Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales

Programa Aprovechamiento Energético de Residuos Urbanos en México

MÉXICO
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

cooperación alemana
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

ANEAS
Asociación Nacional de Empresas de Agua y Saneamiento de México A.C.

CONAGUA
COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

Programa Aprovechamiento Energético de Residuos Urbanos en México	Programa EnRes Av. Insurgentes Sur 813, Oficina 1301 Col. Nápoles, CP 03810 Ciudad de México, México
Publicado por:	GIZ México
	Dirección General de Energías Limpias (SENER)
	Dirección General de Fomento Ambiental, Urbano y Turístico (SEMARNAT)
	Gerencia de Estudios y Proyectos de Agua Potable y Redes de Alcantarillado (CONAGUA)
	Asociación Nacional de Empresas de Agua y Saneamiento (ANEAS)
Por encargo de:	Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania
Director del Programa EnRes/GIZ:	Álvaro Zurita
Contrapartes del Programa EnRes	SENER: Efraín Villanueva Arcos (Director General de Energías Limpias), Luis Alfonso Muñozcano Álvarez (Director General Adjunto de Energías Renovables) y Sergio Gasca Alvarez (Director de Bioenergéticos). SEMARNAT: Mariana Boy Tamborrell (Directora General de Fomento Ambiental Urbano y Turístico), Fernanda Montes de Oca Pérez (Directora de Gestión Integral de Residuos) y Ricardo Ortiz Conde (Director de Energía Limpia)
En estrecha colaboración con:	ANEAS: Ramón Aguirre Díaz (Presidente) y Roberto Olivares (Director General)
Coordinadores del material:	Christoph Platzer (Rotaria do Brasil) Thilo Burkard (Akut Partner)
Autores:	Jorge Edgardo López Hernández (IBTech-Elnsyst) Benly Liliana Ramírez Higareda (IBTech-Elnsyst) Carolina Bayer Gomes Cabral (Rotaria do Brasil) Juan Manuel Morgan-Sagastume (Instituto de Ingeniería-UNAM)
Editores de estilo:	Sergio Gerardo López Hernández (independiente) Verónica Susana Hernández Robles (independiente)
Diseñadores:	Leticia Llamas De la Torre (independiente) Karen Flores Linares (ANEAS) Myrna Itzel Baca Pérez (ANEAS) Santiago Yáñez Sánchez (ANEAS) Monserrat González Alfaro (IBTech-Elnsyst)
Fecha de publicación:	Julio 2017

Las opiniones expresadas en este documento no necesariamente representan la opinión de SEMARNAT, SENER, la GIZ, ANEAS ni CONAGUA. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite a la fuente de referencia

AGRADECIMIENTOS

El objetivo, la estructura y parte del contenido de este texto se basan en la "Guía técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto", un tomo de la serie elaborada por **Probiogás** (2015), que fue un proyecto conjunto entre la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable (GIZ) y el Ministerio de las Ciudades de Brasil. Agradecemos al proyecto Probiogás por el permiso de traducir del portugués al español parte del contenido de la guía antes mencionada.

Para la revisión y realimentación de las guías técnicas que elaboraron los asesores de la GIZ se organizaron rondas de trabajo en las que se presentaron y discutieron las guías técnicas a fin de que el material generado estuviera lo más completo posible y se adecuara a las necesidades reales en México.

Los participantes en las rondas de trabajo representaron a diversas instituciones académicas, empresas concesionarias, organismos operadores y consultores independientes, con puestos diversos como ingenieros de proceso/puesta en marcha/operación, proyectistas de plantas de tratamiento, académicos/investigadores, gerentes de operación de planta y profesionales en el área con experiencia práctica en la digestión anaerobia de lodos y aprovechamiento de biogás en PTAR.

Agradecemos a las siguientes personas por su valiosa participación en las rondas de trabajo (por orden alfabético de las instituciones): Gustavo Solórzano Ochoa (AMICA); Alberto Isaac Valdés Ramírez, Hipólito Omar Valdez Colín y José Luis Huerta Doblado (AYST); Beatriz Cabrera Gómez, Ana María Colín V., Daniel R. Flores y Gabino Gómez Pedroza (CEAGUA Morelos); Javier Labastida Alvarado (CIDTES- Energía y Sustentabilidad); Arturo Cruz Ojeda, Héctor Martínez Fuentes, Luis López Ortiz y Rodrigo Enrique Nieto Mares (CONAGUA); Andrés Rojo Maurer y Julia Stein (GIZ WaCCliM); Ana María Pérez Villeda (IBTech-Elnsyst); Gabriela Mantilla Morales, Mercedes Esperanza Ramírez Camperos y Luciano Sandoval Yoval (IMTA); Karen Martínez López, Ramón Carlos Torres Enríquez, Ricardo Morales Trosino y Víctor Alcántara Concepción (INECC); Elvia Mondragón Valdés (IPN-UPIICSA); Alejandro Zuluaga y Daniela Sánchez (SUEZ); Juan José Cruz Arreola (TICSA); Oscar Monroy Hermosillo (UAM-I).

También agradecemos de manera especial a las siguientes personas, quienes además de haber participado en las rondas de trabajo, colaboraron en la conformación y difusión de las guías (por orden alfabético de las instituciones):

- **Prólogo de las guías:** Adalberto Noyola Robles (II-UNAM)

- **Aportación de material adicional para las guías:** Ulises Durán Hinojosa (II-UNAM) y Diego Isaac Dávila Cano (SITRATA).

- **Equipo organizador para la ejecución de las rondas de trabajo y difusión de las guías:** Agustín Báez Vázquez (ANATEC); Maximiliano Olivares Padilla, Santiago Yáñez Sánchez y Rodolfo Guzmán Santiago (ANEAS); Gabriela Baeza Zamora (GIZ/EnRes); Benly Liliana Ramírez Higareda y Monserrat González Alfaro (IBTech-Elnsyst); Edgar Navarrete Escobar (SENER).

MENSAJES DE CADA UNA DE LAS INSTITUCIONES

La GIZ promueve el desarrollo de soluciones sostenibles, diseñadas a la medida para enfrentar grandes desafíos. Estas Guías Técnicas forman parte del esfuerzo integral del programa "Aprovechamiento Energético de residuos urbanos en México" (Programa "EnRes"), programa de cooperación bilateral entre los Gobiernos de México y Alemania para, entre otras acciones, generar capacidades y competencias acordes a la realidad particular de México, las cuales luego pueden ser utilizados en el resto de América Latina.

El aprovechamiento energético de los lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales tiene amplios beneficios colaterales, no sólo en términos de ahorros económicos y posicionamiento del organismo operador, sino que también en relación al cuidado al medio ambiente a través de la reducción de gases de efecto invernadero y la utilización de tecnologías adecuadas y sustentables para el tratamiento y posterior reúso del lodo.

Estas guías técnicas son el resultado claro de un trabajo de colaboración, retroalimentación y aprendizaje mutuo, que perdurará después de concluido el programa para beneficio de todos.

Ing. Alvaro Zurita – Director Programa EnRes /GIZ

La Asociación Nacional de Empresas de Agua y Saneamiento de México, (ANEAS) en apego a su misión como promotora constante de la incorporación del desarrollo tecnológico en el manejo del agua, más aun si se refiere al tratamiento del agua residual, el cual es un tema seleccionado por la ONU en este año como prioridad por todo el potencial que representa en materia de disminución de problemas de salud pública, por las posibilidades del reuso de agua tratada en actividades que no requieren de la calidad de agua potable y por el mejoramiento del ambiente a través de la eliminación de los contaminantes del agua residual. La colaboración de ANEAS en la presentación de esta Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales es de gran importancia para que el personal operativo de los sistemas de tratamiento de agua residual que cuenten con esta tecnología, fortalezcan sus conocimientos en la materia, lo que seguramente contribuirá en la competitividad y sustentabilidad de los servicios de agua potable y saneamiento de nuestro país.

Ing. Ramón Aguirre Díaz - Presidente

En México hay 2,289 plantas de tratamiento de aguas residuales registradas, que procesan casi cien mil litros por segundo. El residuo principal de estas plantas son lodos que pueden ser aprovechados para generar energía eléctrica o como mejoradores de suelo.

El Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Energía y por mandato de la Ley de Transición Energética, tiene el compromiso de identificar y promover el aprovechamiento energético de recursos renovables y de los residuos y esta Guía, elaborada por IBTech-Elnsyst, el Instituto de Ingeniería de la UNAM y Rotaria do Brasil por encargo de las Secretarías de Energía; de Medio Ambiente y Recursos Naturales; así como por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo o (BMZ) de Alemania y la Asociación Nacional de Empresas de Agua y Saneamiento, proporciona los elementos técnicos necesarios para la toma de decisiones respecto al aprovechamiento del biogás y de la energía que puede generase en dichas instalaciones.

Lic. Efraín Villanueva Arcos - Director General de Energías Limpias

La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales impulsa el aprovechamiento del biogás generado en plantas de tratamiento de agua residual, rellenos sanitarios y plantas de biodigestión de residuos, debido a que México firmó el Acuerdo de París para reducción de Gases de Efecto Invernadero y a que este biogás es una fuente de energía limpia, cuyo uso contribuirá al cumplimiento de la meta planteada por el gobierno mexicano para reducir el 22% de emisiones de GEI para 2030.

Estamos seguros que esta guía será de utilidad para plantas de tratamiento de agua residual en las que sea técnica y económica factible el desarrollo de la digestión anaerobia con aprovechamiento de biogás y nos ayudará a contar con instalaciones de tratamiento con baja emisión de GEI.

Lic. Mariana Boy Tamborelle - Directora General de Fomento Ambiental, Urbano y Turístico.

CONAGUA
COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

Estas Guías, fueron realizadas, con el objeto de alinear el interés que tenemos todos y cada uno de los miembros del sector hídrico, están formuladas de acuerdo con el sustento de conocimientos y experiencias logradas durante muchos años, al consumar proyectos de ingeniería de eficiencia, ahorro energético y estudios sustentables para operadores. Se describen las experiencias del diseño, proyecto y construcción de estos sistemas, tanto de los procesos como de la ingeniería electromecánica, la cual ha coadyuvado en reducir los gases de efecto invernadero y mejorar el cambio climático, elementos que afectan a la sociedad y a la naturaleza. Asimismo fueron perfiladas, aplicando los conocimientos normativos y estándares reconocidos por el Sector, ya que fueron estructuradas, de tal forma que te llevaran por el camino y a su aplicación fácilmente; sus beneficios no son pocos, es cosa de ir por el sendero, estamos cerca y en espera de que estas sean aplicadas.

Ing. Jesus Liñan G..- Gerente de Estudios y Proyectos de Agua P. y R. de A. /
L. López Ortiz.- /CONAGUA

PRÓLOGO

En los últimos años, particularmente en las dos décadas más recientes, los fundamentos del desarrollo sostenible se han aplicado en varios países, gracias al liderazgo de profesionales comprometidos, al apoyo de organizaciones no-gubernamentales, así como al soporte de gobierno y a la adopción de políticas públicas. Lo anterior es resultado del inicio del cambio de paradigmas en cuanto a la forma en que las economías industrializadas han integrado sus cadenas productivas y al uso que dan a las materias primas y a la energía necesaria para suministrar bienes y servicios. Mucho más que una moda pasajera, se trata de una tendencia irreversible y creciente, que ha tomado fuerza en países desarrollados (Europa), y que se alinea plenamente con las estrategias frente al cambio climático y con los principios de la llamada *economía circular.*

Entre los temas con fuerte potencial de cambio, dejando aparte el sector energético, sin duda la punta de lanza en las políticas gubernamentales y el que presenta mayor importancia por su impacto en todos los ámbitos de la economía, se encuentra el manejo de los residuos. Y dentro de éstos, el tratamiento y reciclado de las aguas residuales adquiere particular importancia por unir la necesidad del saneamiento y de la protección al ambiente con la de contar con este recurso en la cantidad y la calidad que requiere el crecimiento demográfico y económico.

Al respecto, México, al igual que la mayoría de los países en desarrollo, presenta un importante rezago en cobertura de tratamiento de sus aguas residuales de origen municipal. No solo ello, también en un buen número de casos la infraestructura de tratamiento no opera adecuadamente. En este contexto, es importante avanzar en la adopción y adaptación de experiencias probadas en otros países, que mejoren el servicio de saneamiento, la protección de la salud pública y del ambiente y que posibiliten un uso intensivo del agua, particularmente en aquellas regiones en donde es escasa. La carencia de infraestructura de saneamiento puede asociarse con la oportunidad para avanzar en la cobertura del servicio atendiendo las tendencias y los cambios que ha experimentado el sector en un contexto mundial que ha evolucionado en forma importante en los últimos lustros.

Para ello, entre varias medidas que deben ser adoptadas y cuya relación no es posible abordar en este espacio, destaca la aplicación de la vía anaerobia para el manejo y aprovechamiento de residuos orgánicos, en particular las aguas residuales municipales y los lodos resultantes de su tratamiento. La importancia de ello se basa fundamentalmente en la producción de metano (biogás) que aunado al limitado requerimiento de energía del proceso, lo convierte en un productor neto de energía renovable.

Para seleccionar los procesos más adecuados a las particularidades de México, atendiendo al mismo tiempo los nuevos paradigmas, y llevarlos a la práctica en forma exitosa es necesario asegurar varias etapas. En este complejo proceso no solo se requiere la decisión política y los recursos financieros, es necesario contar con personal técnico capacitado en cada una de las etapas de un proyecto, desde la selección del proceso y su diseño ingenieril, hasta la correcta operación y mantenimiento.

La **Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales** es un documento que atiende en particular ese requerimiento y con ello llena un vacío en el sector del agua y el saneamiento en México. Este trabajo, desarrollado bajo los auspicios de la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable (GIZ), así como SENER, SEMARNAT y ANEAS por parte de México, constituye una valiosa aportación al fortalecimiento técnico de las empresas del sector, de tal forma que puedan abordar, en pleno conocimiento, proyectos de recuperación de energía a partir de los lodos de purga de sus instalaciones.

La experiencia de los consultores responsables del proyecto, así como el aporte del personal técnico de diversos organismos operadores (municipales y privados) y otros profesionales en las reuniones de trabajo que acompañaron la preparación de esta Guía, aseguran su rigor técnico, utilidad y pertinencia. Este esfuerzo deberá traducirse en un incremento en el número de plantas de tratamiento en México que generen energía para su consumo o para otros usos. Tal evolución redundará en beneficios económicos para el organismo, en un perfil más atractivo ante la sociedad a la que sirven y será una aportación concreta para el cumplimento de los objetivos nacionales en materia de Cambio Climático.

Confío en que esta Guía será un elemento determinante para lograr la implantación de la digestión anaerobia con fines de recuperación de energía en el país, y con ello, plantas de tratamiento con una reducida huella de carbono. Tal situación necesariamente sustentada en la capacidad técnica del personal de los organismos operadores mexicanos.

Dr. Adalberto Noyola Robles
Investigador Titular, Instituto de Ingeniería UNAM.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN 17
1.1 CONTEXTO 17
1.2 ESTRUCTURA GENERAL DE LA GUÍA 20

2. ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DEL BIOGÁS 23
2.1 INTRODUCCIÓN 23
2.2 AGUA RESIDUAL Y LODO COMO SUSTRATOS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS 23
2.2.1 Caracterización del agua residual municipal 23
2.2.2 Caracterización del lodo residual de PTAR municipales 26
2.3 FUNDAMENTOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA 27
2.3.1 Hidrólisis y acidogénesis 29
2.3.2 Acetogénesis 29
2.3.3 Metanogénesis 29
2.3.4 Sulfurogénesis 30
2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE PROCESOS ANAEROBIOS 30
2.4.1 Fraccionamiento de la DQO 30
2.4.2 Balance de DQO y potencial de degradación del sustrato 30
2.4.3 Tasa de crecimiento bacteriano de los procesos de la degradación anaerobia 32
2.5 FACTORES QUE IINFLUYEN EN LA DIGESTIÓN ANAEROBIA 32
2.5.1 Temperatura del proceso anaerobio 32
2.5.2 pH, alcalinidad y ácidos orgánicos 33
2.5.3 Concentración de la materia orgánica de distintos sustratos 34
2.5.4 Concentración de nutrientes en los sustratos 35
2.5.5 Inhibición y toxicidad 36
2.6 PRINCIPALES COMPONENTES DEL BIOGÁS 42
2.7 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL BIOGÁS 43

3. PRINCIPALES PROCESOS QUE GENERAN BIOGÁS EN UNA PTAR MUNICIPAL 47
3.1 REACTORES UASB 47
3.1.1 Funcionamiento del reactor UASB 47
3.1.2 Balance de DQO en el reactor UASB y tasa de producción de biogás 49
3.1.3 Aspectos críticos 52
3.2 DIGESTORES DE LODO 65
3.2.1 Funcionamiento de los digestores de lodo. 65
3.2.2 Configuración de digestores de lodos 66
3.2.3 Balances de sólidos, DQO y energía. 68
3.2.4 Control operacional 72
3.3 CO-DIGESTIÓN 76

4. ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS 79
4.1 FORMAS DE INSTALACIÓN DEL GASÓMETRO 79
4.2 ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS PARA USO EN CALDERAS 80
4.3 ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS PARA USO EN MOTORES DE GAS 82
4.4 MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS 83
4.5 SISTEMAS DE ALTA PRESIÓN 86
4.6 SISTEMAS DE BAJA PRESIÓN 86
4.6.1 Función de la membrana externa 87
4.6.2 Función de la membrana interna 88
4.6.3 Volumen y presión de almacenamiento 89
4.6.4 Control del nivel del gasómetro 89
4.6.5 Control de la presión del gasómetro 90

4.6.6 Alivio de presión en el gasómetro ... 91
4.6.7 Suministro de aire ... 93
4.6.8 Seguridad contra explosión ... 94
4.6.9 Gasómetro integrado ... 94

5. QUEMADO DEL BIOGÁS ... 99
5.1 TIPOS DE QUEMADORES ... 100
5.2 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS QUEMADORES ... 102
5.3 INSTALACIÓN Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD ... 102
5.4 ENCENDIDO Y MONITOREO DE LA FLAMA ... 103
5.5 QUEMADORES DE BAJO COSTO ... 106

6. TRATAMIENTO DEL BIOGÁS ... 109
6.1 GENERALIDADES ... 109
6.2 REQUISITOS DE CALIDAD DEL BIOGÁS SEGÚN SU USO ... 111
6.2.1 Quema para generación de calor ... 112
6.2.2 Uso en motores estacionarios ... 112
6.2.3 Microturbina de gas ... 113
6.2.4 Generación de biometano ... 113
6.3 MÉTODOS DE TRATAMIENTO DEL BIOGÁS ... 113
6.3.1 Remoción de sulfuro de hidrógeno ... 113
6.3.2 Eliminación de humedad ... 122
6.3.3 Remoción de gas carbónico ... 123
6.3.4 Remoción de los siloxanos ... 130
6.3.5 Remoción de oxígeno, nitrógeno y compuestos orgánicos halogenados ... 132
6.3.6 Comparación de los procesos de tratamiento del biogás ... 132

7. USO DEL BIOGÁS ... 137
7.1 CALDERA DE BIOGÁS ... 138
7.2 EL SECADO DE LODO ... 139
7.3 COGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR ... 140
7.3.1 Motogeneradores de gas ... 141
7.3.2 Turbinas ... 144
7.4 MÁQUINAS ROTATIVAS A GAS ... 146
7.5 CESIÓN DEL BIOGÁS A TERCEROS/INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL ... 147
7.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE ACCIONADOR PRIMARIO ... 147
7.7 CÁLCULOS ENERGÉTICOS A PARTIR DEL USO DE BIOGÁS ... 149

8. CONDUCCIÓN Y MONITOREO DEL BIOGÁS ... 153
8.1 ACCESORIOS EN LA LÍNEA DE BIOGÁS ... 153
8.2 TUBERÍAS DE CONDUCCIÓN ... 154
8.3 FILTROS ... 156
8.4 TRAMPA DE SEDIMENTOS Y CONDENSADOS ... 157
8.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBREPRESIÓN Y VACÍO ... 159
8.6 VÁLVULAS PARA CONTROL DE FLUJO ... 161
8.7 ARRESTAFLAMAS Y VÁLVULAS DE CORTE TÉRMICO ... 161
8.8 MEDIDORES DE BIOGÁS ... 163
8.8.1 Medición de la presión del biogás ... 163
8.8.2 Medición de flujo de biogás ... 165
8.8.3 Medición de la composición del biogás ... 167
8.8.4 Medición de parámetros relevantes para la operación de una planta de aprovechamiento de biogás ... 168
8.9 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA DE BIOGÁS ... 169

9. SEGURIDAD EN EL MANEJO DE BIOGÁS ... 171
9.1 GASES PRESENTES EN EL BIOGÁS Y EN LAS PTAR ... 171

9.2 RIESGOS 172
9.2.1 Peligro de asfixia y acción tóxica de los componentes del biogás 172
9.2.2 Riesgo de explosión 173
9.3 SEGURIDAD CONTRA EXPLOSIÓN 175
9.3.1 Clasificación de zonas con riesgo de explosión 177
9.3.2 Clasificación de equipamiento e instrumentación para zonas con riesgo de explosión 178
9.3.3 Medidas de protección 179
9.3.4 Fuentes de ignición 180
9.3.5 Protección contra rayos 181
9.4 NORMATIVA DE SEGURIDAD 182
9.5 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS 182
9.6 SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD 183
9.7 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN PLANTAS DE BIOGÁS 186
9.7.1 Ventilación de salas y edificios donde se maneja y almacena biogás 187
9.7.2 Distancias de seguridad para instalaciones de biogás 187
9.7.3 Reactores herméticamente cerrados 188
9.7.4 Gasómetros 189
9.7.5 Tuberías de biogás 190
9.7.6 Registros de condensado 192
9.7.7 Unidad de desulfuración biológica 193
9.7.8 Unidad de cogeneración (CHP) 194
9.7.9 Caldera y quemador de biogás 195
9.8 INSPECCIONES 196
9.8.1 Inspecciones antes de la entrada en operación 196
9.8.2 Inspecciones periódicas 197
9.8.3 Inspecciones después de reparaciones 198
9.9 MONITOREO 198
9.9.1 Monitoreo de la composición del biogás 198
9.9.2 Monitoreo del aire en edificaciones y pozos de visita 199
9.9.3 Medición de gases combustibles 199
9.9.4 Medición del oxígeno 199
9.10 EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE RIESGOS 199
9.10.1 Matriz de prevención de riesgos 201

10. OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS PARA EL USO DE BIOGÁS EN MÉXICO 203
10.1 CONTEXTO 203
10.1.1 Compromisos de México 205
10.2 LA DIGESTIÓN ANAEROBIA COMO LA VÍA MÁS SUSTENTABLE 206
10.3 DESARROLLO DE LA NORMA DE USO DE BIOGÁS 208
10.4 GENERACIÓN DE LOS ESTÁNDARES DE COMPETENCIA RELACIONADOS CON EL BIOGÁS 208

REFERENCIAS GENERALES 210

DIAGRAMAS DE PROCESO 219

MARCO NORMATIVO 223
B.1 ENTIDADES REGULADORAS 223
B.1.1 SENER 223
B.1.2 SEMARNAT 223
B.2 COMPENDIO DE ACUERDOS, LEYES Y NORMAS 224
B.3 REQUERIMIENTOS DE NORMAS OFICIALES MEXICANAS RELACIONADAS CON EL TEMA 230
B.3.1 Contaminación atmosférica por fuentes fijas 230
B.3.2 Aprovechamiento y disposición final de lodos 232

ACRÓNIMOS Y SIGLAS 234

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 PTAR en México con capacidad potencial de generación de energía eléctrica. 18
Tabla 2.1 Principales características físicas y químicas del agua residual municipal en México. 24
Tabla 2.2 Aportación promedio de contaminantes por habitante o PL (g/hab/d). 25
Tabla 2.3 Origen y descripción de los lodos generados en el tratamiento de aguas residuales municipales. 26
Tabla 2.4 Tasas de producción y características típicas de lodos. 27
Tabla 2.5 Concentración de sales y metales inhibitorios de la digestión anaerobia. 36
Tabla 2.6 Sustancias inhibitorias de la digestión anaerobia. 37
Tabla 2.7 Efecto del nitrógeno amoniacal en la digestión anaerobia. 41
Tabla 2.8 Composición típica del biogás en reactores anaerobios (que tratan aguas residuales municipales) y digestores de lodo. 42
Tabla 2.9 Algunas características fisicoquímicas de diferentes tipos de gases. 43
Tabla 2.10 Características de diferentes tipos de gases. 44
Tabla 3.1 Eficiencia de Destrucción de material volátil en digestores anaerobios mesofílicos completamente mezclados. 67
Tabla 3.2 Características de funcionamiento de digestores termofílicos y mesofílicos. 68
Tabla 3.3 Indicadores de producción de energía en digestores de lodo primario y secundario a partir de la DQO aplicada. 70
Tabla 3.4 Producción de biogás conforme la modalidad de lodos activados. 71
Tabla 3.5 Requerimientos de mezclado en digestores. 74
Tabla 3.6 Propiedades y producción de biogás específica de sustratos relevantes. 77
Tabla 4.1 Influencia del modo de operación de los equipos de uso de biogás sobre el dimensionamiento de gasómetros. 82
Tabla 4.2 Comparación de gasómetros de baja presión. 96
Tabla 6.1 Requisitos de calidad del biogás según su uso (variable en consonancia con los requisitos de los fabricantes de las tecnologías de conversión energética. Los valores de la tabla son solo indicativos). 111
Tabla 6.2 Procesos de desulfurización. 132
Tabla 6.3 Indicación de la necesidad de remoción de compuestos en función del proceso de tratamiento. 133
Tabla 6.4 Comparación de las tecnologías en operación comercial para purificación de biogás. 134
Tabla 6.5 Especificación del Biometano (1) por la Resolución ANP n° 8 de 2015 en Brasil. 135
Tabla 7.1 Características de los secadores directos e indirectos. 139
Tabla 7.2 Comparación entre motores a gas de ciclo Otto y Diésel. 143
Tabla 7.3 Eficiencia eléctrica de diferentes tipos de máquinas de cogeneración. 145
Tabla 7.4 Eficiencia térmica de diferentes tipos de máquinas de cogeneración. 145
Tabla 7.5 Balance energético del ejemplo 7.1. 151
Tabla 8.1 Ventajas y desventajas de diferentes tecnologías de medición de flujo (volumen) de biogás. 165
Tabla 8.2 Parámetros que deben monitorearse en una planta de aprovechamiento de biogás. 168
Tabla 9.1 Peligrosidad de los gases presentes en el biogás y en una PTAR. 171
Tabla 9.2. Efectos del dióxido de carbono (CO_2). 172
Tabla 9.3 Efectos del sulfuro de hidrógeno (H_2S). 173
Tabla 9.4 Resultante de una mezcla gaseosa cuando se mide O_2, CH_4 y CO_2. 175
Tabla 9.8 Clasificación de inflamabilidad de materiales. 186
Tabla 9.10 Inspecciones antes de la entrada en operación. 197
Tabla 9.11 Inspecciones periódicas. 198
Tabla B.1 Marco teórico de la legislación. 225
Tabla B.2 Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada de la NOM y nuevos. 231
Tabla B.3 Método y frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento. 231
Tabla B.4 Límites máximos permisibles para metales pesados en biosólidos. 232
Tabla B.5 Límites máximos permisibles para patógenos y parásitos en lodos y biosólidos. 232
Tabla B.6 Aprovechamiento de biosólidos. 233

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización de las PTAR en México con posibilidades de generar energía a partir de biogás. 19
Figura 2.1 Procesos de conversión en la digestión anaerobia. 28
Figura 2.2 Balance de DQO en un proceso de digestión anaerobia. 31
Figura 2.3 Balance esquemático de DQO a lo largo del proceso de degradación anaerobia. 31
Figura 2.4 Influencia de la temperatura sobre las tasas relativas de crecimiento de arqueas metanogénicas 33
Figura 2.5 Distribución de especies de sulfuros en agua en función del pH. 38
Figura 2.6 Concentración de H_2S en el biogás a pH = 7.0 en función de la concentración de sulfatos a diferentes temperaturas cuando 100% de los sulfatos se reducen a H_2S. 39
Figura 2.7 Concentración de H_2S en el biogás a pH = 8.0 en función de la concentración de sulfatos a diferentes temperaturas cuando 100% de los sulfatos se reducen a H_2S. 40
Figura 2.8 Distribución de ión amonio y amoniaco en agua en función del pH. 41
Figura 3.1 Diagrama esquemático de un reactor UASB. 48
Figura 3.2 Foto del reactor UASB instalado en la PTAR de Metepec, Estado de México. 49
Figura 3.3 Representación esquemática de las rutas de conversión de DQO y de los flujos de metano en reactores UASB. 50
Figura 3.4 Curva típica de caudal de aguas residuales y de salida de biogás en función del tiempo, en la ausencia de eventos de lluvias, para reactores UASB alimentados con agua residual municipal. 51
Figura 3.5 Acumulación de arena y sólidos gruesos en la caja de distribución de efluente de los reactores UASB. 53
Figura 3.6 Remoción de residuos en la caja de distribución de efluente de los reactores UASB. 53
Figura 3.7 Desarenador aireado con retiro simultáneo de grasa. 54
Figura 3.8 Cajas de distribución de flujo afluente en un reactor UASB: En a) y b) se muestra una caja primaria; en c) y d) se presentan las cajas secundarias. 54
Figura 3.9 Dispositivo de remoción de espuma en la campana de biogás. 55
Figura 3.10 Diagrama del sistema de remoción de espuma probado en la PTAR Laboreaux. 56
Figura 3.11 Rampas de remoción de espuma con ajuste de nivel instaladas en la PTAR Jacuípe II. Vistas a) superior y b) interna del reactor. 57
Figura 3.12 Capa de espuma espesa y sólida en los separadores trifásicos. 57
Figura 3.13 Obstrucción de la tubería de recolección de biogás debido a la presencia de espuma. 57
Figura 3.14 Separador trifásico roto debido a la obstrucción de la tubería de salida del biogás causada por la espuma. 58
Figura 3.15 Corte isométrico: Sistema de alimentación y recolección de biogás en un reactor UASB 59
Figura 3.16 Sistema de separación trifásico con descarga lateral de biogás hacia una cámara de recolección de éste. 59
Figura 3.17 Procedimiento de verificación de la hermeticidad del reactor UASB a partir de la inyección de aire. 60
Figura 3.18 Cámara de gas de un reactor UASB impermeabilizada con Polibrid. 61
Figura 3.19 a) Pared interna del reactor UASB con señal de corrosión en la interfase líquido-aire. b) Parte superior de la canaleta de cemento del efluente tratado del reactor UASB comprometida por la corrosión. 61
Figura 3.19 a) Canaleta de cemento sin impermeabilización, después de corrosión. b) Canaleta de cemento recuperada e impermeabilizada. 62
Figura 3.21 Canaleta sin impermeabilización, después de corrosión. 62
Figura 3.22 Procedimiento manual de eliminación de obstrucción de las tuberías de entrada de aguas residuales sanitarias de un reactor UASB. 64
Figura 3.23 Geometría típica de digestores anaerobios: a) Cilíndrica americana con pendiente en el fondo, b) Diseño alemán convencional, (c) Forma ovoide. 66
Figura 3.24 Fotos de digestores de lodo: a) forma ovoide en la PTAR Wassmansdorf - Alemania; b) PTAR Neckarsulm – Alemania; c) SAPAL (PTAR León, México); d) CIAPACOV (PTAR Paso Limón, Colima, México). 67
Figura 3.25 Balance de masa y energía en digestor anaerobio. 69
Figura 3.26 Sistemas de mezclado utilizados en digestores anaerobios de alta tasa. 74
Figura 3.27 Captación de gas en la tapa del digestor con trampa de sedimentos y humedad. 75
Figura 4.1 Instalación de un gasómetro en línea. 79
Figura 4.2 Patrón de producción de biogás con alimentación (semi)continua. 80
Figura 4.3 Patrón de producción de biogás con alimentación única de lodo bruto. 81
Figura 4.4 Patrón de producción de biogás con dos alimentaciones de lodo. 81

Figura 4.5 Gasómetro con membrana y peso muerto/ lastre....84
Figura 4.7 Gasómetro con tubos inflables (con lastre)....84
Figura 4.6 Depósito de biogás no presurizado....84
Figura 4.8 Tanque de biogás con membrana doble sometida a aire comprimido....84
Figura 4.9 Gasómetro a) de doble membrana de la PTAR de San Pedro Mártir, Querétaro; b) de tubos inflables de la PTAR industrial Carl Macher, Alemania; c) y d) con membrana y lastre de la PTAR Taunusstein, Alemania; e) y f) de membrana en PTAR de Casa Cuervo, México y lastre con cilindro telescópico en PTAR CCM Tecate, México....85
Figura 4.10 Configuración de un gasómetro de doble membrana....87
Figura 4.11 Funcionamiento de la membrana externa en un gasómetro de doble membrana....88
Figura 4.12 Funcionamiento de la membrana interna en un gasómetro de doble membrana....89
Figura 4.13 Transmisor de presión en un gasómetro de doble membrana....90
Figura 4.14 Perfil de presiones de en una PTAR, desde donde se genera hasta donde se utiliza....90
Figura 4.15 Colocación de la membrana de fondo y boquillas de entrada y salida de biogás en un gasómetro de doble membrana....91
Figura 4.16 Funcionamiento de la guarda hidráulica en un gasómetro de doble membrana....92
Figura 4.17 Válvula de alivio (guarda hidráulica) en un gasómetro de doble membrana....92
Figura 4.18 Mirilla de visualización de nivel de fluido en una guarda hidráulica....93
Figura 4.19 Ventiladores axiales para suministro de aire a gasómetro de doble membrana, incluida la válvula de retención....93
Figura 4.20 Indicador de atmósfera explosiva en gasómetro....94
Figura 4.21 Gasómetro integrado a digestor....95
Figura 4.22 Gasómetro integrado a digestor. a) Digestor de la PTAR en Acapatzingo, Morelos, México y b) Digestor en la PTAR Kettering, Inglaterra....95
Figura 5.1 Tipos de quemadores: a) Cerrado, b) semicerrado o híbrido, c) abierto....100
Figura 5.2 Foto de quemadores: a) y b) cerrado; c) y d) semi-cerrado; e) y f) abierto....101
Figura 5.3 Temperatura de flama para mezcla CH_4/CO_2 en el biogás para diferentes condiciones de aire en exceso....102
Figura 5.4 Sistema de ignición y monitoreo de quemador (arriba, izquierda) con venturis para regular la mezcla aire/gas en línea de gas piloto (arriba) y línea de gas para frente de flama (abajo)....103
Figura 5.5 Sistema de ignición basado en transformador y bujía....104
Figura 5.6 Sistema de monitoreo basado en a) termopar y b) encendido directo por electrodos de alto voltaje....105
Figura 5.7 Tablero de ignición construido con gabinete a prueba de explosión NEMA 7....106
Figura 5.8 Quemadores de bajo costo con deficiencias constructivas y de seguridad....106
Figura 6.1 Necesidad de tratamiento del biogás según el uso final....110
Figura 6.2 Tecnologías para la eliminación de sulfuro de hidrógeno....114
Figura 6.3 Montaje de gasómetro con biodesulfuración incorporada – PTAR Jacuípe II – Bahía....115
Figura 6.4 Desulfurización con filtros de carbón activado....118
Figura 6.5 Biodesulfuración en biopercolador – PTAR de Augsburg, Alemania....119
Figura 6.6 Diferencias entre a) biofiltro, b) biofiltro percolador y c) biolavador....119
Figura 6.7 Proceso Thiopaq™....120
Figura 6.8 Proceso mexicano para desulfurización de biogás, Planta CCU, Santiago de Chile....122
Figura 6.9 Métodos de tratamiento del biogás para la remoción de CO_2....124
Figura 6.10 Diagrama de procesos: adsorción con modulación de presión (PSA) con cuatro unidades de adsorción....125
Figura 6.11 Diagrama de procesos: lavado con agua presurizada y regeneración....126
Figura 6.12 Diagrama de absorción física con solventes orgánicos....127
Figura 6.13 Diagrama de absorción química con solventes orgánicos....128
Figura 6.14 Impurezas removidas por la membrana....129
Figura 6.15 Remoción de siloxanos por carbón activado – PTAR de Augsburg, Alemania....131
Figura 7.1 Uso del biogás....137
Figura 7.2 Caldera de tubos de agua operada con biogás....138
Figura 7.3 Tren de gas natural y tren de biogás en caldera con quemadores duales....138
Figura 7.4 Esquema de la transferencia de calor de secadores a) directos y b) indirectos....140
Figura 7.5 Eficiencia eléctrica típica de unidades CHP a biogás....142
Figura 7.6 Máquinas de cogeneración por combustión interna de ciclo Otto instaladas en la PTAR de León, Guanajuato, México....144
Figura 7.7 Diagrama del funcionamiento de una turbina a gas....144
Figura 7.8 Diagrama de selección del tipo de accionador primario que utiliza biogás....148
Figura 7.9 Diagrama del funcionamiento de un sistema CHP con base en un motor de combustión interna....149
Figura 8.1 Arreglo general de accesorios en la línea de biogás....154

Figura 8.2 Junta de expansión (izquierda) y válvula de bola para mantenimiento de la línea de biogás. 156
Figura 8.3 a) Diagrama esquemático de un filtro de grava o de cerámica para remoción simultánea de sedimentos y de condensados y b) Foto de filtro de grava 157
Figura 8.4 Corte esquemático del interior de una trampa de sedimentos y humedad. 158
Figura 8.5 Trampas a) de sedimentos de 10 galones en acero inoxidable (para sitios donde el gas es muy húmedo) y b) de sedimentos de 6 galones en acero al carbón recubierto interiormente (para sitios con baja humedad). 158
Figura 8.6 a) Corte esquemático de un arreglo de válvula de alivio de presión/rompedora de vacío y (b) Arreglo de válvula de alivio de presión/rompedora de vacío acoplado a arrestaflama vertical. 159
Figura 8.7 Sello hidráulico como regulador hidráulico de sobrepresión y vacío. 160
Figura 8.8 Arreglo de válvula reguladora de presión y arrestaflama horizontal. 161
Figura 8.9 Corte esquemático de un arrestaflama vertical. 162
Figura 8.10 Arreglo de arrestaflama horizontal y válvula cortallama de operación térmica. 162
Figura 8.11 Interior de un arrestaflama horizontal totalmente ocluido con depósitos de sales de calcio. 163
Figura 8.12 Manómetro de medición de presión de biogás tipo Bourdon con dial. 164
Figura 8.13 Manómetro de medición de presión de biogás tipo columna. 164
Figura 8.14 Medidores de salida de biogás: a) y b) tipo Vórtex; c) y d) tipo másico por dispersión térmica, e) y f) Ultrasónico. 166
Figura 8.15 Medidor de composición de biogás. 167
Figura 8.16 Estación de medición multiparamétrica del medio ambiente. 167
Figura 9.1 Diagrama ternario del intervalo explosivo de mezclas de metano/ aire/dióxido de carbono y mezclas de metano/aire/nitrógeno. 174
Figura 9.2 Planta de biogás en Alemania después de una explosión. 176
Figura 9.3 Zonas de riesgo de explosión propuestas para un gasómetro. 177
Figura 9.4 Zonas de riesgo de explosión propuestas para un digestor anaerobio. 178
Figura 9.5 Clasificación de la explosividad del biogás según normas europea y estadounidense. 179
Figura 9.6 Protección constructiva para gasómetros de doble membrana. 180
Figura 9.7 Instalación eléctrica a prueba de explosión. 181
Figura 9.8 Ejemplo de protección contra descargas atmosféricas para un gasómetro. 181
Figura 9.9 Análisis de riesgos. 200
Figura 9.10 Matriz de riesgos para una instalación de biogás. 201
Figura 10.1 Gases de efecto invernadero. 204
Figura 10.2 Contribución de México a las emisiones de CO_2 en el año 2012. 205
Figura 10.3 Compromiso de México para reducción de los GEI. 205
Figura 10.4 Efecto de distintas operaciones unitarias en el cambio climático. 206
Figura 10.5 Comparación de escenarios con fines de emisión de GEI en PTAR en México. 208

1 INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO

El uso de biogás está ampliamente documentado en la bibliografía especializada. La conversión de su energía química en energía eléctrica, térmica, o en ambas permite aprovecharlo, por ejemplo, para generar electricidad de autoconsumo en una planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR), para calentar un digestor de lodos a fin de elevar la eficiencia del proceso de digestión anaerobia y/o para secar y reducir el volumen de los lodos digeridos antes de su disposición final. Además, el biogás puede emplearse como combustible vehicular, industrial o residencial.

Por ello, la recuperación de energía a partir del biogás es muy común en países como Alemania, Inglaterra y Estados Unidos, aun cuando sus condiciones climáticas son, en general, poco favorables para la digestión anaerobia. Sin embargo, en México y el resto de los países de Latinoamérica la mayor parte de las PTAR no utilizan procesos anaerobios, y donde sí lo hacen no se aprovecha el biogás generado, con lo que se desperdicia su potencial energético, lo mismo que los beneficios económicos, sociales y ambientales que ello implica.

Concretamente, en México los recientes diagnósticos elaborados por la UNAM y el IPN para la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), con base en la capacidad nominal de las PTAR, identificaron 27 grandes instalaciones en las que hoy en día se genera o podría generarse biogás con potencial de uso como fuente energética, aunque en sólo nueve de ellas se le da una aplicación específica (II-UNAM, 2013) y (CIEEMAD-IPN, 2013).

Con los datos de capacidad nominal de esas PTAR se determinó su capacidad potencial de generación de energía eléctrica utilizando el modelo denominado Biogas Wastewater Assessment Technology Tool (BioWATT), del Global Methane Initiative, en su versión 1-0 (GMI, 2015). Los resultados se muestran en la **tabla 1.1**

TABLA 1.1 PTAR EN MÉXICO CON CAPACIDAD POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

No	Estado	PTAR	Flujo de diseño	Masa DBO influente	Producción de biogás	Producción de energía eléctrica	Capacidad del generador
			L/s	ton/d	m3N/d	kWh/d	kW
1	AGUASCALIENTES	Aguascalientes	2 000	37.5	9 887	20 564	1 028
2	BAJA CALIFORNIA SUR	La Paz	450	8.4	2 326	4 838	242
3	CHIAPAS	Paso Limón	800	15.0	4 652	9 675	484
4	CHIHUAHUA	Chihuahua Norte	1 200	22.5	6 202	12 900	645
5	CHIHUAHUA	Chihuahua Sur	1 800	33.7	9 303	19 350	968
6	CHIHUAHUA	Ciudad Juárez Sur	2 000	37.5	10 337	21 500	1 075
7	COAHUILA	Saltillo	1 200	22.5	5 932	12 338	617
8	COLIMA	Villa de Álvarez	1 200	22.5	6 202	12,900	430
9	GUANAJUATO	León	1 500	62.2	17 148	37 669	1 783
10	GUANAJUATO	Metropolitana La Purísima	250	5.6	1 219	2 376	119
11	HIDALGO	Atotonilco	30 000	562.5	148 298	308 460	15 423
12	JALISCO	El Ahogado	2 250	42.2	11 629	24 188	1 209
13	JALISCO	Agua Prieta	8 500	159.4	42 018	87 397	4 370
14	EDO. DE MÉXICO	Lechería	400	7.5	2 067	4 300	215
15	EDO. DE MÉXICO	Toluca Norte	1 500	28.1	7 415	15 423	771
16	MORELOS	Acapatzingo	750	10.4	1 929	4 013	201
17	NUEVO LEON	Norte	3 000	28.0	15 505	32 250	1 613
18	NUEVO LEON	Dulces Nombres	5 000	151.2	41 680	86 695	4 335
19	QUERETARO	San Pedro Mártir	750	14.1	3 876	8 063	403
20	SAN LUIS POTOSI	Tanque Tenorio	1 050	19.7	5 190	10,796	417
21	SINALOA	Culiacán Norte	1 700	31.9	8 404	17 479	674
22	SONORA	Hermosillo	2 500	46.9	12 921	26 875	1 344
23	TAMAULIPAS	Tierra Negra	1 200	22.5	6 202	12 900	645
24	TAMAULIPAS	Reynosa II	250	4.7	1 292	2 688	134
25	TAMAULIPAS	PTAR Morelos	300	5.6	1 483	3 085	154
26	VERACRUZ	Ixtaczoquitlán	775	67.0	14 350	28 334	1 417
27	VERACRUZ	Xalapa	750	14.1	3 876	8 063	403

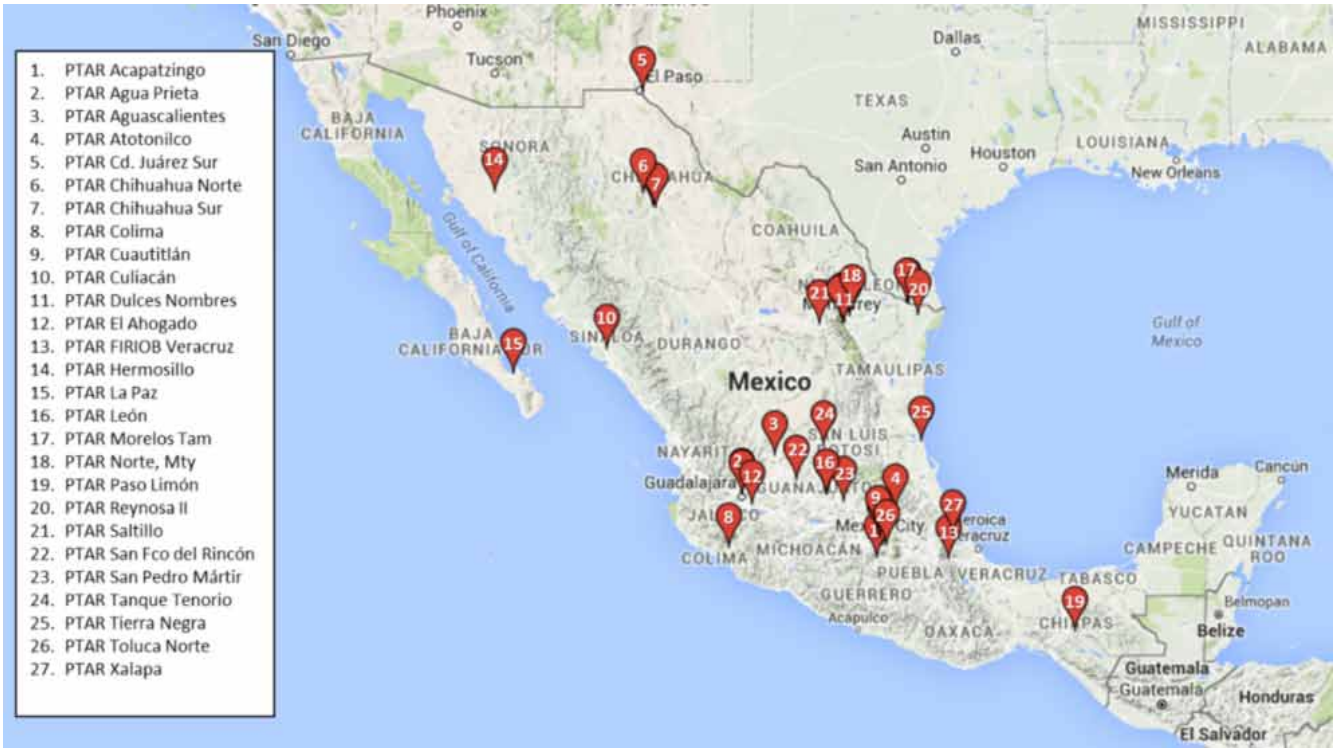
Fuente: Elaboración propia.

Los cálculos se realizaron con los datos de concentración promedio de la Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) influente de esas PTAR, tomando en cuenta una destrucción promedio de sólidos suspendidos volátiles (SSV) de 55% en el lodo primario y de 35% de SSV en el lodo secundario en la etapa de digestión anaerobia, un contenido de metano de 65% en el biogás generado y una eficiencia de conversión de biogás en energía eléctrica en la máquina de generación de 32%.

En Brasil, estudios recientes de factibilidad económica para la producción de energía eléctrica han demostrado una viabilidad a partir de 100,000 habitantes o 5 tonDBO/d. Como se observa en la **tabla 1.1**, hay muchos casos que demuestran conformidad con esta observación, aunque en última instancia esto depende de forma importante de la concentración de materia orgánica real que ingresa en la PTAR, del flujo promedio tratado y de la eficiencia con que se opere la sección de digestión de lodos de la planta.

En la **figura 1.1** se muestra la ubicación geográfica de las PTAR que los estudios mencionados han identificado como candidatas potenciales para usar biogás a fin de generar energía, o que ya lo están haciendo en la actualidad.

FIGURA 1.1 LOCALIZACIÓN DE LAS PTAR EN MÉXICO CON POSIBILIDADES DE GENERAR ENERGÍA A PARTIR DE BIOGÁS.



Fuente: CIEEMAD-IPN, (2013), II-UNAM (2013).

Salvo contadas excepciones, en la República Mexicana hoy en día es raro el aprovechamiento del biogás en una PTAR, aunque hay un mercado incipiente con espacios vacíos en las normas nacionales y una carencia de guías prácticas de manejo y uso del biogás adaptadas a las necesidades del país.

Por ello, se considera que la presente guía, aplicada al contexto nacional, resultará particularmente útil como referencia técnica en las PTAR de tipo municipal con capacidad superior a los 300 L/s en términos de flujo volumétrico, o bien, 7.5 tonDBO/d en términos de flujo másico influente, que es donde los diagnósticos señalados y los cálculos realizados con el modelo BIOWATT apuntan como con potencial de generación de biogás con factibilidad técnico-económica para producción de energía.

1.2 ESTRUCTURA GENERAL DE LA GUÍA

Esta guía, cuyo objetivo primordial es establecer los fundamentos técnicos del aprovechamiento del biogás para generar energía en una PTAR, consta de diez capítulos, que comprenden el origen del biogás y sus características, los procesos anaerobios de tratamiento de agua residual y lodo, la descripción del equipamiento típico de una planta de biogás y los potenciales usos de éste en las PTAR.

Los capítulos 2 y 3 están dedicados, por una parte, a contextualizar el tema del biogás en el sector de saneamiento y, por otra, a explicar los fundamentos de la digestión anaerobia y a brindar algunas recomendaciones prácticas generales en cuanto al diseño y la operación de reactores y digestores anaerobios para producción de biogás en una PTAR.

Los capítulos 4 y 5 abordan aspectos técnicos referentes a los sistemas de almacenamiento y quemado de biogás. En el capítulo 6 se describen los diferentes métodos de acondicionamiento del biogás con fines de utilización, en tanto que en el 7 se presentan los usos potenciales del biogás en una PTAR y sus respectivos requisitos de calidad.

Los capítulos 8 y 9 describen los aspectos de seguridad y los criterios que han de considerarse para la conducción, el manejo y el monitoreo del biogás a fin de reducir al mínimo los riesgos derivados de manejar este gas de características inflamables y tóxicas.

Finalmente, en el capítulo 10 se discute sobre las oportunidades, los desafíos y las perspectivas del uso del biogás en las PTAR en México que muestran viabilidad para que emplearlo en la generación de energía eléctrica y térmica. En la fecha de publicación de esta guía no hay ninguna regulación nacional respecto al uso y manejo de biogás, por lo que en este capítulo se indican, a modo de referencia, las normas mexicanas con cierta relación con el tema, así como algunas recomendaciones internacionales.

Se busca que, al final, la guía permita optimizar la producción y el aprovechamiento del biogás en una PTAR, lo que se traduciría en beneficios económicos, mejor posicionamiento de los organismos operadores que aprovechen el biogás y mayor cuidado del ambiente por medio de la reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DEL BIOGÁS 2

2.1 INTRODUCCIÓN

La digestión anaerobia, el proceso de degradación biológica de la materia orgánica en condiciones de ausencia de oxígeno, tiene como subproducto principal el biogás. En una PTAR, el sustrato para la producción del biogás es la materia orgánica contenida en el agua residual y en el lodo de purga.

A continuación se describen las características que deben tener el agua residual y el lodo para ser aprovechados como insumos para la producción de biogás.

> Aunque la motivación principal del uso de una tecnología anaerobia es el tratamiento del agua residual, la digestión del lodo, o ambos, con fines de autosustentabilidad es muy recomendable considerar desde la fase inicial del proyecto la optimización del proceso orientada a la maximización de la generación de biogás.

2.2 AGUA RESIDUAL Y LODO COMO SUSTRATOS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

2.2.1 Caracterización del agua residual municipal

El agua residual municipal está compuesta volumétricamente en un 99.8% por agua. El 0.2% restante son sólidos suspendidos y sólidos disueltos, formados por compuestos orgánicos, nutrientes, microorganismos y sólidos inertes. Los volúmenes, composiciones específicas y concentraciones de los distintos compuestos, sustratos, materiales, etcétera presentes en el agua residual dependen de la disponibilidad de agua potable, del nivel socioeconómico de la población, de las infiltraciones de agua de lluvia en la red de alcantarillado y de las actividades desarrolladas (incluidas las industriales) en la zona donde se recolectó el agua residual (Von Sperling, 2005).

En México, la conducción del agua residual se realiza por medio de colectores mixtos que también captan agua de lluvia, por lo que la composición del agua residual cruda puede variar considerablemente según la región geográfica donde se localiza la PTAR y, sobre todo, la estación de año, con diferencias notables entre el periodo de lluvias y el de estiaje.

Hoy en dìa, tener una composición típica se considera una tarea difícil, por lo que a manera de referencia en la **tabla 2.1** se resumen las principales características físicas y químicas del agua residual municipal en función del tamaño de la población generadora (SEMARNAT y CONAGUA, 2015b).

TABLA 2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL AGUA RESIDUAL MUNICIPAL EN MÉXICO.

PARÁMETRO			POBLACIÓN (habitantes)		
(en mg/L, excepto donde se indique otro)	2 500 a 10 000	10 000 a 20 000	20 000 a 50 000	50 000 a 100 000	Promedio
FÍSICOS:					
pH (unidades)	7.4	6.9	6.9	7.3	7.1
Temperatura (°C)	25	20	23	22	23
MATERIA ORGÁNICA:					
DBO	264	299	254	301	280
DQO	698	719	609	430	614
Grasas y aceites	56	44	65	96	65
N-NH4	24	28	14	12	20
N-orgánico	18	23	23	9	18
N-total	37	44	30	24	34
Fosfatos totales	20	24	16	29	22
SAAM	14	11	17	17	15
SÓLIDOS:					
Sedimentables (mL/L)	9	5	8	3	6
Totales	1 552	1 141	1 391	932	1 254
Suspendidos totales	286	309	233	167	249
Disueltos totales	1 266	832	1 158	765	1 005
Totales volátiles	737	871	449	349	602
Suspendidos volátiles	223	192	151	139	176
Disueltos volátiles	514	379	298	210	350
Totales fijos	815	570	942	583	728
Suspendidos fijos	116	145	183	58	126
Disueltos fijos	699	425	759	525	602

Fuente: SEMARNAT y CONAGUA (2015b)

Por su parte, en la **tabla 2.2** se indican las aportaciones per cápita de contaminantes presentes en el agua residual municipal típicas de México.

TABLA 2.2 APORTACIÓN PROMEDIO DE CONTAMINANTES POR HABITANTE O PL (G/HAB/D).

PARÁMETRO	APORTACIÓN
DBO	54
DQO	110
N-total	8
Fosfatos totales	4.6
Sólidos totales	243
Suspendidos totales	52
Disueltos totales	191
Totales volátiles	95
Suspendidos volátiles	36
Disueltos volátiles	59
Totales fijos	148
Suspendidos fijos	16
Disueltos fijos	132

Fuente: SEMARNAT y CONAGUA (2015b)

Es importante señalar que la contribución per cápita o PL (*Person Load*) se basa en aportes promedio y varía de un país a otro. Tal variación puede deberse a factores socioeconómicos, estilo de vida de la población y tipo de instalación sanitaria casera, entre otros.

Este indicador, PL, no debe ser confundido con el denominado población equivalente (PE, *Population Equivalent*), el cual puede expresarse en volumen de agua residual o en términos de concentración de DBO que aporta una persona. Las dos definiciones mundialmente reconocidas son las siguientes (Henze *et al.*, 2008):

- 1 PE = 0.2 m^3/d
- 1 PE = 60 gDBO/d

No obstante, para el caso de México el valor recomendado es el siguiente (IPCC, 2006):

- 1 PE = 40 gDBO/d

> Con fines de diseño o estimación de proyecto, el usuario deberá utilizar una caracterización del agua residual completa y específica de su caso.

Además de los parámetros señalados en la **tabla 2.1**, la presencia de sulfatos (SO_4) en el agua residual también tiene un efecto importante para la digestión anaerobia debido a la producción de sulfuro de hidrógeno (H_2S) a partir de la reducción del sulfato dentro del ambiente anaerobio. Si bien la concentración de sulfatos en el agua residual varía ampliamente, en general se halla entre 20 y 100 mg/L (Singh y Viraraghavan 1998 *apud.* Glória, 2009; Metcalf & Eddy, 2003).

Cuando la digestión anaerobia del agua residual municipal ocurre en un reactor de flujo ascendente del tipo UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), el biogás también se genera como subproducto. Su producción depende principalmente de los siguientes factores:

- Concentración y composición de la materia orgánica presente en el agua residual
- Temperatura del proceso
- Características del reactor

En condiciones de operación estables, el reactor tipo UASB puede eliminar entre 60 y 70% de la DQO presente en el agua residual municipal y la máxima producción específica teórica de gas metano (CH_4) es de 0.35 m^3CH_4/kg $DQO_{removida}$. Sin embargo, en estudios recientes llevados a cabo en Brasil a escala real se ha demostrado que, en la práctica, los valores no son mayores a 0.15 m^3CH_4/kg $DQO_{removida}$ debido a deficiencias en la construcción y hermeticidad de los reactores y pérdidas de gas disuelto en el agua, tema sobre el que se abundará en el capítulo 3.

2.2.2 Caracterización del lodo residual de PTAR municipales

Para que pueda emplearse como sustrato en la digestión anaerobia, el lodo residual municipal debe presentar elevadas concentraciones de materia orgánica biodegradable. Esto se aplica sobre todo a los lodos generados en los clarificadores primarios y a los lodos secundarios producidos en el tratamiento biológico aerobio. Los lodos secundarios están compuestos predominantemente por biomasa; es decir, células bacterianas que crecieron como resultado del proceso de conversión biológica. En la **tabla 2.3** se describe la idoneidad de los lodos formados en la PTAR como sustrato para la digestión anaerobia, mientras que en la **tabla 2.4** se presentan valores típicos de producción de lodos según el proceso u operación unitaria que los genera en la PTAR.

TABLA 2.3 ORIGEN Y DESCRIPCIÓN DE LOS LODOS GENERADOS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES.

TIPO DEL LODO	ETAPA DEL TRATAMIENTO	IDONEIDAD PARA LA DIGESTIÓN DEL LODO
Lodo primario no estabilizado biológicamente	Agua residual con permanencia de 1 a 2 horas en el sedimentador primario o trampa de grasas y tanque con limpieza frecuente (días)	Los compuestos orgánicos presentes en el lodo primario tienen alto valor energético, sustrato ideal para la digestión anaerobia
Lodo secundario (biomasa) no estabilizado biológicamente	Lodo activado del tipo convencional	En los lodos generados (biomasa) en el tratamiento con alta carga (bajo tiempo de retención de sólidos), los compuestos orgánicos absorbidos aún no están digeridos, por lo que presentan alto valor energético para la digestión anaerobia
	Biofiltro aerobio de alta carga	
Lodo estabilizado biológicamente	Tanque séptico, Tanque Imhoff, reactor UASB, reactor anaerobio con mamparas, entre otros	**Estabilización anaerobia:** El tiempo de permanencia en condiciones anaerobias es suficiente para lograr la digestión de los compuestos orgánicos.
	Lodos activados en aireación extendida, reactores de baja carga y lagunas de estabilización	**Estabilización aerobia**: La biomasa generada está mineralizada debido a la baja carga orgánica. Estos lodos no son aptos como sustratos para la digestión.

Fuente: Adaptado de Andreoli et al.(2010); Norma alemana DWA-M 363 (2010).

Los lodos están caracterizados por los parámetros sólidos totales (ST) y sólidos suspendidos totales (SST), que resultan de la conversión de la DQO del agua residual en lodo (**tabla 2.4**). El contenido de materia orgánica del lodo está caracterizado por los parámetros sólidos totales volátiles (STV) y sólidos suspendidos volátiles (SSV). Los lodos que serán digeridos tienen una relación típica entre 75 y 80% STV/ST y los lodos digeridos tienen entre 60 y 65% STV/ST (Andreoli, Von Sperling and Fernandes, 2010), con el espesamiento previo del lodo, un requisito importante para el dimensionamiento del digestor.

En condiciones controladas, el digestor anaerobio reduce alrededor de 50% de SV del lodo (si se supone una mezcla de lodo primario y secundario sin estabilización previa). La producción específica de metano se sitúa entre 0.72 y 1.12Nm^3CH_4/kg $SV_{destruido}$ (Metcalf & Eddy, 2013).

TABLA 2.4 TASAS DE PRODUCCIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE LODOS.

ORIGEN DEL SISTEMA	RELACIÓN STV/ST	kg SST/kg DQO APLICADA	%SST LODO ESPESADO
Lodo primario – clarificador primario	0.75-0.80	0.35-0.45	4-8
Lodo de purga – Lodos activados convencionales	0.70-0.80	0.50-0.55	2-6
Lodo de purga – Lodos activados en aireación extendida	0.55-0.65	0.25-0.35	2-6

Fuente: Adaptado de Andreoli et al.(2010).

2.3 FUNDAMENTOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA

La digestión anaerobia puede considerarse un ecosistema en el que diversos consorcios de microorganismos pertenecientes al dominio de las arqueobacterias trabajan interactivamente en la conversión y degradación de la materia orgánica compleja hasta obtener metano, dióxido de carbono, agua, sulfuro de hidrógeno y amoniaco. Conforme proceden estas reacciones los microorganismos recuperan la energía para su propio crecimiento, con la consecuente formación de lodo anaerobio. En la **figura 2.1** se observan las seis etapas generales del proceso de digestión anaerobia (Gujer y Zehnder, 1964, citado en (SEMARNAT y CONAGUA, 2015c)):

1. Hidrólisis de biopolímeros (proteínas, carbohidratos y lípidos).

2. Fermentación de aminoácidos y azúcares.

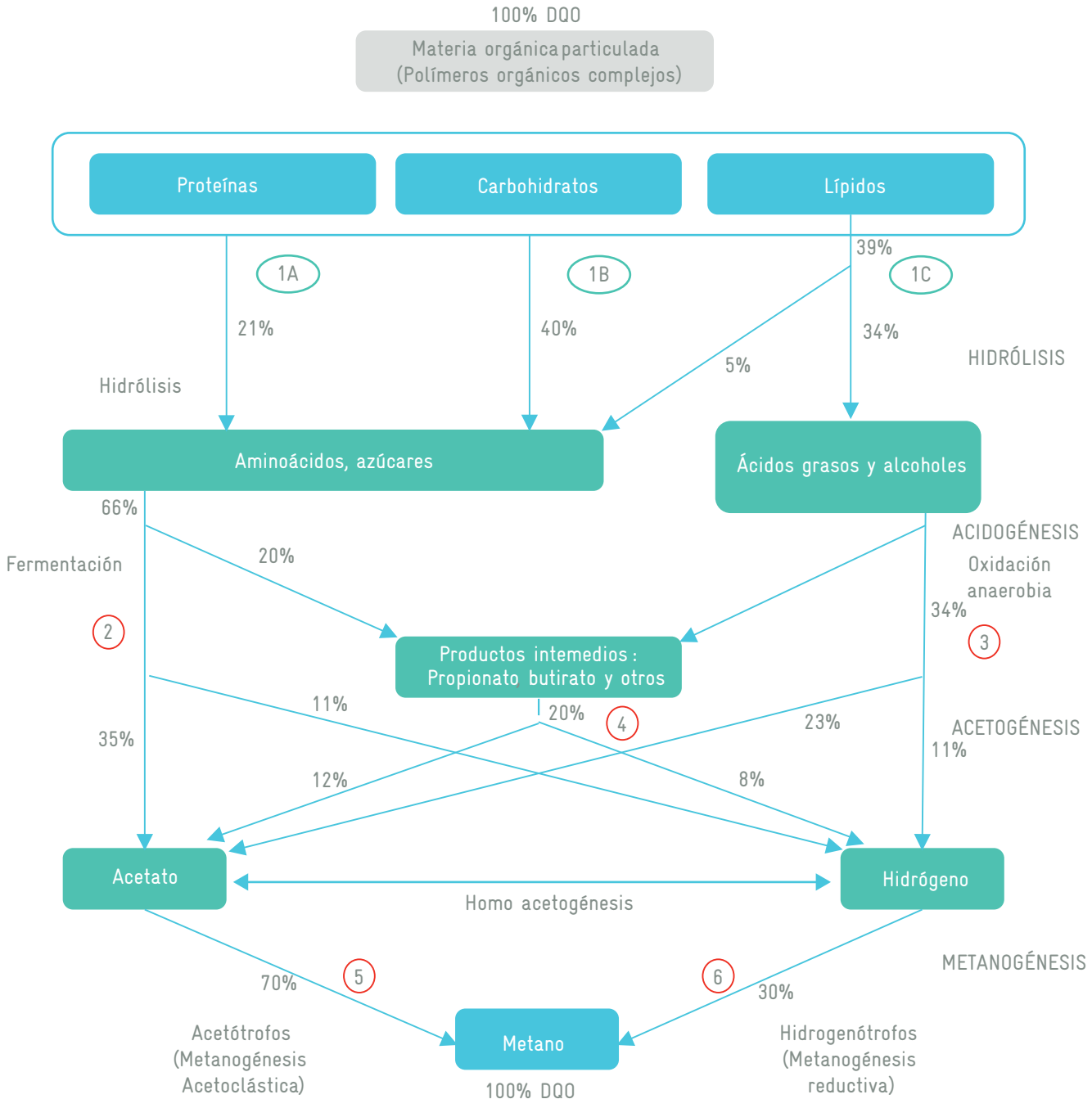
3. Oxidación β-anaerobia de ácidos grasos de cadena larga y alcoholes.

4. Oxidación anaerobia de productos intermedios como ácidos volátiles (excepto acetato).

5. Conversión de acetato en metano.

6. Conversión de hidrógeno en metano.

FIGURA 2.1 PROCESOS DE CONVERSIÓN EN LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.



Fuente: Adaptado de Gujer y Zender, 1983, en SEMARNAT y CONAGUA (2015c)

La conversión de sustrato en biogás ocurre con la participación de tres grupos principales de microorganismos: (i) bacterias fermentativas acidogénicas; (ii) bacterias sintróficas acetogénicas; y (iii) arqueobacterias metanogénicas.

Además, ante la presencia de sulfatos proliferará un grupo adicional de arqueobacterias sulfatorreductoras, las cuales compiten por el sustrato con las bacterias metanogénicas, por lo que disminuye la producción de metano.

2.3.1 Hidrólisis y acidogénesis

En la primera fase ocurre la hidrólisis de la materia orgánica, en la cual las bacterias liberan enzimas que convierten los carbohidratos complejos en monómeros y azúcares; las proteínas en aminoácidos, y los lípidos (grasas) en ácidos grasos. En paralelo, estas mismas bacterias fermentan la materia orgánica hidrolizada, mediante la acidogénesis de los productos obtenidos y con esto forman moléculas más pequeñas.

De manera natural, las bacterias fermentativas están presentes en gran cantidad y son las primeras en actuar en la etapa secuencial de la degradación del sustrato. En consecuencia, pueden beneficiarse energéticamente en un mayor grado que los microorganismos en las etapas siguientes. El proceso de acidificación puede comenzar incluso desde la red de alcantarillado o cuando el lodo con alto contenido de materia orgánica permanece cierto tiempo en condiciones anaerobias.

> La etapa de acidogénesis limita el proceso anaerobio cuando los sustratos no son fácilmente hidrolizables; por ejemplo, aquellos con alto contenido de celulosa, pectina, proteínas complejas, lípidos o grasas y lodo estabilizado previamente

2.3.2 Acetogénesis

Esa fase depende de la actividad de dos grupos de bacterias acetogénicas: los productores de hidrógeno, que convierten los compuestos orgánicos antes generados en acetato, con lo que se liberan hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2); y los consumidores de hidrógeno (**figura 2.1**), que producen acetato a partir de H_2 y CO_2.

La coexistencia de bacterias productoras y consumidoras de hidrógeno exige el mantenimiento de bajas concentraciones de este gas; la producción de acetato puede inhibirse por la misma acumulación del acetato (Chernicharo, 2007).

> Las bacterias acetogénicas, comparadas con otras de la cadena anaerobia, tienen una tasa de crecimiento mucho más baja y poco rendimiento celular. Su reproducción en digestores anaerobios en condiciones mesofílicas tarda más de cinco días (Bischofsberger *et al.*, 2005).

2.3.3 Metanogénesis

Durante la metanogénesis se consume el hidrógeno y el acetato producido. Este proceso puede ser inhibido por exceso de acidez. La disminución en la producción de metano (causada, por ejemplo, por la competencia con las bacterias sulfatorreductoras, sección 2.3.4) resulta en la acumulación de hidrógeno y probablemente también de acetato, con la consecuente inhibición de la acetogénesis.

Al final de la cadena de degradación anaerobia en los reactores ocurren dos fenómenos principales: primero, la producción del biogás -constituido principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), lo cual facilita la remoción del carbono de la fase líquida-; y segundo, el mantenimiento de una baja presión parcial de hidrógeno y acetato en esa fase líquida, lo que favorece la producción de los propios sustratos al mantener las condiciones de crecimiento de los microorganismos anaerobios, sumamente sensibles ante la presencia de agentes inhibidores.

> Hay una relación simbiótica entre los microorganismos metanogénicos y acetogénicos. Las arqueas metanogénicas tienen un crecimiento limitado y son extremadamente sensibles, por lo que pueden inhibirse con facilidad ante la presencia de oxígeno, compuestos tóxicos, sulfuros, ácidos orgánicos o desinfectantes. Deben mantenerse siempre en un pH neutro o ligeramente alcalino.

2.3.4 Sulfurogénesis

Este proceso tiene importancia cuando los sustratos, el agua residual y el lodo municipal contienen ciertas cantidades de sulfato (SO_4^{2-}), sulfito (SO_3^{2-}) u otros compuestos del azufre.

Los microorganismos sulfatorreductores (grupo diverso de bacterias y arqueobacterias) utilizan los compuestos azufrados, principalmente sulfato, para oxidar bioquímicamente compuestos orgánicos (ácidos orgánicos, azúcares, glicerol, etanol, aminoácidos y acetato), con lo que se producen los gases sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), o en el caso de una degradación incompleta, H_2S y compuestos orgánicos de menor complejidad.

Pero hay un problema: las bacterias sulfatorreductoras compiten por todos los compuestos orgánicos formados en la cadena (**figura 2.1**) y reducen la eficacia de generación de biogás. Además, el H_2S generado puede inhibir la reproducción de las arqueas metanogénicas.

> La sulfurogénesis es más eficiente en la eliminación de la DQO que la metanogénesis (Chernicharo, 2007), por lo que la producción de metano disminuye. Además, el sulfuro de hidrógeno liberado causa problemas de corrosión, malos olores y toxicidad en el medio ambiente del reactor.

En relación con la concentración de DQO total, los sustratos con baja concentración de compuestos azufrados respecto a la materia orgánica presente permiten que la digestión anaerobia se desarrolle de acuerdo con las etapas señaladas en la **figura 2.1**, sin una competencia significativa para la metanogénesis. Una relación de concentraciones usualmente recomendada es DQO:SO_4 > 8:1 (Subtil *et al.*, 2012).

2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE PROCESOS ANAEROBIOS

Los modelos de procesos anaerobios son herramientas de cálculo fundamentales para el diseño, ya que permiten estimar con gran precisión la eficiencia del tratamiento, así como el volumen y la concentración de biogás. A continuación se describe un modelo simple con base en el potencial de degradación del sustrato y el balance de masa en el proceso de digestión anaerobia.

2.4.1 Fraccionamiento de la DQO

La DQO se puede dividir en tres fracciones principales:

- Compuestos fácilmente biodegradables que entran directamente en la cadena de la digestión anaerobia
- Compuestos de difícil degradación, para lo cual los microorganismos necesitan un periodo de adaptación
- Compuestos orgánicos inertes o recalcitrantes que son imposibles de ser degradados biológicamente

2.4.2 Balance de DQO y potencial de degradación del sustrato

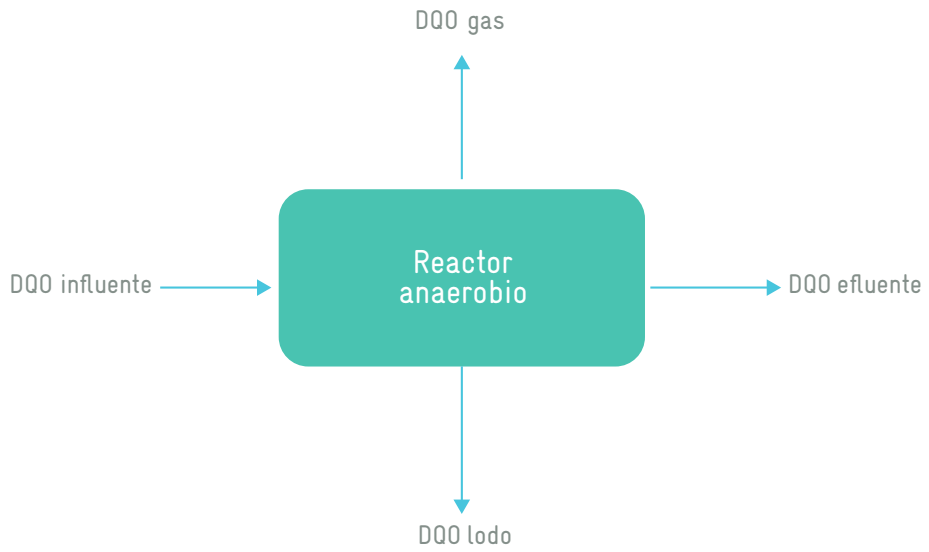
Los modelos de procesos biológicos están basados en el parámetro DQO, que equivale al oxígeno necesario para oxidar químicamente la materia orgánica. Su aplicación permite realizar el **balance de DQO** del sistema.

Para ello, es necesario que todos los parámetros usados estén expresados en su equivalente de DQO. Por ejemplo, la norma alemana ATV-A 131 recomienda usar una relación de 0.67 $gDQO_{biom}/gDQO_{remov}$ para estimar la cantidad de lodo generado en exceso en una PTAR de lodos activados (si se supone una edad de lodo de 16 días) utilizando como constante estequiométrica 1.45 $gDQO/gSSV_{lodo}$.

En sistemas anaerobios, la DQO influente en el sistema se convierte en los tres productos siguientes (**figura 2.2**):

- **Biogás:** específicamente el CH_4, que representa su contenido energético
- **Biomasa:** corresponde al crecimiento de los microorganismos que degradan la materia orgánica y forman el lodo anaerobio
- **DQO remanente en el efluente:** DQO no biodegradable anaeróbicamente, productos intermediarios (ácidos orgánicos), sulfuros que se oxidan en la prueba de la DQO y biomasa no retenida en el reactor.

FIGURA 2.2 BALANCE DE DQO EN UN PROCESO DE DIGESTIÓN ANAEROBIA.



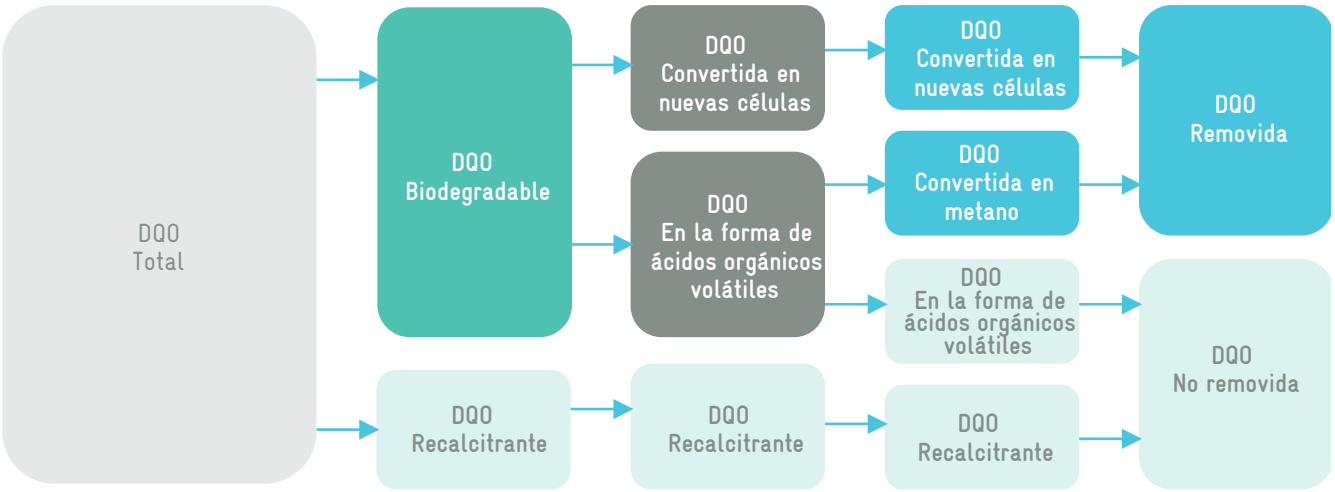
Fuente: Adaptado de Henze et al. (2008).

Al final del balance, la masa de DQO contenida en el agua residual es igual a la suma de la DQO convertida en metano, la DQO convertida en biomasa anaerobia y la DQO remanente en el efluente:

$$DQO_{inf} = DQO_{ef} + DQO_{biogas} + DQO_{biomasa}$$

En un proceso anaerobio, el balance de DQO se usa principalmente para calcular la generación específica de biogás del proceso. En el tratamiento anaerobio de agua residual municipal también se consideran posibles pérdidas de DQO (es decir, masa de DQO que falta en el balance) debido a diversos factores; por ejemplo, metano disuelto en el efluente (sección 3.1.2).

FIGURA 2.3 BALANCE ESQUEMÁTICO DE DQO A LO LARGO DEL PROCESO DE DEGRADACIÓN ANAEROBIA.



Fuente: Chernicharo (2007).

2.4.3 Tasa de crecimiento bacteriano de los procesos de la degradación anaerobia

La degradación biológica se basa en la recuperación de la energía bioquímica por los microorganismos degradadores, que crecen y forman nueva biomasa (lodo). Comparados con los procesos que ocurren en presencia de oxígeno, los procesos anaerobios recuperan poca energía, ya que el valor energético del sustrato disminuye a lo largo de la degradación, la cual no es total, como en el caso de los sistemas aerobios. El proceso anaerobio completo normalmente es gobernado (o limitado) por la metanogénesis.

La tasa de crecimiento de la biomasa anaerobia (*Y*) depende de varios factores; entre ellos, el tipo de microorganismo, el valor energético del sustrato y el decaimiento celular. Los azúcares, por ejemplo, resultan en una tasa de crecimiento *Y* igual a 0.12-0.15 $gSSV_{anaer}/gDQO_{remov}$, mientras que los sustratos ya acidificados presentan una *Y* menor, casi siempre entre 0.015 y 0.050 $gSSV_{anaer}/gDQO_{remov}$ (Lettinga, 1984, Lettinga, Hulshof Pol and Zeeman, 1996 *apud*. Chernicharo, 2007, Metcalf & Eddy, 2003).

La tasa máxima de crecimiento celular ($\mu_{máx}$) es el tiempo que una especie necesita para duplicarse, la cual depende principalmente de la naturaleza de cada especie y la concentración del sustrato. La tasa media de crecimiento o constante de velocidad media (*Ks*) con la que una bacteria crece sobre un sustrato es aquella en la que los microorganismos de que se trate llegan a la mitad de su crecimiento máximo.

Para cada microorganismo, el tiempo de retención celular teórico (*Øc*) es el tiempo mínimo de permanencia en el sistema necesario para multiplicarse una vez. El microorganismo que no permanezca al menos ese tiempo será lavado del sistema, lo que desembocará en el fallo del proceso. Debido a sus bajas tasas de crecimiento, las bacterias acetogénicas y las arqueas metanogénicas exigen elevados tiempos de retención celular. Así se define el tiempo de permanencia necesario de la biomasa asociada al sistema o tiempo de retención celular de diseño (TRC), el cual debe ser mayor o igual a *Øc*.

2.5 FACTORES QUE IINFLUYEN EN LA DIGESTIÓN ANAEROBIA

Además de sus capacidades cinéticas específicas, los microorganismos asociados a los reactores anaerobios son particularmente susceptibles a las condiciones ambientales y sus interacciones requieren que se mantenga un equilibrio delicado en el sistema. En seguida se señalan las principales influencias y los requisitos que han de cumplirse en caso de problemas identificados.

2.5.1 Temperatura del proceso anaerobio

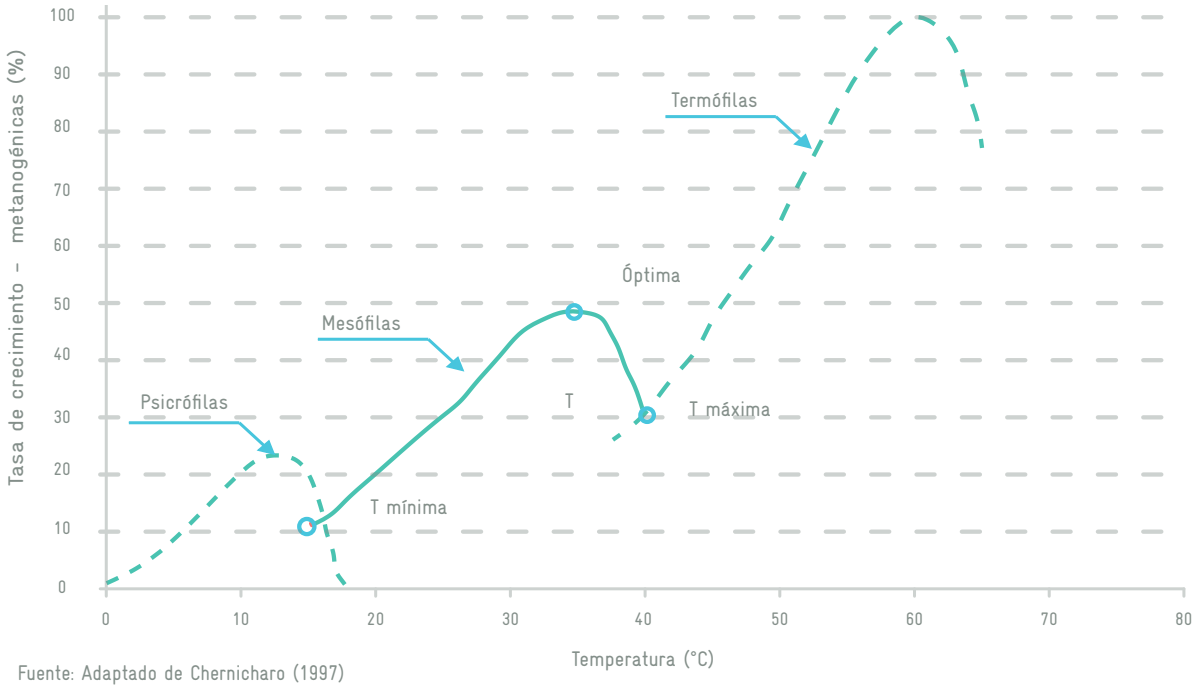
De los factores físicos que afectan la velocidad de reacciones bioquímicas, la temperatura es el más importante. Los diferentes intervalos de temperatura en los que se clasifica el crecimiento microbiano son:

- Intervalo psicrofílico: menor de 20 °C
- Intervalo mesofílico: entre 20 y 40 °C
- Intervalo termofílico: mayor que 40 °C

Las bacterias fermentativas llegan a su tasa máxima de crecimiento (100%) entre 50 y 55 °C en condiciones termofílicas, o bien pueden encontrar un óptimo crecimiento (65% de la tasa máxima) entre 30 y 40 °C en condiciones mesofílicas (Bischofsberger et al., 2005). El intervalo de temperaturas más estrecho en las condiciones termofílicas significa mayor sensibilidad del proceso; es decir, en este caso una pequeña alteración de la temperatura influye de forma significativa en la eficiencia de degradación del sustrato.

Las arqueas metanogénicas son aún más sensibles que las fermentativas a la influencia de la temperatura. En la **figura 2.4** se muestra que las especies termofílicas, menos abundantes en los ambientes naturales, llegan a su tasa máxima de crecimiento (100%) a 60 °C, en tanto que en condiciones mesofílicas llegan cerca de 50% de esa tasa en el intervalo de temperaturas entre 32 y 36 °C. En los límites del intervalo mesofílico, abajo de 28 °C y en torno a los 40 °C, los reactores operan con menos de 30% de eficiencia máxima.

FIGURA 2.4 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LAS TASAS RELATIVAS DE CRECIMIENTO DE ARQUEAS METANOGÉNICAS



Fuente: Adaptado de Chernicharo (1997)

El proceso termofílico, aplicado entre 50 y 55 °C, es más eficiente, pero tiene la desventaja de ser más sensible y, por lo tanto, necesita un mayor control (Bischofsberger et al., 2005). Esto debe ser compensado con un mayor volumen específico en los reactores, con lo que se descarta la ventaja teórica de requerir volúmenes menores. En comparación con el proceso mesofílico, se puede alcanzar una producción de biogás de 20 a 30% más grande; sin embargo, el biogás tiene mayor concentración de CO_2 y menor concentración de metano. Por ende, las condiciones óptimas para la digestión anaerobia ocurren en el rango mesofílico alrededor de 35 °C, y a diferencia de las condiciones termofílicas, pequeñas alteraciones no influyen tanto su eficiencia.

2.5.2 pH, alcalinidad y ácidos orgánicos

Aunque estos tres factores estén relacionados y sean igualmente importantes, el valor del pH sirve como indicador principal para el control de la estabilidad de operación.

El intervalo óptimo de pH para mantener la actividad de arqueas metanogénicas se encuentra entre 6.8 y 7.5, en tanto que para las bacterias fermentativas ese intervalo se halla entre 5.0 y 6.0, con tolerancia para valores de pH de hasta 4.5 (Chernicharo, 2007). Esa diferencia causa uno de los principales problemas operacionales: la disminución del valor de pH acelera la actividad de bacterias fermentativas, mientras los consumidores de sus productos, que son más lentos, son inhibidos por el aumento de acidez.

Uno de los principales problemas en reactores anaerobios es tener una elevada acidez, principalmente debido a condiciones de inestabilidad y desequilibrio de las actividades de los microorganismos asociados.

La sobrecarga orgánica y el exceso de sustratos de fácil degradación ocasionan la acumulación de ácidos orgánicos producidos en la fase de acidogénesis, lo que inhibe el crecimiento de las bacterias acetogénicas y, por consiguiente, la metanogénesis.

La sobrecarga hidráulica puede causar el arrastre de la biomasa, situación que causa la acumulación de ácidos orgánicos, ya que las bacterias acidogénicas, que tienen una mayor tasa de crecimiento, se recuperan más rápido que los microorganismos acetogénicos y metanogénicos.

Durante el proceso de degradación de la materia orgánica y la consiguiente generación de biogás dentro de los reactores anaerobios, algunos productos gaseosos se disuelven en la fase líquida, como es el caso del dióxido de carbono (CO_2), que se disocia en ion bicarbonato (HCO_3^-) y en iones hidrógeno (H^+), los cuales tienen un efecto ácido. Este efecto puede amortiguarse ante la presencia de alcalinidad debida precisamente a los iones bicarbonato, por lo que si el agua no contiene suficiente alcalinidad es necesario adicionarla.

Como agente alcalinizante para los procesos anaerobios se recomienda el hidróxido de sodio (NaOH), ya que los alcalinizantes con base en carbonatos como el carbonato de sodio (Na_2CO_3) aumentan la presión de CO_2 en el sistema y, por lo tanto, requieren mayor dosificación (Bischofsberger et al., 2005). No obstante, la adición de bicarbonato de sodio ($NaHCO_3$) puede resultar útil porque al ser la base conjugada de un ácido débil, permite un mejor control del pH del medio por efecto de amortiguamiento (capacidad tampón).

Por otra parte, la cal (cal viva, CaO, o cal hidratada, $Ca(OH)_2$) tiene la desventaja de ser convertida en carbonato de calcio ($CaCO_3$), un producto inerte, cuya acumulación en el fondo del reactor causa serios problemas operacionales (Chernicharo, 2007). En caso de baja concentración de CO_2 en el medio líquido, la cal aumentaría el pH, lo que podría ser tan perjudicial para el proceso como cuando el pH es bajo.

En el cálculo de la adición de agentes alcalinizantes es necesario considerar la concentración de nitrógeno total Kjeldahl (NTK), ya que el ion amonio (NH_4^+) liberado forma bicarbonato de amonio (NH_4HCO_3) con el CO_2 disuelto, con lo que aumenta la alcalinidad (Bischofsberger *et al.*, 2005).

En el caso de los digestores, el espesamiento previo del lodo del influente tiene el efecto de aumentar ligeramente la alcalinidad. El uso de lodos estabilizados (véase la **tabla 2.3**) también puede amortiguar sustratos con poca alcalinidad.

El lodo municipal tiene una concentración considerablemente alta de NTK. Para evitar un efecto tóxico del ión amonio (sección 2.5.5) es recomendable no sobrepasar una concentración de 80g/L (8%) de sólidos totales en el lodo, aunque cuando el contenido de amoniaco es bajo la concentración puede llegar hasta 10% (Bischofsberger *et al.*, 2005).

En el tratamiento anaerobio de aguas residuales y lodos de PTAR, la operación con cargas relativamente moderadas casi siempre garantiza un equilibrio entre la producción y el consumo de ácidos orgánicos y, consecuentemente, el pH puede mantenerse entre 6.8 y 7.5. De lo contrario, se recomienda reducir la carga orgánica, dosificar alcalinizantes o aumentar la alcalinidad con cosustratos.

En el caso particular del tratamiento anaerobio de agua municipal, la recirculación del efluente de un reactor tipo UASB también permite retornar alcalinidad al medio debido a la presencia de iones bicarbonato resultantes del equilibrio del CO_2 disuelto en el efluente.

2.5.3 Concentración de la materia orgánica de distintos sustratos

En el caso del agua residual municipal y otros efluentes con bajo contenido de sólidos, la concentración de materia orgánica se caracteriza por medio de la DQO.

En reactores tipo UASB que tratan aguas residuales de carácter municipal, la producción de biogás está directamente relacionada con las concentraciones de DQO de fácil degradación. Bajas concentraciones de DQO pueden causar problemas de separación entre la fase sólida y la líquida, lo que aumenta el peligro de pérdida de gas disuelto en el efluente final. Por otro lado, concentraciones por encima de 3 000mg DQO/L incrementan el riesgo de inhibición por subproductos ácidos y pueden dificultar la separación entre la fase sólida y la gaseosa (Bischofsberger *et al.*, 2005).

Aunque la floculación de la biomasa anaerobia posibilita su retención en el reactor tipo UASB, en el tratamiento de agua residual municipal es difícil mantener condiciones ideales para la formación de gránulos (Chernicharo, 2007). La granulación es favorecida cuando (i) el sustrato tiene baja concentración de sólidos suspendidos; (ii) el influente en el reactor presenta poca conversión de DQO en ácidos grasos volátiles (<30 a 50% de la DQO total), y (iii) la descarga no sufre grandes variaciones (Bischofsberger *et al.*, 2005).

En el caso de la digestión anaerobia de lodos y otros sustratos con elevado contenido de sólidos, la concentración de materia orgánica se caracteriza por medio de su contenido de sólidos totales (ST) y su relación con la fracción orgánica de sólidos totales volátiles (STV).

> En digestores de lodos, la concentración de sólidos volátiles (sección 2.2.2) forma la base del diseño de los procesos y también está relacionada con la producción de biogás. El lodo que será digerido puede tener concentraciones de sólidos totales de hasta 10%, cuando usualmente no presentan altas concentraciones de ion amonio (Bischofsberger *et al.*, 2005)

Existe la posibilidad de favorecer la hidrólisis y desintegrar previamente el lodo (destrucción de la biomasa formada por las células bacterianas) por medio de procesos mecánicos, térmicos o químicos. Con esto, el sustrato orgánico está más disponible para su degradación biológica y la generación de metano aumenta de 20 a 50%, aunque puedan ser identificados otros efectos (Bischofsberger *et al.*, 2005).

De acuerdo con el proceso utilizado, puede promoverse la higienización del lodo o combatirse la presencia de espumas en el digestor. Por otro lado, los flujos y cargas orgánicas elevadas presentes en el lixiviado del lodo digerido (especialmente de nitrógeno) actualmente no han justificado esa inversión.

2.5.4 Concentración de nutrientes en los sustratos

El agua residual municipal y el lodo tienen una composición equilibrada de macro y micronutrientes para el mantenimiento de microorganismos anaerobios, ya que debido a su lento crecimiento demandan pequeñas cantidades de tales nutrientes.

> La relación de DQO:N:P para el crecimiento de la biomasa anaerobia varía entre 350-1 000:5:1; es decir, el agua residual municipal puede ser tratada anaerobiamente sin suplementación (Chernicharo, 2007). Según las necesidades locales, puede ser necesaria la remoción de N y P después del tratamiento anaerobio, si es que existe una etapa de pulimento aerobio.

Nitrógeno: su presencia depende de los compuestos proteicos o urea (parámetro NTK) y es el nutriente principal para el crecimiento de la biomasa. El ión amonio, que resulta del proceso de hidrólisis proporciona un efecto tampón debido a la formación de bicarbonato de amonio (sección 2.5.2), lo que aumenta el pH del líquido. Sin embargo, tanto el ion amonio (NH_{4+}) como el amoniaco libre (NH_3) son inhibidores cuando están presentes en concentraciones elevadas (se abunda en la próxima sección).

Fósforo: Como el nitrógeno, el fósforo es importante para el crecimiento de la biomasa y, en general, se tiene en exceso en el agua residual. La presencia de elevadas concentraciones de fósforo en un medio ligeramente básico (pH > 8.0) puede causar la precipitación no controlada de MAP (fosfato de magnesio y amonio), también conocida como estruvita, fenómeno hasta ahora documentado principalmente en digestores de lodo y relacionado con la presencia de altas concentraciones de magnesio en el sustrato. El resultado es una sal no soluble que, al precipitarse, disminuye el volumen del reactor y dificulta la mezcla. La remoción de este precipitado es un trabajo complicado que requiere detener la operación del digestor.

2.5.5 Inhibición y toxicidad

La inhibición representa una reducción reversible de la actividad de microorganismos, en tanto que el efecto tóxico es irreversible, por lo que exige el crecimiento de una nueva población microbiana. Compuestos inhibidores y tóxicos pueden estar presentes en el sustrato y ser liberados en el propio proceso.

Ciertas sales y metales pesados sirven como micronutrientes (sodio, calcio, potasio, magnesio, hierro, cromo, manganeso, selenio, yodo, plomo, molibdeno, níquel, cobalto, arsénico), pero a concentraciones elevadas o en interacción con otras especies tienen un efecto tóxico. En la tabla 2.5 se resume las sales y los metales pesados que presentan toxicidad al metabolismo anaerobio en función de su concentración (Appels *et al.*, 2008).

TABLA 2.5 CONCENTRACIÓN DE SALES Y METALES INHIBITORIOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.

SUSTANCIA	CONCENTRACIÓN ESTIMULATORIA (mg/L)	CONCENTRACIÓN MODERADAMENTE INHIBITORIA (mg/L)	CONCENTRACIÓN FUERTEMENTE INHIBITORIA (mg/L)
Na^{+}		3 500–5 500	8 000
K^{+}	200–400	2 500–4 500	12 000
Ca^{2+}	100–200	2 500–4 000	8 000
Mg^{2+}	75–150	1 000–1 500	3 000
S^{2-}		200	200
Cu^{2+}			0.5 (soluble)
			50–70 (total)
Cr^{6+}			3.0 (soluble)
		10	200–250 (total)
Cr^{3+}			2.0 (soluble)
			180–240 (total)
Ni^{2+}			30 (total)
Zn^{2+}			1.0 (soluble)
Arseniato y arsenito		> 0.7	
Cloruro de bario		–	
Cianuro		1–2 (aclimatación posible hasta 50)	
Compuestos con plomo		5	
Compuestos con cadmio		–	
Compuestos con fierro		>35	
Compuestos con cobre		1	
Cloruro de potasio		>10 000 (aclimatación posible hasta 40 000)	
Compuestos con níquel		–	
Cloruros		6 000	

Fuente: Adaptado de Appels *et al.*(2008).

Por otro lado, aunque el calcio no es tóxico, en concentraciones elevadas, ya sea debido al tipo de sustrato o por dosificación como alcalinizante (sección 2.5.2), favorece la precipitación de $CaCO_3$. Sustratos con concentraciones superiores a 100 mgCa/L son críticos (Bischofsberger *et al.*, 2005). Altas concentraciones de DQO en el sustrato y elevados valores de pH (en los sustratos o medio líquido del reactor) favorecen la precipitación de carbonatos de calcio en el medio líquido.

No obstante, respecto al tratamiento anaerobio las sustancias más críticas son el oxígeno, el nitrógeno amoniacal, los compuestos sulfurados y los ácidos orgánicos **(tabla 2.6).**

TABLA 2.6 SUSTANCIAS INHIBITORIAS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.

INHIBIDOR	CONCENTRACIÓN DEL INHIBIDOR	NOTAS
Oxígeno	> 0.1 mg/L O2	Inhibición de bacterias anaerobias metanogénicas
Sulfuro de hidrógeno	> 50 mg/L H2S	El efecto inhibitorio aumenta con el descenso del valor de pH
Ácidos grasos volátiles	> 2 000 mg/L HAc (pH = 7.0)	El efecto de los inhibidores aumenta con el descenso del valor de pH. Alta adaptabilidad de las bacterias
Nitrato de amonio	> 3 5000 mg/L NH4+ (pH = 7.0)	El efecto inhibidor aumenta con el incremento del valor de pH (debido a la formación de amoniaco), así como de la temperatura. Alta adaptabilidad de las bacterias
Antibióticos, desinfectantes	No se aplica	Efecto inhibidor es específico del producto

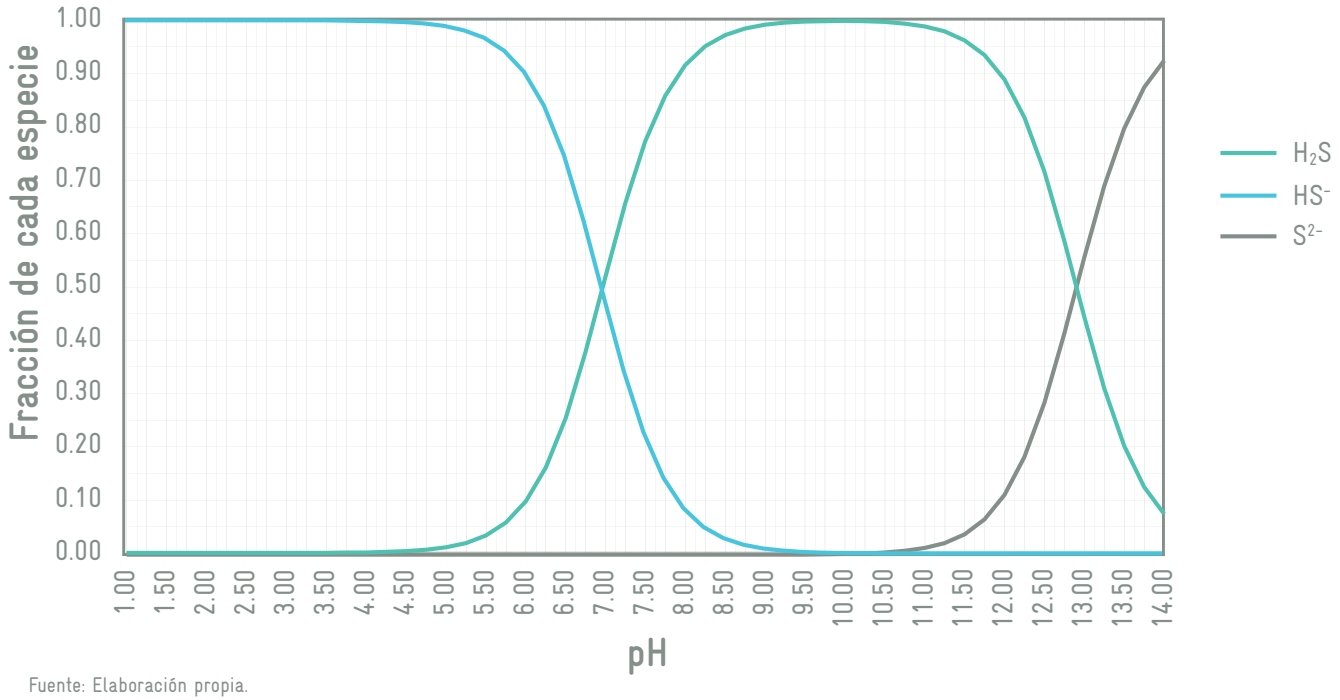
Fuente: Adaptado de Appels et al.(2008).

Oxígeno: Las bacterias responsables de la hidrólisis y acidogénesis son anaerobias facultativas; es decir, sus vías metabólicas posibilitan recuperar energía tanto en la presencia como en la ausencia de oxígeno. Las cantidades de oxígeno que puede entrar en el reactor junto con el sustrato son rápidamente consumidas por esas bacterias, garantizando la ausencia de oxígeno. Sin embargo, la presencia de oxígeno puede ser tóxica para las arqueas metanogénicas, aunque concentraciones traza de oxígeno (condición microaerofílica) pueden ser toleradas.

Compuestos sulfurados: Están presentes en mayores concentraciones en las aguas residuales que reciben contribuciones de fábricas de levadura, celulosa, tela sintética (viscosa) y curtiembres, entre otras. El problema ocasionado en los reactores y digestores anaerobios por la presencia de estos compuestos se debe a la competencia de las bacterias sulfatorreductoras con las metanogénicas por el acetato, lo que ocasiona la disminución del pH e inhibe la acetogénesis.

Otro efecto es la toxicidad del sulfuro de hidrógeno (H_2S), presente en la fase gaseosa o disuelto en la fase líquida (ácido sulfhídrico). La presencia de H_2S en el gas aumenta de manera significativa con la reducción del pH porque si se toma en cuenta el equilibrio de disociación de los sulfuros en el agua, la especie predominante es el H_2S disuelto. Por ejemplo, cuando el pH es igual a 6.0, cerca de 90% del azufre está presente en la forma de H_2S, y cuando el pH es igual a 8.0 se reduce a sólo 10%, ya que predomina en ión bisulfuro **(figura 2.5).**

FIGURA 2.5 DISTRIBUCIÓN DE ESPECIES DE SULFUROS EN AGUA EN FUNCIÓN DEL PH.

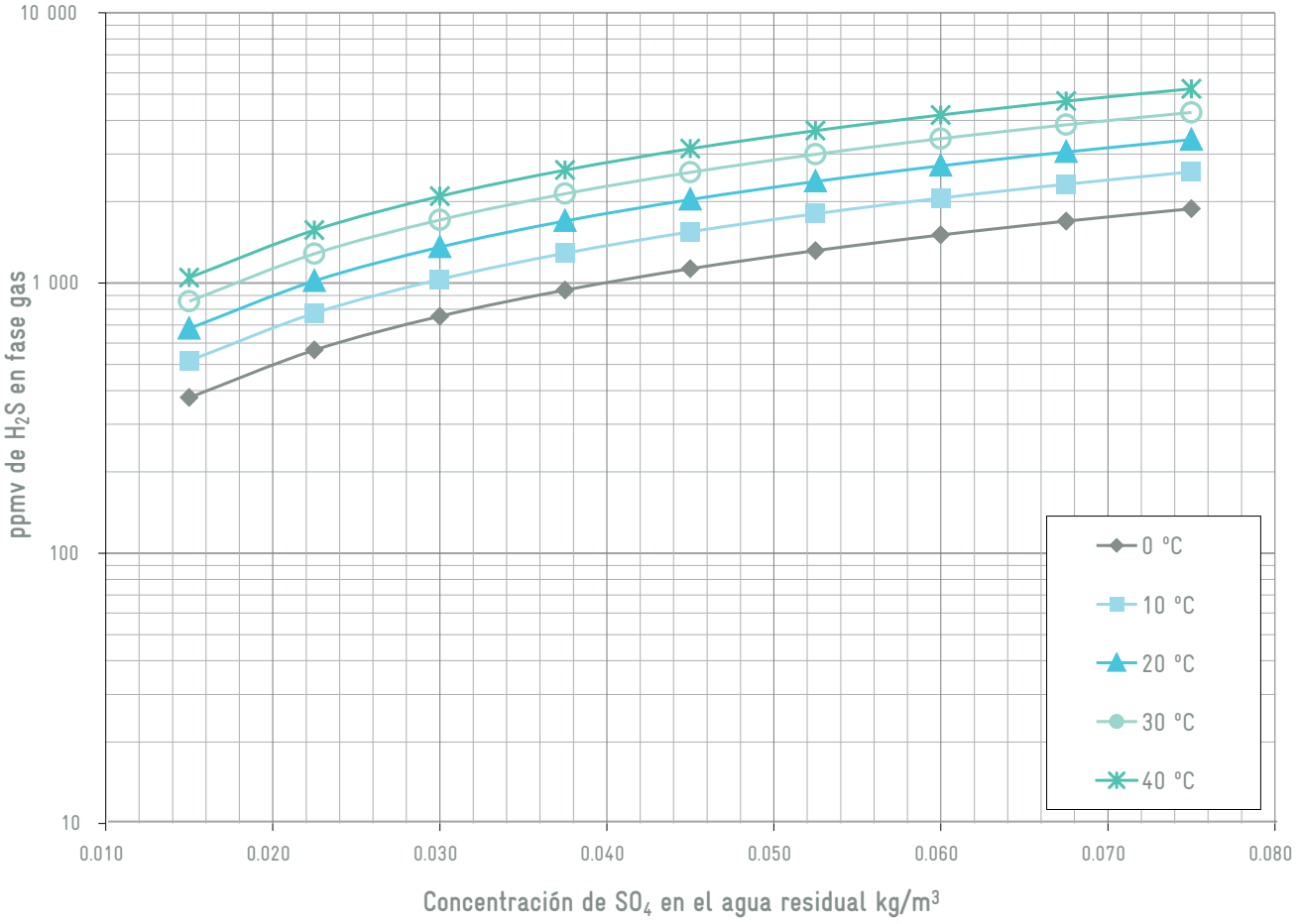


Fuente: Elaboración propia.

La concentración de H_2S en el biogás puede usarse también como indicador de una situación anómala. Las operaciones de tratamiento del agua residual municipal o la digestión de lodos donde se presentan concentraciones por encima de 1% en volumen indican riesgo de un proceso inhibidor y, por lo tanto, deben tomarse medidas correctivas; por ejemplo, (i) aumentar el pH en el reactor; (ii) precipitar H_2S con cloruro férrico ($FeCl_3$); (iii) reducir la carga orgánica volumétrica para recuperar la eficiencia de remoción de DQO, y (iv) adicionar cosustrato libre de compuestos sulfurados para incrementar la relación DQO/SO42- idealmente por encima de 10. Cabe resaltar que el H_2S no es muy soluble a temperaturas altas, por lo que en condiciones termofílicas tiene menor efecto inhibitorio.

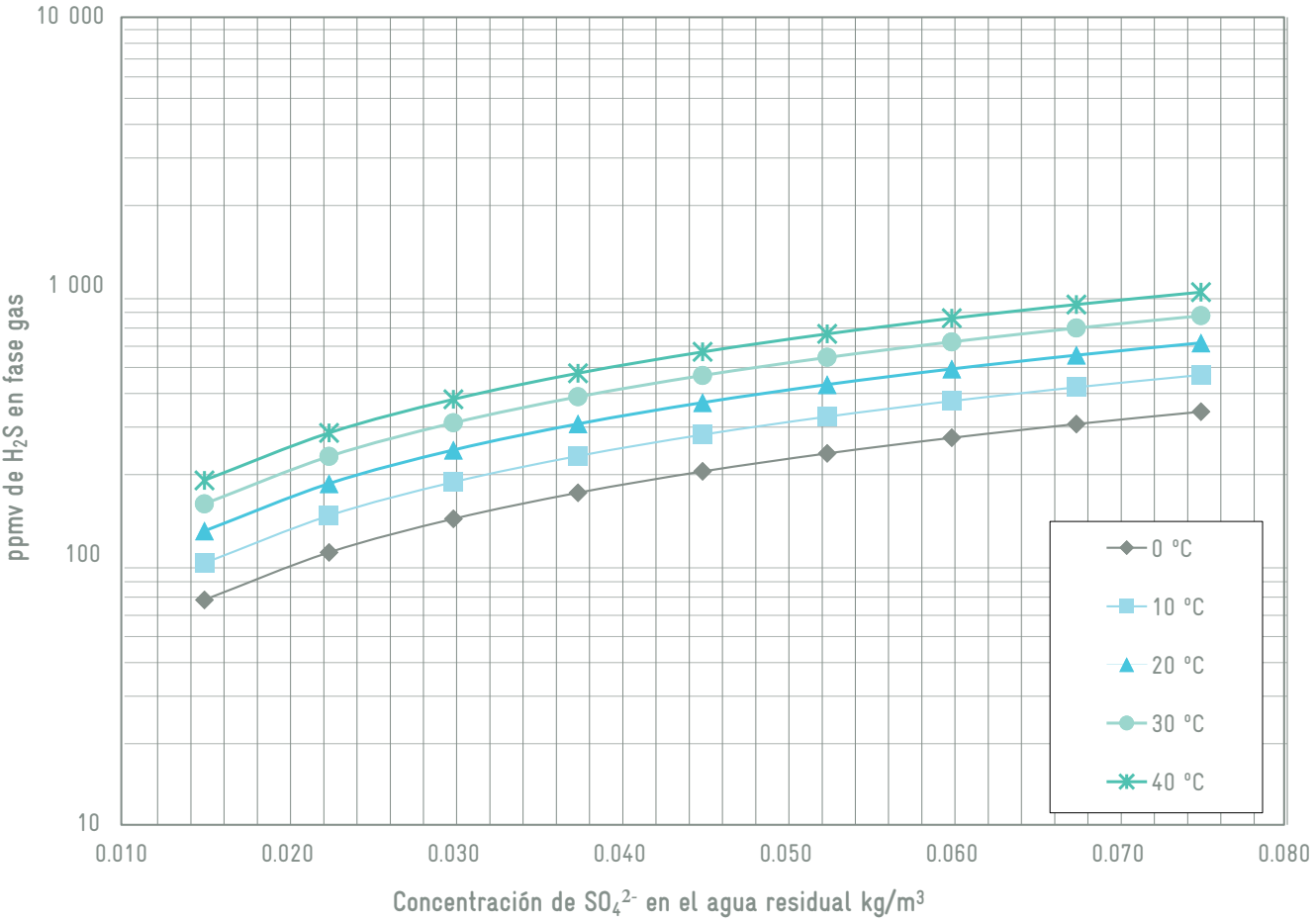
En la **figura 2.6** se muestra la concentración de H_2S presente en el biogás a pH = 7.0 a diferentes temperaturas y a las concentraciones usuales de sulfato en el agua residual municipal. Se presupone que un 100% de los sulfatos se reducen a sulfuros por sulfato-reducción en el digestor anaerobio. Por otra parte, en la **figura 2.7** se presenta el efecto a un pH = 8; es notorio que la forma predominante en el agua ya no es el H_2S, sino el ión bisulfuro (HS^-), lo que reduce la evolución de H_2S hacia el biogás.

FIGURA 2.6 CONCENTRACIÓN DE H_2S EN EL BIOGÁS A PH = 7.0 EN FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE SULFATOS A DIFERENTES TEMPERATURAS CUANDO 100% DE LOS SULFATOS SE REDUCEN A H_2S.



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 2.7 CONCENTRACIÓN DE H_2S EN EL BIOGÁS A PH = 8.0 EN FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE SULFATOS A DIFERENTES TEMPERATURAS CUANDO 100% DE LOS SULFATOS SE REDUCEN A H_2S.



Fuente: Elaboración propia.

Ácidos orgánicos. Su acumulación en el reactor indica problemas de equilibrio entre la acidogénesis y la metanogénesis, lo que tiene efectos inhibitorios en la acetogénesis (véase la **tabla 2.6**). Cuando el pH es de 8.0 sólo 0.1% de los ácidos orgánicos se disocian (liberación de H^+), pero cuando es 6.0 el porcentaje aumenta a 90%. En ese caso, las medidas para evitar la toxicidad del proceso son (i) aumentar el pH y (ii) reducir la carga orgánica aplicada a fin de disminuir la concentración de los ácidos acumulados. En el caso de reactores tipo UASB, se debe recircular el efluente.

En la cadena del proceso anaerobio, las arqueas metanogénicas acetoclásticas son las más afectadas por la inhibición. Además de los posibles efectos de los ácidos orgánicos, oxígeno, nitrógeno amoniacal, compuestos sulfurados, hay un número de sustancias tóxicas para los microorganismos, como cianuros, herbicidas, desinfectantes, fenoles clorados e hidrocarburos, aunque estos por lo general no están presentes en concentraciones que causen efectos tóxicos. Todos los organismos tienen la capacidad de adaptarse a determinadas concentraciones de sustancias tóxicas; comúnmente se lidia con problemas operacionales causados por cargas altas y repentinas en la PTAR.

Nitrógeno amoniacal y amoniaco. Las aguas residuales y los lodos municipales con concentraciones de sólidos volátiles inferiores a 8 gSTV/L normalmente no tienen efecto inhibitorio por nitrógeno amoniacal (NH_4^+) o amoniaco (NH_3). Respecto al nitrógeno amoniacal, un nutriente de importancia, puede causar problemas si su concentración está por encima de ciertos valores. Su efecto en la digestión anaerobia se observa en la **tabla 2.7**.

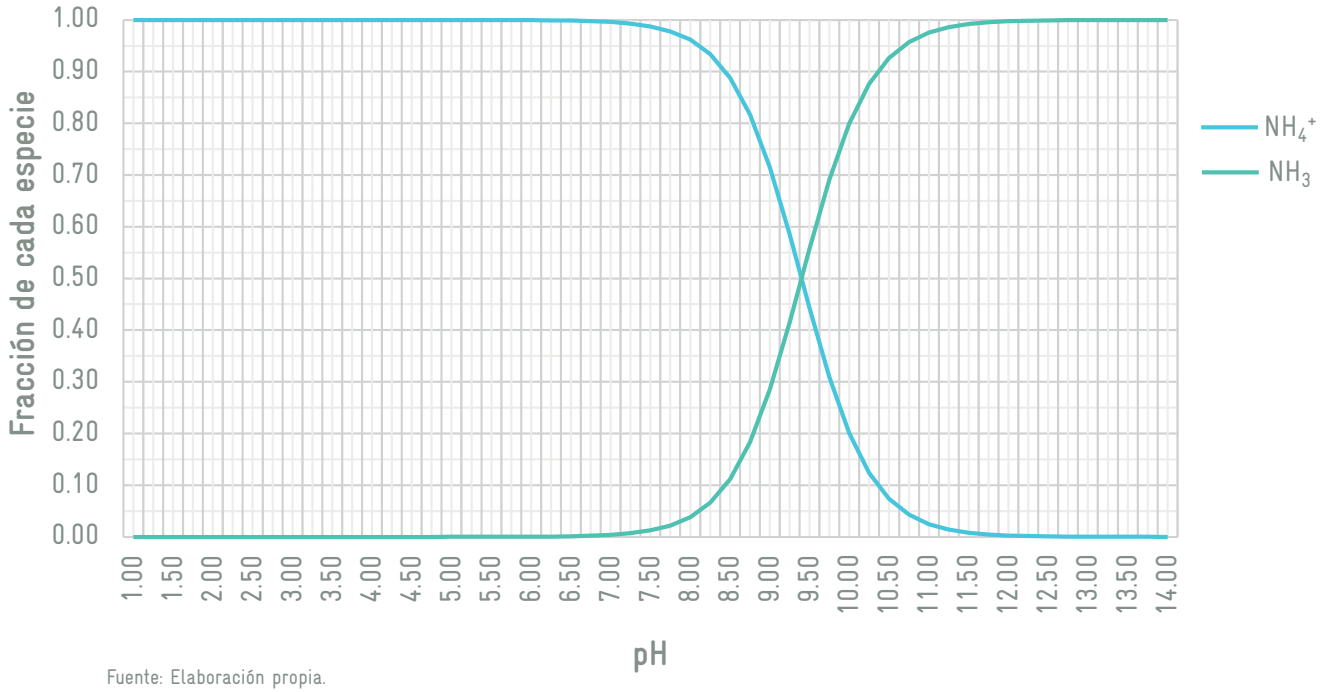
TABLA 2.7 EFECTO DEL NITRÓGENO AMONIACAL EN LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.

CONCENTRACIÓN DE NITRÓGENO AMONIACAL (mg/L)	EFECTO
50-100	Beneficioso
200-1 000	Sin efecto adverso
1 500-3 000	Inhibitorio a elevado pH
Más de 3 000	Tóxico

Fuente: McCarthy (1964) en MINENERGIA et al. (2011).

Cuando el pH es elevado se magnifica el efecto inhibitorio del nitrógeno amoniacal debido básicamente a que el ión amonio se convierte en amoniaco y éste, en forma gaseosa, presenta mayor toxicidad que el propio NH_4^+ (**figura 2.8**).

FIGURA 2.8 DISTRIBUCIÓN DE IÓN AMONIO Y AMONIACO EN AGUA EN FUNCIÓN DEL PH.



Fuente: Elaboración propia.

2.6 PRINCIPALES COMPONENTES DEL BIOGÁS

El biogás proveniente de la digestión anaerobia de aguas residuales municipales generalmente posee un alto contenido de metano (70 a 80% v/v) y en una menor concentración dióxido de carbono (CO_2) debido a la gran solubilidad de este compuesto gaseoso en el líquido (Van Haandel y Lettinga 1994). Concentraciones más pequeñas de otros compuestos también están presentes en el gas, como se muestra en la **tabla 2.8**.

El menor contenido de CO_2 en el biogás indica que la mayor parte de ese gas permanece en el efluente como ión bicarbonato. En contrapartida, para digestores anaerobios de lodo con elevadas concentraciones de materia orgánica el contenido de CO_2 es, por lo común, más elevado (20 a 35%) y la fracción de nitrógeno es más pequeña (cerca de 2%) (Agrawal *et al.*, 1997).

En algunos casos, el biogás puede contener siloxanos, compuestos formados a partir de la degradación anaerobia de materiales comúnmente encontrados en cosméticos, desodorantes, aditivos de alimentos y algunos jabones. Durante la combustión de biogás, el conteniendo de siloxanos puede formar depósitos de sílice (SiO_2) o silicatos ($S_{ix}O_y$), e incluso calcio, azufre, zinc y fósforo. Esos depósitos minerales pueden causar incrustaciones de varios milímetros de espesor, por lo que deben ser removidos mediante métodos físicos, químicos o mecánicos (Chernicharo y Stuetz, 2008).

TABLA 2.8 COMPOSICIÓN TÍPICA DEL BIOGÁS EN REACTORES ANAEROBIOS (QUE TRATAN AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES) Y DIGESTORES DE LODO.

COMPONENTE	UNIDAD	BIOGÁS DE TRATAMIENTO ANAEROBIO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES	BIOGÁS DE DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LODO
Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	ppmv	1 000-5 000	500-1 500
Azufre total (S)	mg/Nm^3		20-2 500
Halógenos	mg/Nm^3		0-100
Cloro (Cl)	mg/Nm^3		1-5
Flúor (F)	mg/Nm^3		1-5
Polvo/partículas (< 10 µm)	mg/Nm^3		N.E.
Total de compuestos orgánicos con silicio	mg/Nm^3		< 40
Compuestos aromáticos	mg/Nm^3		< 10 en 100% CH_4
Humedad relativa	%		90-100
Contenido de oxígeno (O_2)	% en volumen	0-2	0-1
Metano (CH_4)	% en volumen	60-85	60-70
Dióxido de carbono (CO_2)	% en volumen	5-15	20-40
Monóxido de carbono (CO)	% en volumen	0-0.3	-
Nitrógeno (N_2)	% en volumen	2-25*	0-2
Hidrógeno (H_2)	% en volumen	0-3	0-1.5
Amoníaco (NH_3)	% en volumen		< 0.05
Número de metano	-		> 100
Poder calorífico superior (PCS)	kWh/Nm^3	6.6-9.4	6.6-7.7
Poder calorífico inferior (PCI)	kWh/Nm^3	6.0-8.5	6.0-7.0
Índice de Wobbe	kWh/Nm^3	7.0-13.4	7.0-9.1

(*) La elevada fracción de nitrógeno en el biogás de reactores anaerobios que tratan aguas residuales domésticas se debe al N2 disuelto en las aguas residuales domésticas influentes en el reactor. N.E.: No especificado

Fuente: Adaptado de Rands *et al.* (1981); Noyola et al. (1988); Agrawal et al. (1997); Bohn (2001) apud Belli (2001); Pagliuso et al.(2002); Barbosa and Stuetz (2005); USEPA (2005); Noyola et al. (2006); Rasi et al.(2007) y DWA-M 361 (2011).

El índice de Wobbe tiene un significado relevante cuando se desea mezclar biogás con un combustible gaseoso convencional (GLP, gas natural), ya que es la representación correcta del calor de combustión de la mezcla de gas que llega a la esprea u orificio de un quemador (IGU, 2011). Se define de la siguiente forma:

$$W1 = \frac{PCS}{\sqrt{\rho gas}}$$

donde PCS = Poder calorífico superior del gas (kWh/m^{3}N)
ρgas = densidad relativa del gas

En casi todos los quemadores de gas el flujo es regulado haciéndolo pasar por una esprea u orificio. La utilidad del número de Wobbe consiste en que para cualquier orificio dado, todas las mezclas de gases que tienen la mismo número de Wobbe entregarán la misma cantidad de calor. El concepto es crear mezclas con el mismo índice de Wobbe que permitan la correcta operación del equipo de combustión (Walsh *et al.,* 1988).

Cuando por alguna razón esto no es posible, entonces debe recurrirse a quemadores duales, uno para cada gas.

2.7 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL BIOGÁS

El biogás puede usarse como biocombustible y reemplazar otros combustibles como, por ejemplo, el gas natural. En la **tabla 2.9** se presentan las principales características fisicoquímicas de un biogás con 60% de metano, comparadas con las del gas natural y el gas de síntesis.

TABLA 2.9 ALGUNAS CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DE DIFERENTES TIPOS DE GASES.

PARÁMETRO	UNIDADES	GAS NATURAL	GAS DE SÍNTESIS	BIOGÁS (60% CH4)
Poder calorífico inferior*	MJ/m^3	31.8	16.1	21.5
	kcal/m^3	7 600	3 846	5 134
Densidad	kg/m^3	0.82	0.51	1.21
Índice de Wobbe (inferior)	MJ/m^3	39.9	22.5	19.5
Velocidad máxima de llama	m/s	0.39	0.7	0.25
Requisito teórico de aire	m^{3}aire/m^3 gas	9.53	3.83	5.71
Concentración máxima de CO2 después de la combustión	% (v)	11.9	13.1	17.8
Punto de condensación	°C	59	60	60 -160

(*) Se refiere al calor de combustión menos el calor de vaporización del vapor de agua presente en el gas.
.Fuente: Wellinger y Lindberg (2000) apud Lobato (2011).

El potencial energético del biogás se relaciona en lo fundamental con su concentración de metano, factor determinante de su poder calorífico. El poder calorífico inferior del metano es de 35.9 MJ/Nm^3, y para un biogás con 60% de metano es de 21.5 MJ/Nm^3, equivalente a 67% del poder calorífico inferior del gas natural (**tabla 2.10**).

La diferencia entre el poder calorífico superior e inferior del gas (PCS y PCI, respectivamente) radica en que el segundo no contempla el calor latente asociado con la vaporización del agua contenida en el gas. Sin embargo, puesto que los equipos de combustión operan normalmente a temperaturas superiores al punto de rocío, lo usual es utilizar el poder calorífico inferior.

TABLA 2.10 CARACTERÍSTICAS DE DIFERENTES TIPOS DE GASES.

COMBUSTIBLE	MJ/kg	MJ/Nm³	kWh/Nm³	EQUIVALENCIA CON EL METANO
Metano	50.0	35.9	10.0	1.0
Gas natural	45.1	31.8	8.8	0.9
Biogás típico (60% CH_4)	30.0	21.5	6.0	0.6
Butano	45.7	118.5	32.9	3.3
Propano	46.4	90.9	25.2	2.5
Metanol*	19.9	15 900	4 415.4	442.9
Etanol*	26.9	21 400	5 942.8	596.1
Gasolina*	45.0	33 300	9 247.4	927.6

(*) MJ/m³ y kWh/m³

Observaciones: Nm³: volumen y condiciones normalizadas de temperatura y presión: 0 °C y 1 atm.

Fuente: Adaptado de Constant *et al.* (1989) apud Noyola *et al.* (2006) y Lobato (2011).

PRINCIPALES PROCESOS QUE GENERAN BIOGÁS EN UNA PTAR MUNICIPAL

3

Conviene empezar con la enumeración de las principales características de los reactores del tipo UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*) para el tratamiento de agua residual municipal y de los digestores anaerobios para la estabilización de lodos generados en una PTAR. Entre la gran diversidad de procesos anaerobios, estos dos se destacan por su potencial de generación de biogás en una PTAR de carácter municipal. Para profundizar en el tema, se sugiere la lectura del libro 28 del "Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento", de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) (SEMARNAT y CONAGUA 2015c), así como de los libros de Noyola *et al.* (2013), Chernicharo (2007), Jordão y Pessoa (2005) y Andreoli *et al*. (2010).

3.1 REACTORES UASB

Entre los procesos de tratamiento anaerobio de aguas residuales destaca el reactor **UASB**, hoy en día el principal de los reactores anaerobios de flujo ascendente en operación.

Cabe precisar que las siglas RAFA (reactor anaerobio de flujo ascendente) son una denominación mal empleada porque en principio el reactor UASB, el filtro anaerobio de flujo ascendente, el reactor de lecho granular expandido (*EGSB, Expanded Granular Sludge Bed*) y el reactor anaerobio con mamparas son algunos tipos de reactores de flujo ascendente. El concepto de RAFA se originó en la década de 1970 en el CEPIS de Perú y su concepción original no permitía el desarrollo de un lecho de lodos granulares sino por el contrario, los principios de su diseño hidráulico implicaron una velocidad ascendente muy baja en la zona inferior, donde se desarrolla la biomasa, y una velocidad ascendente demasiado elevada en la zona de separación de fases, lo cual se contrapone a los principios del diseño hidráulico de un reactor UASB moderno: alta velocidad en la zona de lodos para promover condiciones hidrodinámicas que favorezcan la aglomeración de la biomasa en gránulos y una velocidad ascendente muy baja en la zona de separación de fases, lo que evita el lavado excesivo de biomasa que haya llegado hasta esa zona.

Por ello, en esta guía nos referiremos específicamente al reactor UASB. Recomendamos enfáticamente no utilizar el término RAFA.

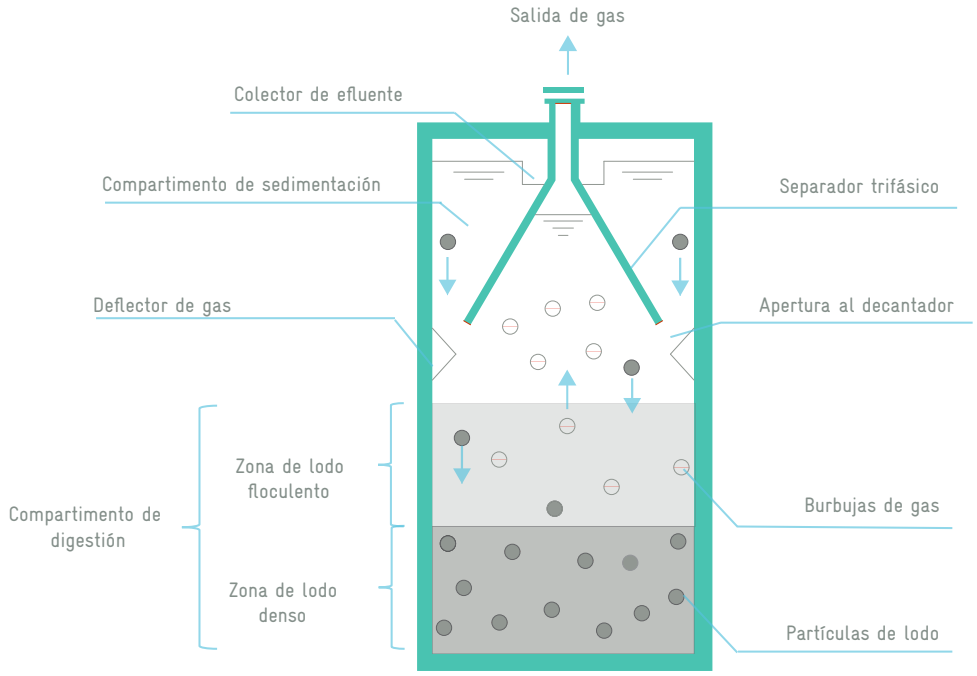
3.1.1 Funcionamiento del reactor UASB

Gracias a la granularidad del lodo y a las características hidrodinámicas de los reactores UASB el tiempo de retención celular en este sistema es grande (más de 30 días) en comparación con el corto tiempo de retención hidráulica (TRH) (normalmente entre 6 y 10 horas). En el tratamiento de aguas residuales municipales, su eficiencia típica respecto a la eliminación de la materia orgánica (medida como DQO) es de 60 a 70%. Una característica específica del reactor UASB es la alta concentración de metano en el biogás producido en la digestión, que varía de 60 a 85% v/v.

Los reactores UASB tratan el agua residual municipal sometida previamente a una etapa de remoción de sólidos gruesos, sólidos finos y arenas. Las unidades que componen el tratamiento preliminar (rejas, tamices y desarenadores) son críticos para el buen funcionamiento del UASB (NBR 12209, 2011). El Libro 28 de la CONAGUA se incluyen recomendaciones importantes acerca del diseño de estas unidades (SEMARNAT y CONAGUA, 2015c).

El reactor anaerobio reúne en una sola unidad las funciones de sedimentador primario, reactor biológico, sedimentador secundario y digestor de la biomasa formada. Una representación esquemática de un reactor UASB se presenta en la **figura 3.1.**

FIGURA 3.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN REACTOR UASB.



Fuente: Adaptado de Chernicharo (2007).

El agua residual que va a tratarse entra continuamente en el reactor UASB por medio de un sistema de distribución en el fondo del mismo. Una vez dentro, el flujo ascendente atraviesa el lecho de lodo, donde ocurre la digestión anaerobia favorecida por el contacto y la mezcla intensiva del sustrato (agua residual municipal con la materia orgánica) con la biomasa (lodo).

El lecho de lodo está compuesto por microorganismos que forman flóculos suspendidos o gránulos densos. En esa forma se puede desarrollar una biomasa con concentración de 40 a 100 gST/L. El efecto de la floculación de la biomasa resulta en características favorables a la sedimentación y permite su permanencia en el reactor con tiempo de la retención celular suficientemente elevado ($\theta c > 30$ días) para estabilizar la biomasa formada.

Tras la degradación anaerobia de la materia orgánica, los productos –(i) el efluente tratado, (ii) el biogás y (iii) la biomasa generada– deben ser separados. En su mayor parte la biomasa se mantiene en la parte inferior del reactor por adhesión en flóculos densos (gránulos) con alta velocidad de sedimentación. Una parte de la biomasa floculenta o dispersa puede ser arrastrada con el efluente, junto con las burbujas de gas, hasta la parte superior del reactor, donde se encuentra el separador trifásico (gas-sólido-líquido).

En el entorno y por encima del separador trifásico se configura el compartimento de sedimentación, donde la biomasa más pesada es removida del efluente líquido y retornada al compartimiento de digestión, conforme a lo mostrado en la **figura 3.1.** Como se observa, las partículas más pequeñas se pierden con el efluente final. Las burbujas de gas suben en la fase líquida hasta encontrar la interfase líquido-gas, presente en el interior del separador trifásico. En esa interfase las burbujas se desprenden y dan paso a una fase gaseosa: el biogás.

En el separador trifásico deben colocarse deflectores para evitar la obstrucción de gas y lodo acumulado. Para mayores detalles constructivos sobre esos reactores se recomiendan los textos de Van Haandel y Lettinga (1994) y Chernicharo (2007).

En la **figura 3.2** se muestra un reactor UASB instalado en una PTAR en México.

FIGURA 3.2 FOTO DEL REACTOR UASB INSTALADO EN LA PTAR DE METEPEC, ESTADO DE MÉXICO.

Fuente: IBTech (2006).

3.1.2 Balance de DQO en el reactor UASB y tasa de producción de biogás

Para el balance de DQO (sección 2.4.2) es necesario considerar todas las vías de conversión de la materia orgánica biodegradable. En la **figura 3.3** se ilustran las rutas de conversión de la DQO y los flujos de metano en reactores UASB, lo que resulta en cuatro cuotas principales:

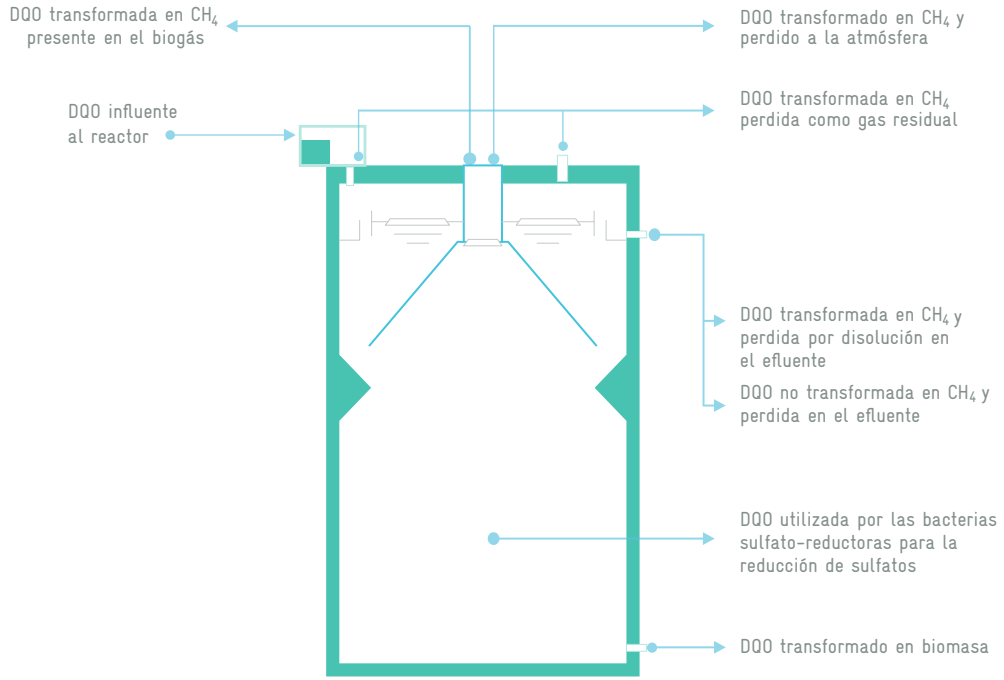
- DQO convertida en biogás/metano:
  - Metano presente en el biogás captado
  - Metano disuelto en el efluente, dependiente sobre todo de la concentración de DQO en el afluente y de la temperatura
  - Metano que escapa con el gas residual, en la captación de biogás, etcétera

- DQO convertida en lodo/biomasa:
  - Biomasa retenida en el reactor
  - Biomasa lavada en el efluente; por ejemplo, a causa de una carga hidráulica elevada, acidez u otro tipo de factores inhibidores

- DQO usada para la reducción de sulfato, en caso de concentraciones elevadas de éste

- DQO residual en el efluente:
  - DQO inerte
  - Subproductos (ácidos orgánicos)

FIGURA 3.3 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LAS RUTAS DE CONVERSIÓN DE DQO Y DE LOS FLUJOS DE METANO EN REACTORES UASB.



Fuente: Adaptado de Lobato (2011).

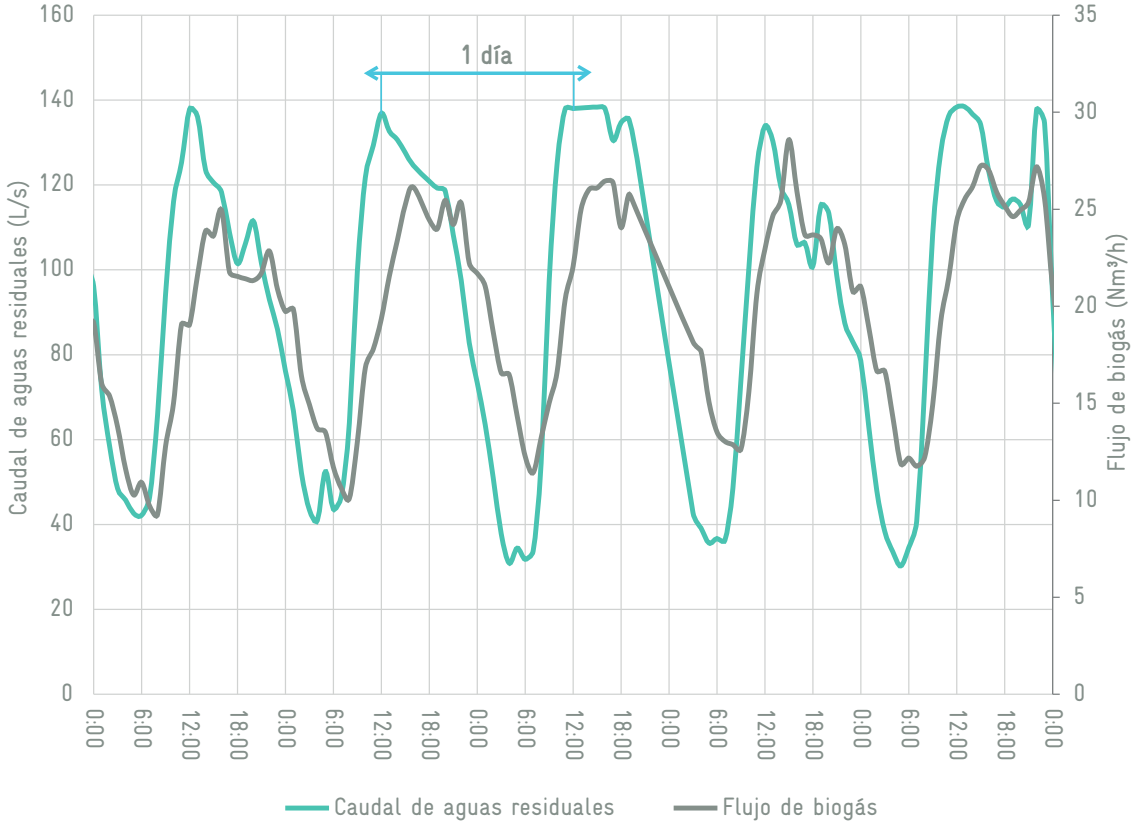
De esas vías, la más difícil de controlar y verificar es la cantidad de metano que sale del sistema disuelto en el efluente, la cual puede ser significativa cuando la concentración de DQO en el efluente es muy baja.

Aunque el metano tiene baja solubilidad en agua y puede ser rápidamente separado de la fase líquida en reactores UASB, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno son muy solubles, por lo que salen del reactor parcialmente como gas y también disueltos en el efluente líquido (Chernicharo y Stuetz, (2008) y Souza (2010)).

Possetti *et al.* (2013) y el proyecto de medición de biogás de la Agencia de Cooperación Alemana GIZ en Brasil (Probiogás) midieron la producción de metano en reactores UASB a escala real. Los resultados de 10 PTAR muestran que la producción de biogás sigue un comportamiento temporal variable, periódico y no estacionario, el cual depende críticamente de las variaciones del caudal y de la concentración del agua residual durante el día, la cual sufre influencias por eventos de lluvia. En la **figura 3.4** se muestra una curva típica de salida de biogás en función del tiempo, en la ausencia de eventos de lluvias, para reactores UASB alimentados con agua residual municipal.

En los reactores UASB para tratamiento de aguas residuales municipales se ha observado una sobresaturación de metano en la fase líquida, la cual, de acuerdo con cálculos basados en la ley de Henry, puede desembocar en concentraciones hasta de 50% del metano en la fase líquida (Noyola et al., 1988). Valores de metano disuelto en el efluente que se observan en la práctica por lo general oscilan entre 14% (Keller and Hartley, 2003), 36 a 41% (Souza, 2010) y 50% (Agrawal et al., 1997; Pierotti, 2007). Típicamente, esta pérdida aumenta con la carga hidráulica aplicada, pero también depende de factores como la temperatura y la presión parcial del gas en el interior del reactor, así como del tamaño de la superficie del líquido del reactor. Debido a la complejidad del análisis a escala real, a la fecha todavía hay muchas dudas sobre el valor real del metano disuelto perdido en el efluente.

FIGURA 3.4 CURVA TÍPICA DE CAUDAL DE AGUAS RESIDUALES Y DE SALIDA DE BIOGÁS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, EN LA AUSENCIA DE EVENTOS DE LLUVIAS, PARA REACTORES UASB ALIMENTADOS CON AGUA RESIDUAL MUNICIPAL.



Fuente: Adaptado de Cabral (2016).

Durante el monitoreo de las 10 PTAR, el contenido de metano que se encuentra en el biogás no ha variado significativamente y la concentración hallada fue alta (75 a 85%). El contenido de sulfuro de hidrógeno que se encuentra en el biogás presentó mayor variación, pero con 75% de los valores hasta 2 000 ppmv (Cabral, 2016).

Para plantas con buen sellado del reactor, las relaciones unitarias se acercaron al escenario típico del modelo de Lobato (2011), pero la mayoría se acercó a la peor situación prevista en el mismo modelo. Con un buen sellado, los reactores pueden lograr valores específicos de producción de biogás de 17 L/hab.d, 89 L/m³ de aguas residuales y 179 L/ kg $DQO_{removida}$. Estos indicadores resultan en una generación de energía específica de 17.8 kWh/hab.a, lo que equivale a una capacidad instalada de 20.4 kW por cada 10 000 habitantes (Cabral *et al.*, 2016).

Las posibles pérdidas de biogás indicadas por Lobato (2011) (metano disuelto en las fugas de efluentes por grietas en la estructura) están presentes en los reactores de las plantas a las que nos hemos referido, incluso en las renovadas recientemente. Gran parte del gas perdido hacia la atmósfera en la mayoría de las plantas causó la reducción del potencial de producción de energía, o que disminuyó su viabilidad económica.

Estudios que comparan las estimaciones de la producción de biogás con los resultados reales de mediciones se llevaron a cabo recientemente por Silva, Possetti, y Coelho (2014). Estos estudios indican que la cantidad de energía equivalente estimada por los métodos existentes es en promedio mayor que la realmente disponible para su uso. Esto así porque estos métodos no tienen en cuenta las pérdidas de metano disuelto en el efluente, así como algunas rutas importantes de conversión de DQO para el tratamiento anaeróbico de aguas residuales municipales.

Por ello, se recomienda que la toma de decisiones inherentes a la recuperación del biogás se basen en resultados de mediciones y que de ser posible llevarlo a la práctica, se utilice el modelo propuesto por Lobato (2011), que contempla la cantidad de metano disuelta en medio líquido, así como las pérdidas en forma de gases residuales y las relacionadas con la sulfato-reducción.

Para una estimación más precisa de las tasas de producción de biogás y de metano en reactores UASB alimentados con agua residual municipal se sugiere usar el programa computacional ProBio –Programa de Estimación de Producción de Biogás en Reactores UASB, cuya versión 1.0 es gratuita y está disponible para descarga en las siguientes direcciones electrónicas: *www.desa.ufmg.br/softwares.html* y *www.sanepar.com.br.*

Además, se sugiere que se analice caso por caso la factibilidad técnica para identificar las limitaciones y los riesgos inherentes a los proyectos que contemplan el uso de biogás para producción de energía.

3.1.3 Aspectos críticos

3.1.3.1 Generalidades

Muchos problemas referentes a los reactores UASB tienen sus orígenes en la fase inicial de concepción del proyecto, así como en la construcción de tales unidades. La falta de previsión y procedimientos en esa fase conduce ciertamente a la dificultad operacional futura. La omisión en la resolución de esos problemas puede llevar a inversiones adicionales, gastos y perjuicios a la operación.

En este sentido, a continuación se presentan exclusivamente los aspectos que interfieren en la eficiencia de la producción de biogás y en la eficacia de su captura en un reactor UASB.

Tratamiento preliminar: remoción de sólidos grandes y de grasa

Una unidad que merece gran atención en la etapa de concepción de una PTAR es el tratamiento preliminar. Es imprescindible la remoción efectiva de sólidos grandes y finos antes de que las aguas residuales ingresen en los reactores UASB. Los problemas operacionales por falta de remoción (o remoción inadecuada) de sólidos pueden poner en riesgo todo el funcionamiento del sistema de tratamiento por las razones siguientes:

- Obstruyen la distribución del agua residual influente en el fondo del reactor, con lo que se forman zonas muertas que reducen su eficiencia
- Propician la acumulación de lodo inerte en el fondo, por lo que ocupan volumen destinado a alojar la biomasa bacteriana y, por ende, disminuyen la actividad biológica (dilución de la biomasa)

Adicionalmente, la presencia de grasas y aceites puede propiciar la flotación de los gránulos de lodo, la acumulación excesiva de espuma en el interior de los colectores de biogás y la obstrucción de las tuberías. En la **figura 3.7** se presenta una fotografía de un desarenador aireado con remoción simultánea de grasa por flotación, una solución muy común en las PTAR de países desarrollados, aunque poco utilizada en Latinoamérica.

A fin de minimizar problemas operacionales en el UASB se recomienda el siguiente tratamiento previo a los reactores anaerobios:

- Tamices de apertura de malla de 6 mm o menos
- Desarenadores
- Desengrasadores

En la **figura 3.5** y en la **3.6** se ilustra la acumulación de arena y sólidos gruesos en cajas distribuidoras de afluente en reactores UASB.

FIGURA 3.5 ACUMULACIÓN DE ARENA Y SÓLIDOS GRUESOS EN LA CAJA DE DISTRIBUCIÓN DE EFLUENTE DE LOS REACTORES UASB.

FIGURA 3.6 REMOCIÓN DE RESIDUOS EN LA CAJA DE DISTRIBUCIÓN DE EFLUENTE DE LOS REACTORES UASB.

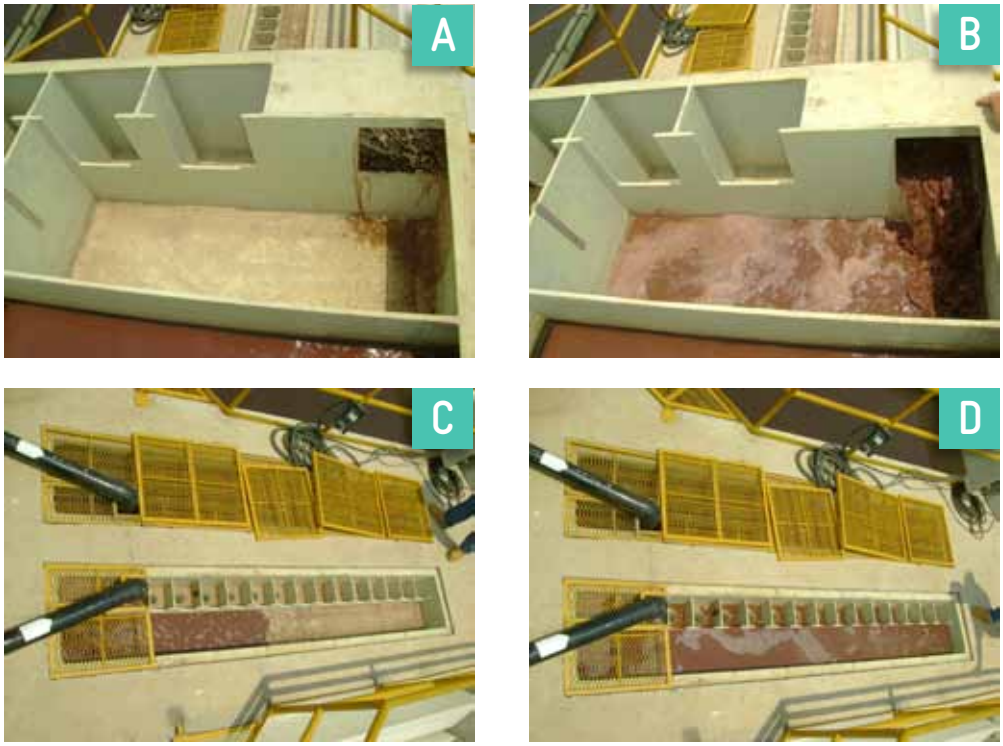
FIGURA 3.7 DESARENADOR AIREADO CON RETIRO SIMULTÁNEO DE GRASA.

3.1.3.2 Distribución del agua residual en el reactor

Las cajas de distribución de agua residual deben ser diseñadas para favorecer un flujo homogéneo, sin zonas muertas en las que se sedimenten los sólidos y no haya contacto biomasa-sustrato.

En la **figura 3.8** se muestra una secuencia de imágenes de un sistema de distribución consistente en cajas primarias y secundarias que permiten una distribución correcta del agua residual en el fondo de un reactor UASB.

FIGURA 3.8 CAJAS DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJO AFLUENTE EN UN REACTOR UASB: EN A) Y B) SE MUESTRA UNA CAJA PRIMARIA; EN C) Y D) SE PRESENTAN LAS CAJAS SECUNDARIAS.



Fuente: IBTech (2004).

3.1.3.3 Tiempo de retención hidráulica

El tiempo de retención hidráulica con el que opera un reactor UASB es de vital influencia en la eficiencia de tratamiento. Tiempos de residencia muy breves ocasionan el arrastre del lodo y la pérdida de biomasa, lo que disminuye la eficiencia del tratamiento, la calidad del efluente y el grado de estabilización del lodo. En casos extremos, el tiempo de retención de la biomasa en el reactor puede ser inferior a su tasa de crecimiento.

> Chernicharo (2007) recomienda tiempos de residencia hidráulica del orden de 8 a 10 horas en relación con el caudal medio para reactores UASB operados a temperaturas alrededor o superiores a 20 °C. En cuanto el caudal máximo, el tiempo de retención hidráulica debería ser de más de 4 horas.

3.1.3.4 Separador trifásico

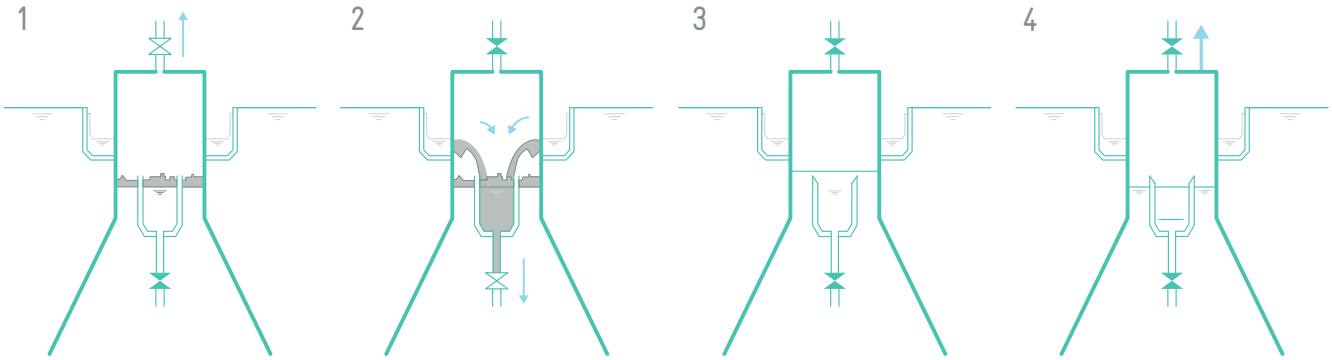
La confección de separadores trifásicos (en México se denominan campanas) con materiales que presentan alta resistencia mecánica y a la corrosión puede minimizar eventuales paros en la operación por mantenimiento, con lo que se reducen los riesgos de accidentes, así como la pérdida de la capacidad de captura de biogás y el aprovechamiento energético. En la instalación de muchos reactores UASB, los separadores trifásicos son fabricados con lona plástica. No debe permitirse la concentración de tensiones en puntos aislados de la lona; de lo contrario, este material se rasgará, lo que perjudicará la sedimentación de partículas y el direccionamiento del flujo de biogás hacia el interior del separador. El escape de biogás por el compartimiento de sedimentación dificultará la sedimentación de sólidos, lo que deteriorará la calidad del efluente y ocasionará el incremento de las emisiones fugitivas de metano y sulfuro de hidrógeno hacia la atmósfera, lo que representa una mayor pérdida de potencial energético.

Por ello, se recomienda construir los separadores trifásicos de lámina de acero inoxidable 316 de 3 mm de espesor como mínimo, o bien, si se desea una solución de menor precio, de plástico reforzado con fibra de vidrio (FVRP) con un espesor mínimo de 7 mm para soportar la presión generada por el biogás capturado.

3.1.3.5 Remoción de espumas

Otro aspecto importante que debe ser observado es la formación de la espuma. En la **figura 3.9** se presenta la configuración de un dispositivo de remoción de espuma que consta de unas canaletas que actúan por medio del control de nivel de líquido en el interior de la campana, conforme a los propuesto por Chernicharo y Stuetz (2008).

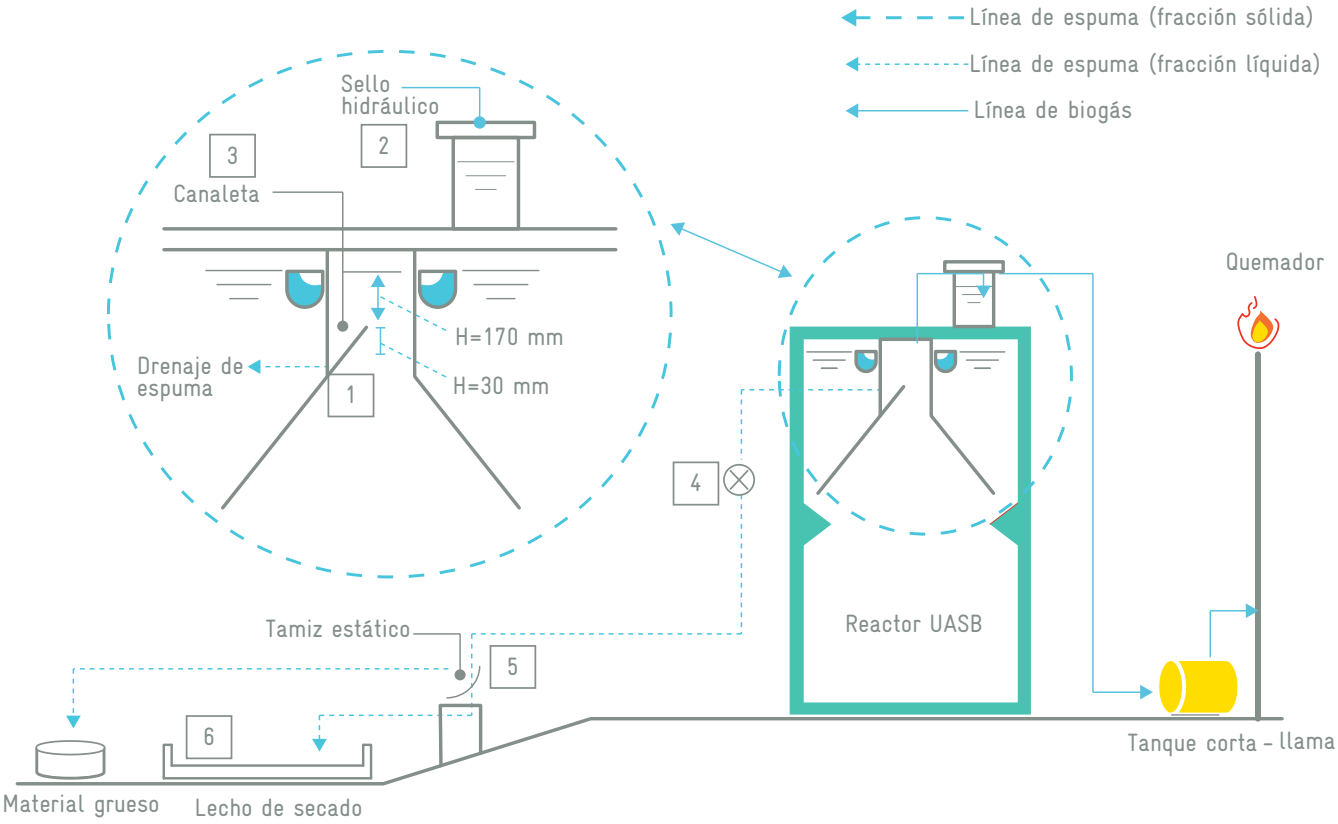
FIGURA 3.9 DISPOSITIVO DE REMOCIÓN DE ESPUMA EN LA CAMPANA DE BIOGÁS.



Fuente: Chernicharo et al.(2009).

Ejemplos e información complementaria sobre mecanismos de remoción de espuma en reactores UASB pueden hallarse en Rosa et al. (2013), que presentan los trabajos desarrollados en la PTAR Laboreaux (Itabira-MG) con dispositivo hidrostático de remoción (**figura 3.10**), y en Rosenfeldt et al. (2015), que presentan el desarrollo de rampas adaptadas, implantadas recientemente en la PTAR Jacuípe II (Feria de Santana-BA) (**figura 3.12**).

FIGURA 3.10 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE REMOCIÓN DE ESPUMA PROBADO EN LA PTAR LABOREAUX.



Subtítulo:
(1) Interfaz espuma-biogás
(2) sello hidráulico
(3) canaleta de espuma
(4) válvulas de espuma
(5) tamiz estático
(6) lecho de secado

Fuente: Rosa *et al* (2013)

FIGURA 3.11 RAMPAS DE REMOCIÓN DE ESPUMA CON AJUSTE DE NIVEL INSTALADAS EN LA PTAR JACUÍPE II. VISTAS A) SUPERIOR Y B) INTERNA DEL REACTOR.

Fuente: Rotária de Brasil (2015).

La formación de espuma puede obstruir las válvulas de seguridad presentes en los separadores trifásicos, lo que provoca incluso la ruptura de los separadores y las tuberías de biogás. En caso de no haber remoción periódica de espuma se corre el riesgo de que las tuberías e internos del reactor incrementen su espesor y se obstruya la recolección del biogás. En las **figuras 3.12, 3.13** y **3.14** muestran los problemas ocasionados por la obstrucción de tuberías por acumulación de espumas y natas en el reactor.

La inexistencia o ineficiencia de los dispositivos de remoción de espuma implica la necesidad de limpiezas correctivas periódicas en el reactor, las cuales son extremadamente laboriosas y obligan a interrumpir la operación.

FIGURA 3.12 CAPA DE ESPUMA ESPESA Y SÓLIDA EN LOS SEPARADORES TRIFÁSICOS.

FIGURA 3.13 OBSTRUCCIÓN DE LA TUBERÍA DE RECOLECCIÓN DE BIOGÁS DEBIDO A LA PRESENCIA DE ESPUMA.

FIGURA 3.14 SEPARADOR TRIFÁSICO ROTO DEBIDO A LA OBSTRUCCIÓN DE LA TUBERÍA DE SALIDA DEL BIOGÁS CAUSADA POR LA ESPUMA.

Algunos proyectos permiten la remoción de espuma por medio de registros de visita instalados en la parte superior de las campanas, lo cual conlleva la generación de olores y el riesgo de seguridad operacional durante su apertura. Tal procedimiento lleva a una pérdida significativa de gas, aunada al peligro operacional por producir una atmósfera explosiva en determinadas condiciones.

> Para la eliminación de la espuma, un buen dispositivo es el que puede ser operado sin detener el funcionamiento del reactor UASB. Las espumas pueden ser dispuestas junto con el lodo de la planta para su posterior deshidratación.

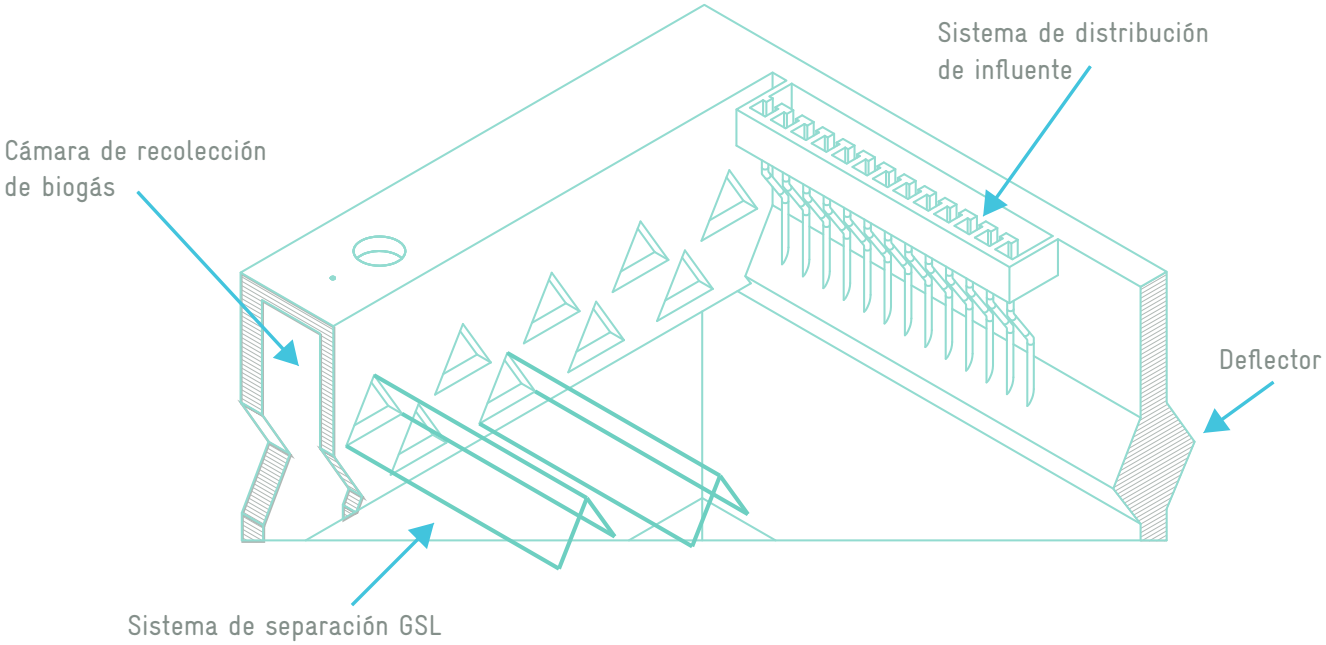
Otra posibilidad para reducir la formación de espuma es la remoción de la grasa al principio del proceso de tratamiento.

3.1.3.6 Recolección de biogás de forma lateral

La experiencia en México indica que reactores abiertos muestran un mejor comportamiento ante la formación de costras y espumas en la parte superior, siempre que el separador trifásico esté completamente sumergido en el agua y se tenga un área amplia de recolección de biogás, casi siempre de forma lateral, por lo que no se recomienda la recolección de gas mediante tubos individuales instalados en cada campana, ya que esto agrava la formación de costras y espumas.

En la **figura 3.15** se observa el corte isométrico de un reactor UASB con instalación de separadores sumergidos con recolección de gas lateral. Por su parte, en la **figura 3.16** se muestran las campanas con descarga lateral hacia una cámara de recolección común para todas ellas.

FIGURA 3.15 CORTE ISOMÉTRICO: SISTEMA DE ALIMENTACIÓN Y RECOLECCIÓN DE BIOGÁS EN UN REACTOR UASB



Fuente: IBTech (2006).

FIGURA 3.16 SISTEMA DE SEPARACIÓN TRIFÁSICO CON DESCARGA LATERAL DE BIOGÁS HACIA UNA CÁMARA DE RECOLECCIÓN DE ÉSTE.

Fuente: IBTech (2007).

Hermeticidad y corrosión de los reactores

Es esencial que antes del arranque del sistema se realicen pruebas de presión y hermeticidad en las líneas de recolección de biogás, separadores trifásicos y registros de inspección a fin de evitar problemas futuros como fuga de gases, riesgos de explosión, pérdidas significativas del potencial energético, emisión de malos olores, etcétera.

La realización de pruebas simples como la inyección de aire o nitrógeno en el interior de los reactores trifásicos, o de pruebas más elaboradas como la presurización intencional de los reactores pueden contribuir de manera significativa en la detección de fugas y en la prevención de los problemas antes mencionados. En la **figura 3.17** se ilustra un procedimiento para verificar la hermeticidad de los reactores con auxilio de humo.

FIGURA 3.17 PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE LA HERMETICIDAD DEL REACTOR UASB A PARTIR DE LA INYECCIÓN DE AIRE.

Una reacción que comúnmente ocurre en la interfase líquido/aire de los reactores anaerobios es la liberación del gas sulfhídrico (H_2S) formado en la digestión anaerobia. El H_2S, al interaccionar con el oxígeno atmosférico, se convierte en ácido sulfúrico (H_2SO_4), el cual es sumamente agresivo con el concreto, ya que interacciona con el carbonato de calcio ($CaCO_3$) presente en su composición, con lo que se forma sulfato de calcio, lo que inevitablemente compromete las características físicas, químicas y estructurales del cemento y promueve su disociación. En seguida se presentan las reacciones químicas antes mencionadas:

$$H_2S + O_2 \rightarrow H_2O + SO$$
$$H_2O + O_2 + SO \rightarrow H_2SO_4$$
$$H_2SO_4 + CaCO_3 \rightarrow CaSO_4 + H_2CO_3$$

Para evitar el deterioro de las estructuras de concreto de los reactores anaerobios es aconsejable escoger materiales que ofrezcan alta resistencia, baja porosidad y el curado adecuado, lo que minimiza la aparición de fisuras y posibles fugas de biogás en la superficie de las estructuras de concreto.

Debido a que el líquido tendrá disuelto un contenido importante de CO_2, se recomienda usar cementos resistentes a la presencia de este gas disuelto y, sobre todo, sulfatos, siempre presentes en aguas residuales municipales.

Por añadidura, se recomienda que la superficie de tales estructuras sea impermeabilizada por medio de material polimérico resistente a ácidos, que presente coeficientes de dilatación iguales o superiores al del cemento. Tal impermeabilización actuará como una barrera química al ataque del ácido sulfúrico, además de acompañar la dilatación del cemento, con lo que se mantendrá su integridad. En la **figura 3.18** se ilustra una cámara de gas impermeabilizada con revestimiento protector de poliuretano elastomérico flexible, como la poliurea (Polibrid).

FIGURA 3.18 CÁMARA DE GAS DE UN REACTOR UASB IMPERMEABILIZADA CON POLIBRID.

Fuente: COPASA (PTAR Nova Contagem).

Para asegurar la hermeticidad se recomienda prestar atención a la relación agua/cemento de la mezcla, la adición de aditivos químicos en el propio cemento, las resinas de aplicación en la superficie de impermeabilización en las paredes interiores de la UASB, entre otros.

La agresión a las estructuras de concreto armado también puede ser minimizada si se reduce la generación de turbulencias en medio líquido y los saltos hidráulicos, con lo que se disminuye el desprendimiento del gas sulfhídrico. En la **figura 3.19** (a) y (b) se observa la corrosión de las estructuras de concreto armado debido a la liberación del gas sulfhídrico del medio líquido.

FIGURA 3.19 A) PARED INTERNA DEL REACTOR UASB CON SEÑAL DE CORROSIÓN EN LA INTERFASE LÍQUIDO-AIRE. B) PARTE SUPERIOR DE LA CANALETA DE CEMENTO DEL EFLUENTE TRATADO DEL REACTOR UASB COMPROMETIDA POR LA CORROSIÓN.

En el caso de las estructuras de cemento que ya sufrieron ataque por corrosión y cuya resistencia está comprometida, es necesario realizar una limpieza para luego impermeabilizar la superficie, como se observa en la **figura 3.20** (a) y (b).

FIGURA 3.19 A) CANALETA DE CEMENTO SIN IMPERMEABILIZACIÓN, DESPUÉS DE CORROSIÓN. B) CANALETA DE CEMENTO RECUPERADA E IMPERMEABILIZADA.

Especial atención merecen las unidades subsecuentes, que también están sujetas a la agresividad del medio y deben recibir protección anticorrosiva o, de preferencia, ser fabricadas en acero inoxidable, plástico reforzado con fibra de vidrio, HDPE u otros materiales que ofrezcan alta resistencia. En la **Figura 3.21** se advierte el problema relacionado con la corrosión en unidades próximas a los reactores UASB.

FIGURA 3.21 CANALETA SIN IMPERMEABILIZACIÓN, DESPUÉS DE CORROSIÓN.

Asimismo, es recomendable mejorar la hermeticidad y la resistencia a la corrosión de los materiales utilizados en la construcción de los reactores UASB, incluso de los canales y las cajas de distribución del influente. Adicionalmente, es aconsejable revisar si las estructuras existentes requieren algún mantenimiento o impermeabilización, de modo que la resistencia del concreto no se vea amenazada por la acción de ácidos y gases presentes en el medio, o bien que el biogás llegue a escapar por fisuras en el reactor.

Taponamiento y captura del biogás

La parte superior de los colectores de gas generalmente presentan una serie de aperturas o registros de visita para inspección y limpieza. Una parte significativa del biogás generado suele escapar involuntariamente por esos puntos. Su sellado adecuado resulta fundamental para efectuar una recolección eficiente del biogás.

> El material de las tapas del reactor y de los registros de visita deben soportar la radiación solar, el ambiente corrosivo y la presión dentro de las cámaras de gas del reactor, típicamente alrededor de 1 500 Pa (0.15 mca).

La trayectoria y el dimensionamiento de las tuberías de recolección del biogás deben proyectarse para minimizar la pérdida de carga; han de evitarse pasajes estrechos y cambios bruscos de dirección entre los puntos de generación y los de recolección. También debe comprobarse la existencia de rutas preferenciales de fuga del biogás, por ejemplo:

- Si hubiera alguna fuga de biogás en uno de los separadores, las otras unidades no deben ser afectadas por rutas preferenciales al separador defectuoso. Este tipo de situación ocurre cuando hay una tubería única que captura el biogás de todos los separadores sin ningún dispositivo de bloqueo o válvula check

- La propia tubería para romper espumas a base de chorro de agua puede representar una ruta de fuga de biogás.

Las medidas anteriores minimizarían las pérdidas de biogás en la superficie de los reactores, al tiempo que evitarían comprometer las losas superiores de los reactores, en caso de que estos sean cerrados.

La captación del biogás puede realizarse con el auxilio de sopladores o de compresores radiales accionados por motores eléctricos, en caso de que sea inviable guiar el biogás de forma pasiva hasta los quemadores o los gasómetros. Para que esta operación sea segura y controlada, los sopladores deben ser a prueba de explosión (han de tener certificación ATEX) y la extracción del biogás debe estar controlada automáticamente en función de su consumo y de la lectura de niveles de oxígeno y metano. Esta última se debe a que la extracción activa del biogás ha de llevarse a cabo de modo que se evite su contaminación con aire y, en consecuencia, la formación de mezclas explosivas en el interior de gasoductos y gasómetros.

3.1.3.7 Recuperación del biogás disuelto en medio líquido

Un asunto que en fechas recientes ha tomado relevancia es la existencia de metano disuelto en el efluente del reactor UASB, fenómeno reportado desde 1988 por Noyola y colaboradores (Noyola et al., 1988). Debido a que aún no hay recomendaciones prácticas acerca de cómo recuperar ese metano disuelto en el efluente (tema de investigación y desarrollo tecnológico en el ámbito mundial), se puede prever la instalación de dispositivos de disipación y captación del metano; para ello, es necesario instalar las debidas conexiones en "T", válvulas y juntas que permitan recibir dichas estructuras. Además, deben estimarse las cotas del nivel de líquido en el futuro para prever la diferencia de nivel entre el UASB y la unidad de tratamiento aguas abajo. Estos accesorios tienen un costo relativamente reducido, por lo cual es recomendable instalarlos antes del arranque de la PTAR para evitar paros en la operación.

En caso de que haya una caja distribuidora de salida que recoja el efluente del tratamiento anaerobio, se recomienda su confinamiento a fin de evitar la generación de malos olores debido al H_2S desprendido, así como la recuperación de metano. Los gases recolectados en esas estructuras pueden direccionarse a la unidad aerobia de postratamiento o a biofiltros de composta a fin de tratar de los gases malolientes. Las cajas de recolección de efluente anaerobio también deben ser diseñadas para resistir la corrosión debida a la presencia de H_2S.

3.1.3.8 Rutinas operacionales

La eficiencia de los procesos anaerobios de alta tasa se relaciona principalmente con la concentración de materia orgánica, la actividad de la biomasa y el régimen hidráulico del reactor, lo mismo que a factores ambientales como temperatura, pH y alcalinidad, entre otros.

> Las principales actividades operativas relacionadas con los reactores UASB debe orientarse a controlar el tiempo de retención de sólidos y prevenir la acumulación de sólidos inertes (arenas) en su interior. Deben establecerse rutinas de operación para remover el exceso de sólidos inertes y lodos en exceso.

La previsión de los debidos dispositivos de control automatizado y monitoreo del reactor UASB disminuye mucho la operación rutinaria y favorece actividades de gestión y optimización del proceso. Se debe revisar periódicamente que las tuberías de entrada de agua residual no estén obstruidas; en caso contrario, deben limpiarse como se ilustra en la **figura 3.22.** De igual forma, hay que revisar que las canaletas de salida estén limpias, sin incrustaciones de sólidos. Si no hay acceso del operador a esas áreas, en el proyecto deben preverse dispositivos de limpieza o, según el caso, drenar el reactor para inspección. Es decir, se debe revisar y remover obstrucciones tanto a la entrada como a la salida del reactor para evitar flujos preferenciales.

FIGURA 3.22 PROCEDIMIENTO MANUAL DE ELIMINACIÓN DE OBSTRUCCIÓN DE LAS TUBERÍAS DE ENTRADA DE AGUAS RESIDUALES SANITARIAS DE UN REACTOR UASB.

Fuente: COPASA (PTAR Onça, Minas Generales,Brasil).

Hay que revisar la altura del lecho de lodos y realizar en éste purgas periódicas para evitar que estos últimos se acumulen de manera excesiva. Esto puede realizarse con el denominado *nucleador,* un tubo transparente graduado que se introduce por la superficie del reactor hasta el fondo. Al extraerlo, el lodo en su interior se retiene por medio de una válvula *check* ubicada en su extremo inferior, con lo que se muestra el perfil del lodo en el reactor.

Otra técnica consiste en tener varias boquillas para toma de muestras ubicadas a distinta altura en la pared del reactor. De cada boquilla se toma una muestra, la cual se analiza en laboratorio para determinar la concentración de SST y SSV. Un procedimiento sencillo que consiste en promediar el volumen asociado a cada altura y luego multiplicarlo por la concentración de sólidos analizada permite establecer el inventario de lodo en el reactor.

La limpieza de espuma y costras superficiales debe realizarse de forma semanal o quincenal, según dicte la experiencia, a fin de evitar que el material comience a endurecerse en la parte inferior de las campanas. En el caso de los dispositivos de remoción hidrostática de la espuma antes descritos, dicha limpieza debe ser más frecuente (por ejemplo, dos veces por semana), según las características de las aguas residuales influentes en el reactor.

En cuanto a la operación de los reactores UASB, es de suma importancia que los indicadores mencionados en la sección 2.5 sean monitoreados de forma continua, ya que pueden servir como indicadores de eficiencia de la digestión anaerobia.

Es preciso inspeccionar periódicamente los separadores trifásicos para verificar que no haya rupturas ni puntos de fuga. En caso de que los separadores no se encuentren expuestos, su inspección requiere especial atención, pues se trata de espacios confinados; por lo tanto, se requieren procedimientos y equipamientos de seguridad adecuados.

El control y monitoreo de la salida del biogás generado debe realizarse de forma continua. Variaciones bruscas pueden sugerir la presencia de fugas en el cuerpo del separador trifásico o en las tuberías de recolección, así como la ocurrencia de disturbios en el proceso de digestión anaerobia que, inevitablemente, causan pérdida de la capacidad de producción del biogás y de su potencial aprovechamiento energético.

3.1.3.9 Tasa de infiltración y contribuciones de aguas pluvial a las redes colectoras

La producción del biogás es directamente dependiente de la conversión de la carga orgánica influente a los reactores anaerobios. La tasa de infiltración de agua de lluvia a la red de drenaje puede reducir la concentración de la materia orgánica influente a la PTAR, impactando todo el sistema de tratamiento de aguas residuales y ocasionando la caída de la producción del biogás. Lo anterior debe ser considerado en el diseño del sistema de manejo y aprovechamiento de biogás.

3.1.3.10 Incorporación de subproductos a las aguas residuales sanitarias

Un aspecto esencial en la concepción de la PTAR es la verificación de eventuales descargas de camiones de limpieza de fosas sépticas a la red de drenaje municipal. Como ese tipo de material ya sufrió una estabilización, la introducción de esa carga en un reactor UASB no traería beneficios, siendo más interesante el tratamiento en una unidad especial para la remoción de sólidos grandes para su tratamiento en conjunto con el lodo de la PTAR.

Dependiendo del caso, en algunos sistemas de lodos activados se puede direccionar el lodo aerobio purgado hacia el reactor UASB con el objetivo de reducir el contenido de sólidos volátiles (estabilización) y al mismo tiempo espesar el lodo. En estos casos, es necesario monitorear la cantidad y calidad del lodo en el UASB, ya que un exceso de lodo aerobio puede diluir el lecho de lodos, el cual debe ser rico en biomasa anaerobia.

Una situación operacional que podría suceder en ciertos casos especiales es que después de la instalación de una PTAR ésta reciba el lodo producto de una planta de potabilización de agua La ventaja de esta situación es la centralización del tratamiento de los lodos; sin embargo, el problema es la ausencia de la debida cuantificación de la carga de sólidos que aporta el lodo de la potabilizadora, constituida en su mayor parte por sólidos finos que son descargados en lote. Estos sólidos de alguna forma volverán a sedimentar y muy probablemente se acumularán en un reactor UASB, tomando el lugar de la biomasa activa. Las contribuciones repentinas y concentradas en un corto intervalo de tiempo pueden causar la pérdida indeseable de la biomasa contenida en el reactor anaerobio, responsable de la degradación de la materia orgánica, así como de la producción de biogás.

Lo que se debe prevenir es que la adopción de una solución del problema de disposición de lodo a corto plazo tenga consecuencias técnicas y económicas negativas e imprevistas en la PTAR. Debido a lo anterior, se recomienda analizar cautelosamente la decisión de recibir en la PTAR el lodo generado en plantas potabilizadoras, especialmente si se cuenta con reactores UASB.

Para los proyectos de aprovechamiento de biogás, desde un punto de vista cualitativo debe destacarse que el lodo de fosas sépticas y plantas potabilizadoras contribuyen de forma negativa en el balance energético ya que disminuyen del tiempo de retención celular del reactor UASB.

3.2 DIGESTORES DE LODO

Los digestores de lodo son utilizados principalmente para la estabilización de lodos primarios y secundarios generados en el tratamiento de agua residual. La estabilización reduce el volumen de lodo para su disposición final y además posibilita el aprovechamiento de la energía debida a la generación de biogás.

Desde hace años en países de clima frío la captación del biogás fue económicamente interesante para suministrar el combustible necesario para el calentamiento de los digestores anaerobios de lodos. Por ejemplo, hasta el 2013 en las PTAR de Alemania el 80% del biogás formado en los digestores fue utilizado para generar energía eléctrica, mientras que el 10% fue utilizado para la generación de energía térmica y/o accionamiento directo de bombas y compresores. El resto del biogás fue vendido o perdido (Statistisches Bundesamt, 2015).

En los digestores de lodo agitados de flujo continuo, llamados CSTR *(Continuously Stirred Tank Reactor*, su acrónimo en inglés) o de alta tasa, el tiempo de retención hidráulica es equivalente al tiempo de retención celular. El calentamiento de digestores de lodos es una alternativa económicamente viable y el uso de co-sustratos es una opción interesante para aumentar la producción específica de biogás en la PTAR.

3.2.1 Funcionamiento de los digestores de lodo.

Los digestores convencionales o de baja tasa (tipo Indio, Chino) se utilizan preferentemente para estabilizar residuos con elevada concentración de material particulado. Debido a la naturaleza del sustrato (sólidos suspendidos), la hidrólisis es la etapa limitante del proceso de digestión anaerobia. La tasa de hidrólisis es afectada por diversos factores como la temperatura, el tiempo de retención hidráulico, la composición del sustrato y el tamaño de las partículas.

Por su parte, los digestores anaerobios de alta tasa se usan normalmente en las PTAR y son diseñados por tiempo de retención hidráulico (TRH), el cual equivale al tiempo de retención del lodo (TRC). En la práctica, el TRH de diseño es mayor al óptimo con la finalidad de compensar eventuales problemas operacionales como la fluctuación del volumen de lodo producido, la ineficiencia del sistema de mezclado, la variación de la temperatura ambiente y el azolvamiento provocado por material inerte (Andreoli *et al.*, 2010).

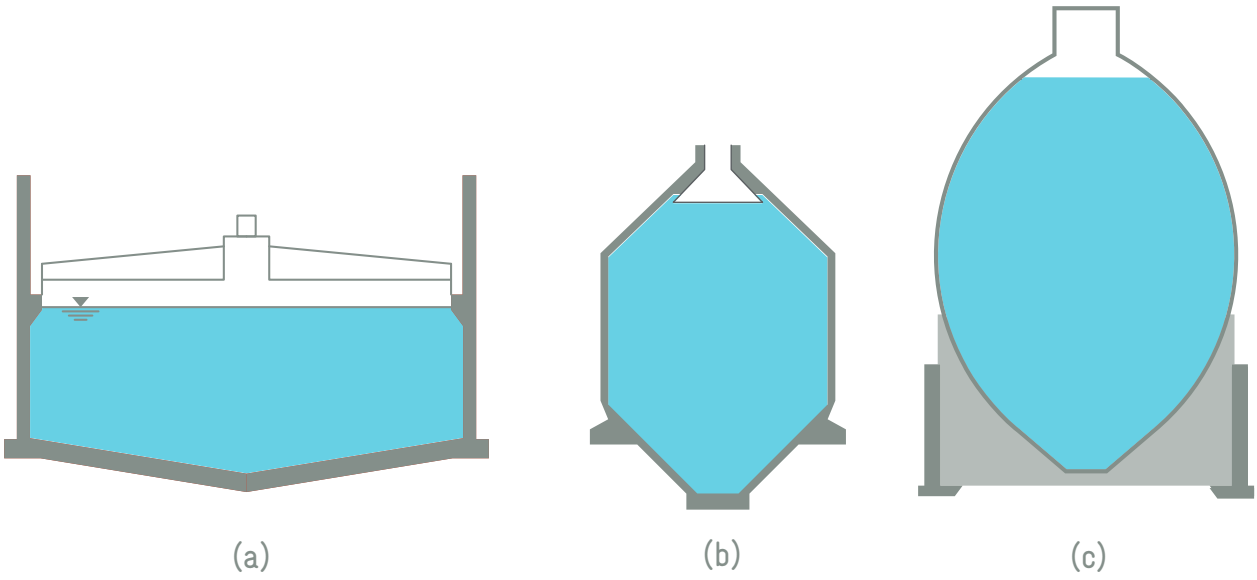
> Considerando que los digestores son diseñados principalmente por tiempo de retención hidráulico y que la carga orgánica del lodo a ser estabilizado es relativamente baja, en una PTAR los digestores anaerobios en general tienen capacidad para recibir cargas orgánicas adicionales, permitiendo así la co-digestión (ver sección 3.3).

Además del TRH, se debe revisar la carga orgánica volumétrica (kgSV/m3.d), que es la masa de sólidos volátiles alimentados en un día al volumen del digestor.

3.2.2 Configuración de digestores de lodos

Respecto a su geometría, la forma y la configuración de los digestores afectan su rendimiento. Las consideraciones de diseño incluyen la forma en conjunto, tipo de cubierta, la pendiente del fondo, la configuración del domo de gas, la alimentación del lodo y los sistemas de extracción de lodo. El sellado y revestimiento del digestor es otra consideración importante del diseño porque afecta el mantenimiento y la vida útil del mismo.

FIGURA 3.23 GEOMETRÍA TÍPICA DE DIGESTORES ANAEROBIOS: A) CILÍNDRICA AMERICANA CON PENDIENTE EN EL FONDO, B) DISEÑO ALEMÁN CONVENCIONAL, (C) FORMA OVOIDE.

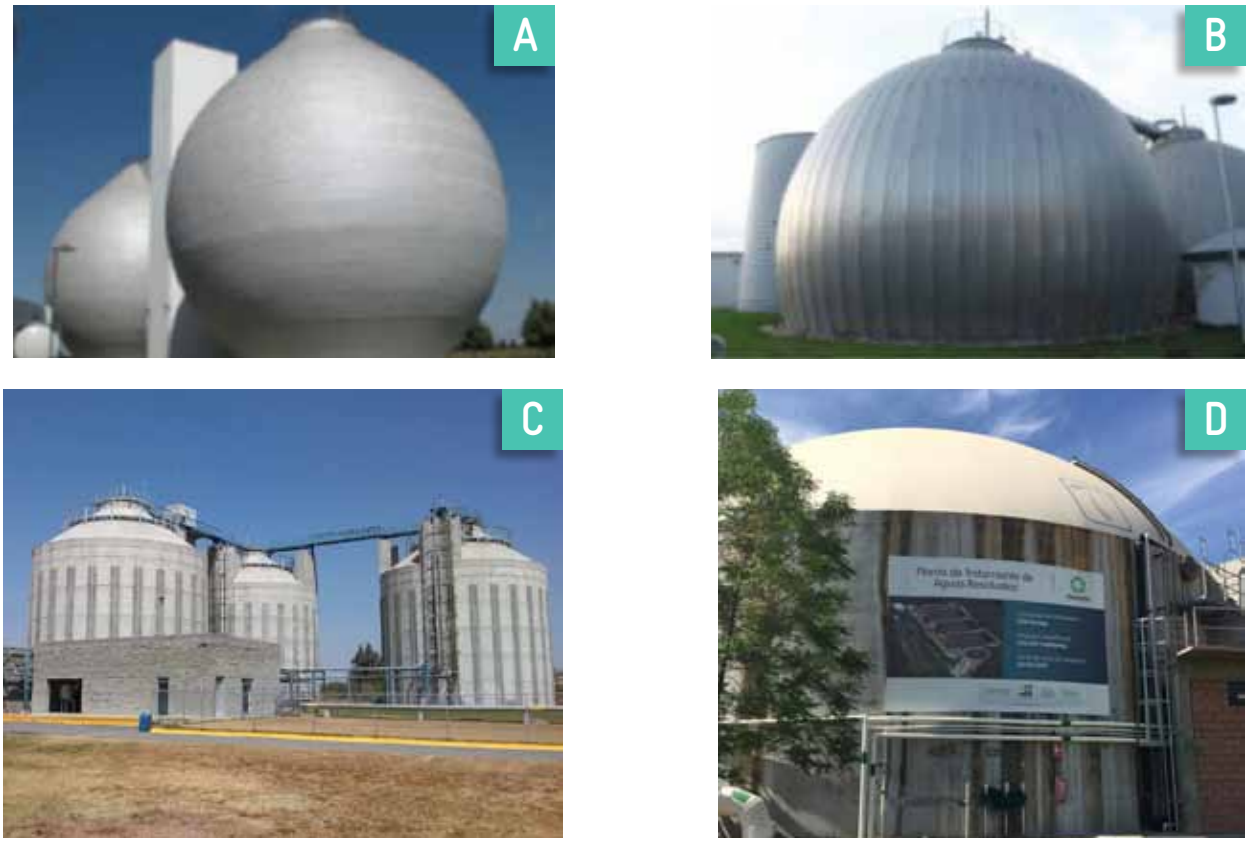


Fuente: Metcalf & Eddy (2003)

Aunque el tipo de construcción en forma ovoide (**Figura 3.23** (a) y (b)) presenta ventajas en cuanto al mezclado, la retención de calor y la captación de biogás, al final la construcción en forma de cilindro es más común por tener un costo de construcción significativamente menor.

La **Figura 3.24** presenta digestores de lodo instalados en PTAR en Alemania y en México.

FIGURA 3.24 FOTOS DE DIGESTORES DE LODO: A) FORMA OVOIDE EN LA PTAR WASSMANSDORF - ALEMANIA; B) PTAR NECKARSULM – ALEMANIA; C) SAPAL (PTAR LEÓN, MÉXICO); D) CIAPACOV (PTAR PASO LIMÓN, COLIMA, MÉXICO).



La eficiencia y la estabilidad del proceso de digestión anaerobia son variables directamente relacionadas con las características del lodo que alimenta al digestor. El lodo crudo que ingresa al digestor anaerobio es una mezcla compleja de materiales con las características determinadas por la población atendida y el proceso de tratamiento adoptado en la PTAR (Andreoli *et al.*, 2010).

No obstante, en términos generales la eficiencia de destrucción de material volátil por la vía de digestión anaerobia depende esencialmente del tiempo de retención del lodo en el digestor, el cual a su vez depende de la temperatura de operación (ver **tabla 3.1**)

TABLA 3.1 EFICIENCIA DE DESTRUCCIÓN DE MATERIAL VOLÁTIL EN DIGESTORES ANAEROBIOS MESOFÍLICOS COMPLETAMENTE MEZCLADOS.

TIEMPO DE RESIDENCIA (d)	DESTRUCCIÓN DE SV (%)
30	65.5
20	60.0
15	56.6

Fuente: Metcalf & Eddy (2003).

Con fines estimativos se puede utilizar la ecuación siguiente para determinar el porcentaje de destrucción de material volátil en un digestor mesofílico completamente mezclado :

$$\%SSV_{des}=13.7\cdot\ln(TRH)+18.9$$

Donde *TRH* = tiempo de retención hidráulica en el digestor (d)
$\%SSV_{des}$ = porcentaje de SSV destruidos

No obstante, al menos en el caso de las PTAR en México en la experiencia de los autores la práctica indica que esta ecuación tiende a sobreestimar en un 5% la eficiencia de destrucción de SSV.

Respecto a la temperatura, la **tabla 3.2** muestra las condiciones usuales de operación de la digestión anaerobia de lodos.

TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE DIGESTORES TERMOFÍLICOS Y MESOFÍLICOS.

CRITERIO	TERMOFÍLICO	MESOFÍLICO
Tiempo de retención de sólidos (TRC)	8 - 12 d	15 - 20 d
TRC mínimo para diseño	4.5 – 6 d	12 d
Temperatura de operación	50 - 58 °C	35 - 39 °C
Concentración de sólidos en el lodo alimentado	4.5 – 6.5% de sólidos totales	3 – 6% de sólidos totales
Concentración de lodo en el digestor	2.5 – 4.5% de sólidos totales	1.5 - 4.0% de sólidos totales
Carga de sólidos volátiles	3.2 – 6.4 $kgSV.m^{-3}d^{-1}$	1.6 – 3.2 $kgSV.m^{-3}d^{-1}$
Concentración de ácidos grasos volátiles	400 -1,200 mg L^{-1}	<200 mg L^{-1}
pH	7.0 – 7.7	6.8 – 7.2

Fuente: Adaptado de SEMARNAT y CONAGUA (2015c).

En seguida se detalla el cálculo de la producción de biogás en función de la eficiencia de destrucción de material volátil en un digestor anaerobio.

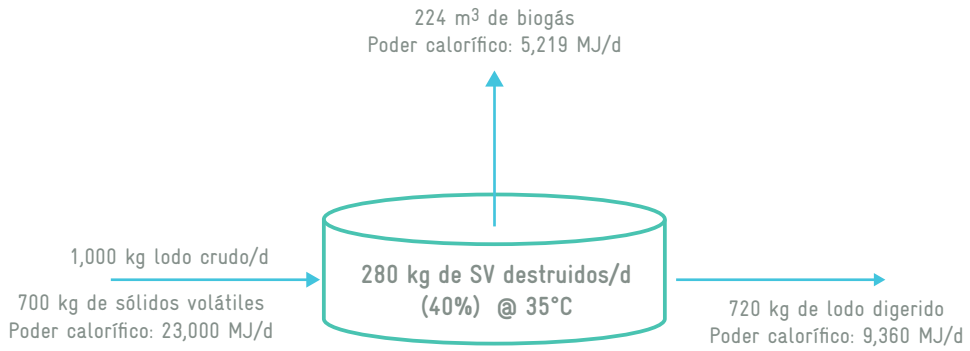
3.2.3 Balances de sólidos, DQO y energía.

El digestor es alimentado de forma continua o semi-continua y el lodo se mantiene en su interior por un determinado periodo, llamado tiempo de retención celular (TRC).

El poder calorífico inferior del lodo crudo varía entre 11 y 23 MJ/kgST, dependiendo del tipo de lodo y de su concentración de sólidos volátiles. El lodo digerido tiene un poder calorífico inferior variando entre 6 y 13 MJ/kgST, debido a una menor concentración de sólidos volátiles.

Ejemplo 3.1 Realizar el balance de masa y energía en un digestor anaerobio cuyo resumen se presenta en la **figura 3.25.**

FIGURA 3.25 BALANCE DE MASA Y ENERGÍA EN DIGESTOR ANAEROBIO.



Fuente: Andreoli *et al.* (2010).

Primero se realiza el balance de masa, como sigue:

Masa de lodo crudo de entrada al digestor: $M_{LC} = 1{,}000 \ \frac{kgST}{d}$

Porcentaje de SV en el lodo: $\%SV = 70\%$

Masa orgánica de lodo crudo de entrada al digestor: $M_{OLC} = 0.7 \ \frac{kgSV}{kgST} \cdot 1{,}000 \ \frac{kgST}{d} = 700 \ \frac{kgSV}{d}$

Porcentaje de SV destruidos: $\%SSV_{des}=40\%$

Masa de SV destruidos: $M_{OD} = \frac{\%SV_{des}}{100} \cdot M_{OLC}$

$$M_{OD} = 0.40 \cdot 700 = 280 \ \frac{kgSV_{des}}{d}$$

Masa de SV en el lodo digerido: $M_{OE} = 700 - 280 = 420 \ \frac{kgSV}{d}$

Masa de SF a la entrada = masa de SF a la salida: $M_{IE} = 300 \ \frac{kgSF}{d}$

Masa total de sólidos en el lodo digerido: $M_{LE} = 300 + 420 = 720 \frac{kgST}{d}$

Factor de generación teórica de biogás: $F_{biogas} = 0.8 \ \frac{m^3N}{kgSV_{des}}$

Flujo de biogás producido: $V_{biogas} = F_{biogas} \cdot M_{OD}$

$$V_{biogas} = 0.8 \ \frac{m^3 N}{kgSV_{des}} \cdot 280 \ \frac{kgSV_{des}}{d} = 224 \ \frac{m^3 N}{d}$$

Luego se procede a efectuar el balance de energía:

Poder calorífico del lodo crudo: $PC_{LC} = 23 \ \frac{MJ}{kgST}$

Energía total del lodo crudo: $Q_L = PC_{LC} \cdot M_{LC}$

$$E_L = 23 \ \frac{MJ}{kgST} \cdot 1{,}000 \ \frac{kgST}{d} = 23{,}000 \ \frac{MJ}{d}$$

Poder calorífico del lodo digerido: $PC_{LE} = 13 \ \frac{MJ}{kgST}$

Energía total del lodo digerido $E_L = PC_{LE} \cdot M_{LE}$

$$E_L = 13 \ \frac{MJ}{kgST} \cdot 720 \ \frac{kgST}{d} = 9{,}360 \ \frac{MJ}{d}$$

Poder calorífico del biogás: $PC_{biogas} = 23.3 \ \frac{MJ}{m^3N}$

Energía total del biogás: $E_{biogas} = PC_{biogas} \cdot V_{biogas}$

$$E_{biogas} = 23.3 \ \frac{MJ}{m^3N} \cdot 224 \ \frac{m^3N}{d} = 5{,}219.2 \ \frac{MJ}{d} = 1{,}445.71 \ \frac{kW.h}{d}$$

A partir de los balances de DQO y energía presentados anteriormente, se pueden establecer indicadores de producción específica de energía, conforme con lo mostrado en la **tabla 3.3.**

TABLA 3.3 INDICADORES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN DIGESTORES DE LODO PRIMARIO Y SECUNDARIO A PARTIR DE LA DQO APLICADA.

ETAPA EN EL PROCESO DE TRATAMIENTO	CARGA ESPECÍFICA (g DQO/hab.d)	EQUIV. ENERGÉTICO (kWh/hab.d)	%	POTENCIAL ENERGÉTICO (kWh/hab.d)
DQO Aguas residuales crudas	120	0.420	100	
DQO clarificador primario (1.5 h)	40	0.140	33	0.245 (parcialmente accesible)
DQO Lodo de purga (LA 16d)	30	0.105	25	
DQO oxidada con aireación al CO_2	40	0.140	33	0.175 (no utilizable)
DQO efluente final (inertes)	10	0.035	8	

Fuente: Hartwig et al., (2010), actualizado de acuerdo con ATV-DVWK-A 131E (2000).

Nota: valores establecidos para una PTAR típica alemana, en la cual el tratamiento ocurre por medio de un proceso de lodos activados con edad de lodo de 16 días y digestor anaerobio para tratar el lodo primario y secundario.

3.2.3.1 Tasas de producción de biogás

Los volúmenes diarios de biogás producido son importantes en el dimensionamiento de plantas de aprovechamiento de biogás. En la digestión anaerobia de lodo, la producción específica teórica es de 0.8 m^3/kg de sólidos orgánicos volátiles, lo cual corresponde a una producción de biogás cerca de 25 L/hab/d (Andreoli *et al.*, 2010), aunque en América Latina sería más bien de unos 17L/hab/d.

En la **tabla 3.4** se presenta la influencia del tipo de lodo de purga que generan las distintas variantes del proceso de lodos activados sobre la tasa de producción de biogás.

TABLA 3.4 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS CONFORME LA MODALIDAD DE LODOS ACTIVADOS.

OPERACIÓN DEL TRATAMIENTO BIOLÓGICO	CARGA ORGÁNICA DEL TRATAMIENTO PRIMARIO Y REACTOR DE LODOS ACTIVADOS	VOLUMEN ESPECÍFICO DE BIOGÁS ESPERADO (L/hab.d)	
		VALOR MEDIO	INTERVALO DE VARIACIÓN
Edad del lodo en el tanque de aireación (TA) θc = 8 d (nitrificación en verano, o desnitrificación parcial)	Reactor de lodos activados con carga de 35g DBO5/hab/d (con tratamiento primario altamente eficiente).	20.7	16.5 – 25.0
Edad del lodo en tanque de aireación (TA) θc = 15 d (alta eficiencia de nitrificación y desnitrificación todo el año)	Reactor de lodos activados con carga de 35g DBO_5/hab/d	18.3	14.5 – 22.0
Edad del lodo (TA)θc = 15 d	Reactor de lodos activados con carga de 48g DBO_5/hab/d (pre-tratamiento con poco tiempo de retención hidráulica)	13.2	10.5 – 15.9
Edad del lodo (TA)θc = 15 d	Reactor de lodos activados con carga de 60g DBO_5/hab/d (sin tratamiento primario)	7.8	6.2 – 9.4
Sistema de lodos activados en aireación extendida con θc = 25 d	Reactor de lodos activados con carga de 60g DBO_5/hab/d (sin tratamiento primario)	4.4	3.5 – 5.3

Fuente: DWA-M 363 (2010).

La producción real observada depende de varios factores, entre ellos las condiciones ambientales, la composición del lodo y el volumen útil del digestor.

La composición del lodo a ser digerido, principalmente la fracción de materia orgánica biológicamente degradable, depende de:

- Las sustancias que componen las aguas residuales municipales (por ejemplo, ingreso de efluentes industriales en el colector de aguas residuales municipales)
- El tipo de proceso de tratamiento de aguas residuales (ver **tabla 3.4**)
- Volumen de agua pluvial que es tratado conjuntamente en la PTAR
- Variaciones mensuales o anuales del agua residual

Además, es imprescindible conocer el volumen útil total del digestor, ya que el proceso de digestión no sólo depende de la carga orgánica, sino de la distribución del volumen total del reactor; no es lo mismo que el volumen esté comprendido de uno o más digestores. Muchas veces es posible obtener mejores resultados en digestores más grandes porque se aprovecha mejor el volumen.

El volumen diario de biogás producido es clave en el diseño de las unidades de utilización de biogás, el cual se calcula con base en el volumen y el tiempo de digestión. Se recomienda que la determinación del potencial de energía utilizable considere los valores inferiores de flujo de biogás esperado. Para un tratamiento correspondiente a la FILA 1 de la **tabla 3.4**, por ejemplo, se debe utilizar un volumen de biogás específico de 16.5 L/(hab.d).

Cuando sea aprovechada únicamente la energía térmica del biogás, se deben utilizar los menores valores esperados para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de biogás. Si la instalación incluye motores a gas o plantas de cogeneración, la capacidad de almacenamiento debe tomar en cuenta los valores esperados más elevados, aunque esos valores sólo se presenten en determinadas épocas del año (varios meses).

Las plantas de tratamiento con tasas específicas de biogás por encima de 25 L/(hab.d) sólo se deben considerar si la cifra proviene de mediciones reales realizadas durante varios años de operación.

3.2.4 Control operacional

A continuación se presentan los cuidados que deben tomarse en cuenta durante el arranque de digestores anaerobios y durante su operación.

Puesta en marcha
Durante el arranque de un digestor de lodo se deben realizar las siguientes actividades (Jordão y Pessoa, 2005):

Fase I – Preparación

- Verificación de la hermeticidad de todas las tuberías conectadas al digestor de lodo
- Verificación de la hermeticidad de los registros y tapas del digestor de lodo
- Verificación de los equipos de seguridad contra sobrepresión y vacío
- Verificación de los niveles de llenado de los accesorios que funcionan como sello de agua
- Arranque del sistema de calentamiento del digestor por un tiempo suficiente que permita alcanzar las condiciones normales de operación

Fase II – Alimentación

- Alimentación con lodo o sobrenadante de otro digestor;
- Calentamiento del digestor lleno hasta alcanzar y mantener la temperatura de diseño;
- Alimentación con lodo no estabilizado, preferentemente proveniente de la sedimentación primaria, a una carga de 0.08 kgSV/m^3 de volumen del digestor.

Fase III – Mantenimiento y control

- Mantenimiento de una mezcla adecuada por un periodo inicial de 20 días
- Monitoreo de la temperatura, la alcalinidad total, los ácidos grasos volátiles y el pH del lodo
- Monitoreo del flujo y concentración de metano y dióxido de carbono en el biogás generado
- Aumento gradual de la carga hasta el nivel establecido en el proyecto, asegurando el mantenimiento de condiciones favorables, siendo previsto que el digestor alcance su capacidad de diseño después de 50-60 días de su arranque

Cuando no hay inóculo disponible (por ejemplo, lodo o sobrenadante de otro digestor), el digestor debe ser llenado con agua residual cruda.

En el caso de presencia de espuma o desestabilización del proceso, la carga debe ser reducida o bien se debe intentar inocular lodo de otro digestor.

Temperatura
Como indica la **tabla 3.2**, la digestión de lodo puede ser realizada tanto en régimen termofílico como en mesofílico. Esta última es la condición comúnmente utilizada.

Con el objetivo de optimizar la hidrólisis del material particulado, los digestores de alta tasa normalmente se mezclan y calientan, siendo usuales las temperaturas de operación en un intervalo de 32 a 38°C. La etapa de hidrólisis ocurre muy lentamente cuando los digestores son operados a temperaturas inferiores a 20°C.

Cribado del lodo
El cribado del lodo antes de ingresar al digestor es vital, ya que en algunos casos existe cierta clase de sólidos que pueden interferir con el proceso de digestión o simplemente acumularse en el fondo del mismo, reduciendo su volumen útil. Tal es el caso de pelambre y residuos fibrosos, que pueden incluso ocluir los sistemas de alimentación de biogás con fines de mezclado del contenido del digestor. En esos casos incluso puede ser deseable la trituración previa del lodo con equipo especializado.

Eliminación de arenas
Por otro lado, las arenas en exceso en los residuos que se envían a la digestión pueden causar estragos en términos de que su acumulación exige que cada cierto tiempo deba vaciarse el digestor para remover el material inerte en su fondo. Esta operación es muy latosa y a veces se traduce en periodos de varios meses en los que el digestor sale de operación para permitir las labores de mantenimiento y rearranque del mismo.

Calentamiento del lodo
El calentamiento puede ser realizado mediante intercambiadores de calor externos al digestor, de tipo espiral o bien de tipo tubo en tubo, usando agua caliente o vapor de baja presión provenientes de una caldera que usualmente utiliza el biogás como combustible. Pero la energía térmica también puede provenir del calor generado en una máquina de cogeneración.

Dependiendo de la temperatura del lodo y las condiciones ambientales, la ausencia de aislamiento y calentamiento de los digestores anaerobios puede ser considerada; sin embargo, en estos digestores se requerirían en general tiempos de retención hidráulica mayores, en torno a los 40 días si la temperatura es inferior a 25°C.

Potencial de hidrógeno (pH)
La digestión de lodos puede ocurrir con pH entre 6.0 y 8.0, aunque, en la práctica se recomienda mantener un pH de 7.0 ya que es el óptimo para el proceso anaerobio. De lo contrario, el ácido acético no ionizado ejerce un efecto inhibidor en pH ácido. En el otro extremo del espectro, el amoníaco no ionizado (NH_3) tiene un efecto tóxico a pH alcalino.

Espesamiento del lodo
El espesamiento del lodo tiene una función fundamental para la definición del tamaño de los digestores, ya que el dimensionamiento es realizado directamente con el tiempo de retención hidráulica. Por lo tanto, un lodo con 3% de sólidos exige un digestor del doble del tamaño que uno alimentado con lodo al 6%. Resulta evidente que la decisión sobre la forma de espesamiento influencia mucho en el costo total del proyecto.

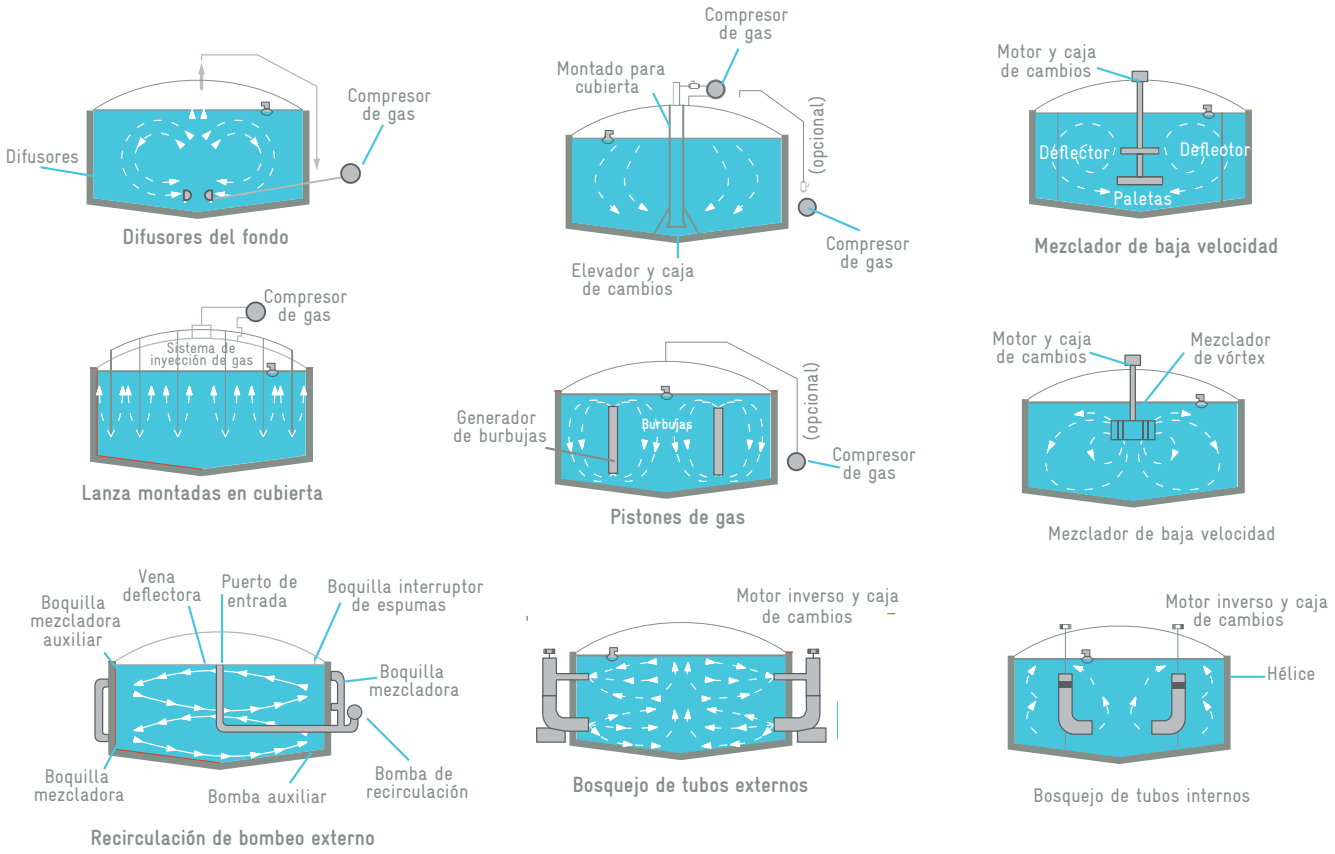
Se recomienda que la concentración de sólidos en la alimentación del digestor sea entre 4 y 8%, pudiendo alcanzar valores más altos, siempre y cuando se asegure un correcto mezclado. Concentraciones de sólidos inferiores a 2.5 % tienden a reducir la eficiencia del digestor.

Mezclado
El propósito del mezclado es lograr la distribución uniforme del lodo alimentado en el digestor, moviendo los subproductos de la estabilización en el seno del líquido, lo cual impide la estratificación de los sólidos y crea condiciones homogéneas en el digestor. Para la mezcla de los digestores cilíndricos, se ha propuesto en los últimos años:

- Bombas externas de recirculación del sobrenadante
- Inyección/recirculación de biogás
- Agitadores mecánicos

La **figura 3.26** muestra las diferentes posibilidades de mezclado en digestores. Por su parte, la tabla 3.5 señala las recomendaciones de mezclado para diversas configuraciones de digestores de lodos.

FIGURA 3.26 SISTEMAS DE MEZCLADO UTILIZADOS EN DIGESTORES ANAEROBIOS DE ALTA TASA.



Fuente: SEMARNAT y CONAGUA (2015c).

TABLA 3.5 REQUERIMIENTOS DE MEZCLADO EN DIGESTORES.

PARAMETRO	TIPO DE SISTEMA DE MEZCLADO	VALOR TÍPICO	UNIDAD
Potencia unitaria	Mezclador mecánico	0.005 – 0.008	kW/m^3 de volumen de digestor
Flujo unitario de biogás	Mezclado con biogás		
	Confinado	0.0045 a 0.005	m^3/m^{3}min
	No confinado	0.005 a 0.007	m^3/m^{3}min
Gradiente de velocidad G	Todos	50 – 80	S^{-1}
Tiempo de mezclado del tanque (turnover time)	Mezclado con gas confinado y todos los sistemas mecánicos	20 – 30	min

Fuente: Adaptado de Appels et al.(2008).

Formación de espuma
La espuma, que no debe ser confundida con las natas, también puede causar serios problemas operacionales, siendo la principal causa de obstrucción del tubo de conducción de biogás. Por lo tanto, la formación de espuma debe ser monitoreada.

En Alemania se observó la formación de espuma especialmente en casos de co-sustratos de fácil degradación con altas tasas de generación específica de biogás (ej. grasas), o bien cuando las cargas de esos co-sustratos superan la capacidad del digestor. Otras posibles causas pueden ser:

- Contenido de sólidos totales muy elevado
- Alto contenido de tensoactivos
- Alta viscosidad de la fase líquida

Cuando ocurra formación de espuma, se sugiere la reducción de la alimentación del co-sustrato que lo ocasiona. Otra recomendación es distribuir de mejor manera la alimentación al digestor a lo largo del día.

3.2.4.1 Captación del biogás en el digestor de lodo.

La captación de biogás en el digestor es considerablemente más simple que en reactores UASB, siendo normalmente realizada en un sólo punto. La protección de los gasoductos contra espumas es importante.

FIGURA 3.27 CAPTACIÓN DE GAS EN LA TAPA DEL DIGESTOR CON TRAMPA DE SEDIMENTOS Y HUMEDAD.

Solo a modo de ejemplificar el potencial de generación de energía, sin olvidar que el potencial de cada proyecto depende de las condiciones locales. Para una PTAR con una población equivalente a 30,000 habitantes se estima una producción de energía de 50kW, en tanto que para una PTAR con una población equivalente a 100,000 habitantes puede llegar a 165kW, asumiendo 7,884 horas de uso por año y un valor de eficiencia eléctrica del 38%.

3.3 CO-DIGESTIÓN

Aunque en México aún no se practica, la co-digestión se refiere al tratamiento simultáneo de ciertas cantidades de material orgánico de diferentes fuentes en un sólo digestor. Eso puede exigir una adaptación técnica, así como un nuevo protocolo de operación. Los objetivos de la co-digestión son:

- Aprovechar la capacidad de un digestor existente, dado que los digestores normalmente poseen un potencial significativo no utilizado
- Optimizar las condiciones técnicas del proceso (mejorar el contenido orgánico del sustrato, la relación C:N, el ajuste del pH, etc.)
- Alcanzar cierta demanda de energía eléctrica requerida
- Responder a una demanda de utilización local de biogás (calentamiento o generación de vapor)

> La situación más común es el uso del lodo del tratamiento de aguas residuales como sustrato principal, mezclado con una porción menor de otro sustrato o variedad de sustratos. El uso de un co-sustrato normalmente mejora la producción de biogás. Tasas típicas de adición de co-sustratos en digestores de lodos varían de 5 a 20%. La adición de co-sustratos puede aumentar la producción de biogás de 40 a 200% (Braun y Wellinger, 2002).

Se debe tener cuidado al seleccionar sustratos compatibles para aumentar la producción de metano, evitando aquellos que puedan inhibir su generación.

El volumen de co-sustrato adicional puede afectar el tiempo de retención en el digestor anaerobio. Tiempos de retención más largos permiten que los sustratos sean digeridos por completo, lo que maximiza la producción de biogás y minimiza olores.

En la co-digestión, la regla es que se obtengan las tasas de producción de biogás de los respectivos componentes del substrato. El uso de mezclas balanceadas de sustratos permite obtener tasas de producción de biogás por volumen del reactor más elevadas del que la digestión con sustrato único.

A manera de referencia, la **tabla 3.6** presenta las tasas teóricas de biogás dependiendo del sustrato utilizado. Sustancias de cuidado desde el punto de vista sanitario, tales como contenidos de trampas de grasas, material de flotación, desperdicios de rastros y residuos de cocinas comerciales, requieren cuidados especiales.

Para el caso mexicano puede ser que algunos de los residuos mostrados en la **tabla 3.6** no estén disponibles. En todo caso siempre será necesaria la verificación de los valores presentados abajo, por medio de experimentos y análisis adecuados a las características específicas del proyecto y lugar de instalación.

TABLA 3.6 PROPIEDADES Y PRODUCCIÓN DE BIOGÁS ESPECÍFICA DE SUSTRATOS RELEVANTES.

SUSTRATO	% SS	% SSV/SS	% N_{TOTAL} /SS	C/N	% CONTENIDO DE CARBONO EN SS	PRODUCCIÓN ESPECÍFICA DE METANO ** NL/kgSSV
Granos de cereales	87	98				370
Papas	22	94				380
Residuo del destilado de manzana	2 – 3.7	94 – 95		6		330
Residuo del destilado de papas	12 - 15	90	9	6	48	370
Granos destilados de cereales	4 – 6	95	8			380
Residuo del destilado de melazas	10.5	71.2				350 - 400
Suero de leche	4.3 - 6.5	80 – 92	1.1	27		350 – 400
Leche integral	13	95				450 – 500
Requesón	22	95				400 – 450
Restos de pan	65	97				400
Residuos de mercado	5 – 20	76 – 90	4	15		300 – 400
Residuos de semillas oleaginosas	92	97	1.4	41	57.5	450 – 550
Salvado de canola	88	93	5.6	8		450 – 500
Glicerina	100	99			39	350
Material flotado	5 – 24	83 – 98	6			600 – 800
Residuos de caja de grasa	2 – 70	69 – 99	0.1 – 3.6			600 – 700
Harina de pan			8 – 12	2.5 – 5		500 – 600
Harina de sangre	90	80	12	4	48	450 – 520
Residuos de alimentos	9 – 37	74 – 98	0.6 – 5.0	15 – 21	0.04 – 0.18	400 - 500

** C/N = Relación – Carbono – Nitrógeno; ** Litro Normal @ 20°C, 1 atm.*
Fuente: DWA-M 380 (2009).

Se recomienda que la relación entre el carbono y el nitrógeno C/N sea mayor a 15 para evitar problemas de inhibición por exceso de nitrógeno amoniacal en la mezcla de sustratos.

ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS

4

El almacenamiento del biogás es indispensable para su aprovechamiento energético. Cuando la planta tiene solamente quemador de biogás, la instalación de un gasómetro puede ser innecesaria. Sin embargo, si se exige una quema eficiente del biogás o se contempla la posibilidad de su uso energético en un futuro, debe preverse la instalación de un equipo de almacenamiento, el cual generalmente recibe el nombre de gasómetro (*gasholder*).

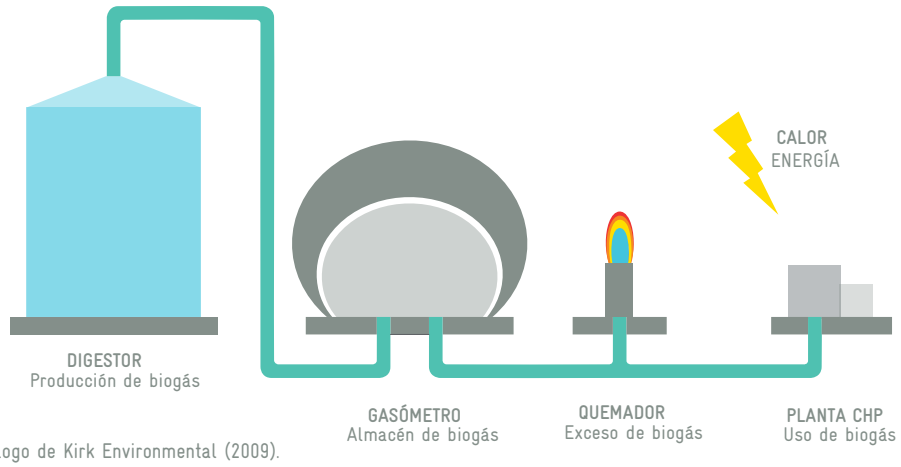
Como hay diversas opciones de uso del biogás, no es posible establecer un método de determinación del volumen de almacenamiento necesario aplicable universalmente.

4.1 FORMAS DE INSTALACIÓN DEL GASÓMETRO

Los gasómetros pueden ser instalados en línea, o bien en paralelo. La principal desventaja de la instalación del gasómetro en paralelo es que el biogás generado, cuya calidad puede variar de manera significativa, puede fluir directamente a los equipos consumidores, lo que llega a causar fallas.

Se recomienda entonces instalar el gasómetro en línea; es decir, el gasómetro debe colocarse entre el digestor y la unidad donde se va a utilizar el biogás, lo cual asegura un flujo constante desde el gasómetro y elimina el riesgo de estratificación del biogás. En la **figura 4.1** se muestra la instalación recomendada para un gasómetro de doble membrana:

FIGURA 4.1 INSTALACIÓN DE UN GASÓMETRO EN LÍNEA.



Fuente: Adaptado del catálogo de Kirk Environmental (2009).

En las plantas donde hay cogeneración se deben instalar los gasómetros en línea sobre el gasoducto principal; nunca en paralelo.

La instalación del gasómetro en la tubería de conducción del flujo principal exige la construcción de una línea de derivación o by-pass, que permite el uso del biogás o, alternativamente, el envío hacia el quemador durante trabajos de reparación.

La posibilidad de formación de una atmósfera explosiva en el interior del sistema de almacenamiento de gas depende de la interacción del gasómetro con el sistema de uso del gas. Si existe la posibilidad de formación de dicha atmósfera debido a la penetración de aire es necesario tomar medidas adicionales de protección contra explosiones. En el capítulo 9 se profundiza en aspectos de seguridad.

4.2 ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS PARA USO EN CALDERAS

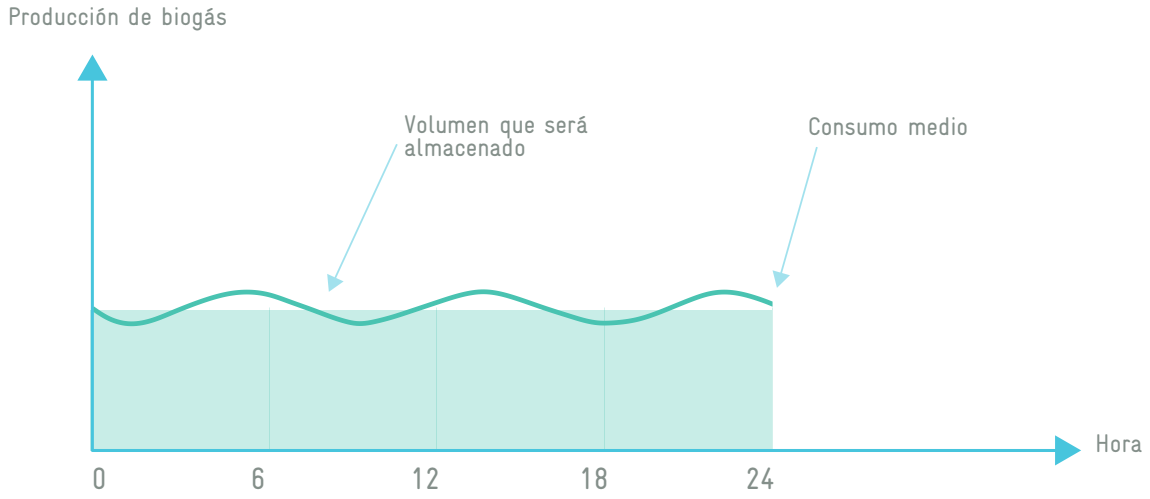
Si el biogás se utiliza exclusivamente en calderas con objeto de proporcionar calor al digestor anaerobio y a otras instalaciones de la PTAR, el volumen del gasómetro suele depender de la capacidad de los equipos consumidores, ya que el calor necesario para calentar el digestor o las instalaciones se suministra de manera continua durante 24 horas. La producción de biogás y el tamaño del gasómetro resultante dependen, casi de forma exclusiva, de la operación de la unidad de tratamiento anaerobio; en concreto de la forma de alimentación del reactor o digestor.

Además de la dependencia de la forma de operación, la cantidad y calidad del biogás generado pueden oscilar en función de los siguientes aspectos:

- Diferente cantidad y tipo de lodo (primario/secundario)
- Diferentes fracciones de SST y SSV
- Diferentes sustratos con tiempos de degradación diferentes

En el caso de digestores anaerobios de gran volumen, en general se emplea la alimentación continua o semicontinua, lo que proporciona una producción de biogás más estable y una equivalencia con relación a la demanda del consumo del biogás (**figura 4.2**).

FIGURA 4.2 PATRÓN DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS CON ALIMENTACIÓN (SEMI)CONTINUA.



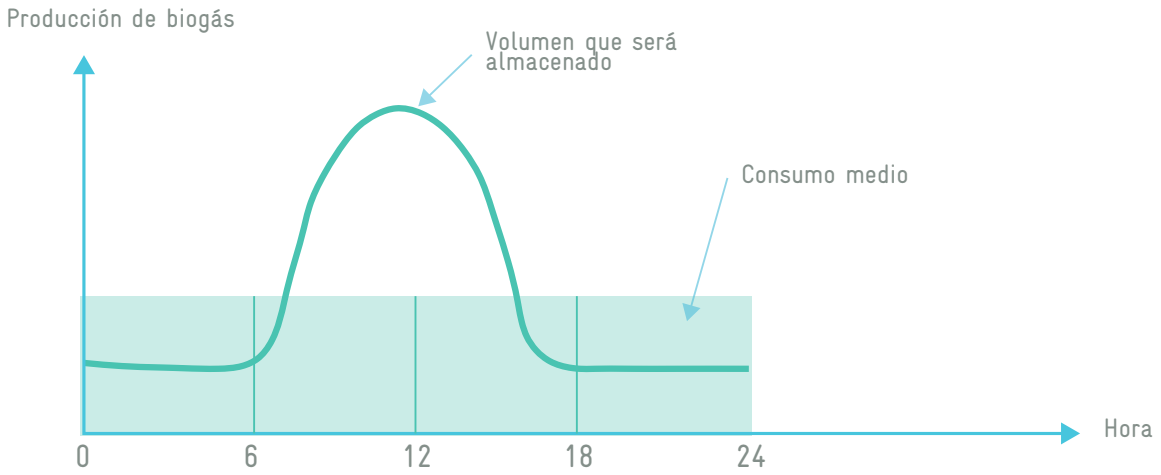
Fuente: DWA-M 363 (2010).

Cuanto más parecidas son las características de producción y consumo, menor es la capacidad de almacenamiento del gasómetro. Aun así, el volumen de almacenamiento debe corresponder de 30 a 50% del volumen de biogás generado a diario, lo que permite que las oscilaciones de producción del biogás sean compensadas.

En el caso de los reactores UASB, así como los digestores anaerobios de menor tamaño en los que la introducción de lodo crudo se realiza normalmente una única vez por día, la generación de biogás puede variar de modo significativo durante el día (**figura 4.3**). La **figura 4.4** muestra el caso de dos alimentaciones diarias.

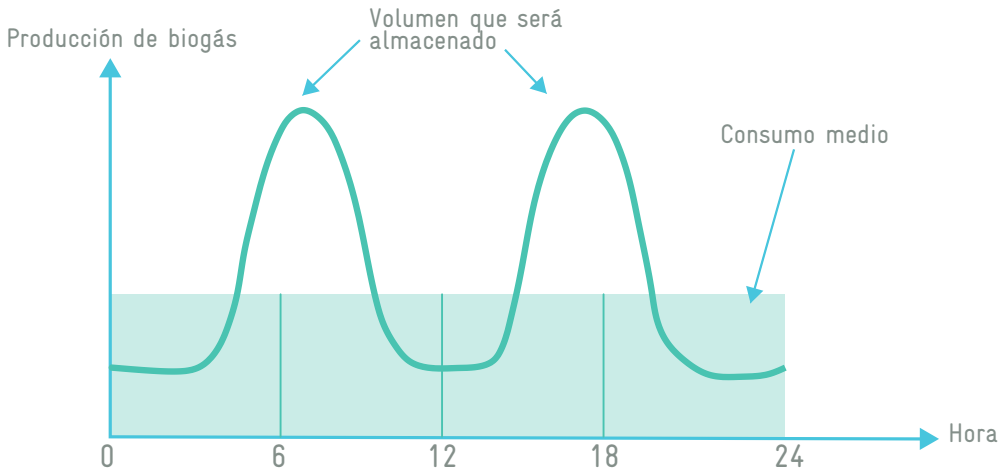
En el caso de digestores anaerobios pequeños con alimentación única durante el día, se observa una generación de biogás acelerada después de la alimentación. Esa fase de producción más acentuada puede durar cerca de 4 a 5 horas, seguida por una caída drástica de la producción. La generación de biogás en ese periodo puede representar entre 70 y 80% de la producción diaria; el porcentaje restante (20-30%) se genera más o menos de modo uniforme en las demás horas del día.

FIGURA 4.3 PATRÓN DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS CON ALIMENTACIÓN ÚNICA DE LODO BRUTO.



Fuente: DWA-M 363 (2010).

FIGURA 4.4 PATRÓN DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS CON DOS ALIMENTACIONES DE LODO.



Fuente: DWA-M 363 (2010).

El biogás excedente en relación con el consumo de las calderas debe ser almacenado para garantizar la operación adecuada de éstas cuando hay baja producción, con lo que se busca la rentabilidad de las instalaciones. En caso de que el gasómetro no tenga la capacidad requerida, el biogás excedente en relación con el volumen de almacenamiento debe ser enviado al quemador. De otro modo, ocurriría falta de biogás durante el día y se necesitaría la sustitución con otros combustibles.

Otro factor que ha de considerarse en la selección del volumen del gasómetro cuando éste es del tipo membrana flexible, es que si la velocidad de llenado o vaciado (*inflation/deflation rate*) es demasiado elevada a la larga puede fatigar el material de la membrana y causar fugas o incluso roturas.

4.3 ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS PARA USO EN MOTORES DE GAS

El volumen de almacenamiento del biogás que será utilizado en motores de gas y turbinas depende en su mayor parte de la operación de dichos equipos. En la **tabla 4.1** se presentan los modos de operación principales, los cuales pueden ocurrir de forma simultánea, y cómo influyen en el volumen del gasómetro requerido. Habrá dependencias específicas de los motores y turbinas de gas seleccionados y de sus rendimientos térmicos, así como de incontables factores específicos de una determinada situación local.

TABLA 4.1 INFLUENCIA DEL MODO DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE USO DE BIOGÁS SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE GASÓMETROS.

TIPO DE USO	MODO DE OPERACIÓN	INFLUENCIA SOBRE EL VOLUMEN DEL GASÓMETRO
Generación de energía eléctrica	Carga básica	• Sin influencia • Pequeña capacidad del equipamiento de uso del biogás • Almacenamiento sólo para compensar oscilaciones
	Pico de energía eléctrica	• Influencia significativa • Mayor tamaño o número de equipos de uso de biogás • Almacenamiento para mayores demandas por ser atendidas en periodos de operación cortos del equipo de uso de biogás
	Energía de emergencia	• Influencia significativa • Tamaño de los componentes conforme a la demanda de energía • Almacenamiento para demanda de energía de emergencia
Generación térmica	Carga básica	• Sin influencia • Pequeña capacidad del equipamiento de uso del biogás • Almacenamiento sólo para compensar oscilaciones
	Pico de carga	• Influencia significativa • Integración de componentes adicionales • Almacenamiento de la demanda temporal
Generación de aire comprimido	Carga básica	• Sin influencia • Pequeña capacidad del equipamiento de uso del biogás • Almacenamiento sólo para compensar oscilaciones

Fuente: DWA-M 363 (2010).

Como se observa, un criterio de selección del volumen de almacenamiento con validez universal prácticamente no existe, lo cual se debe a la gran variedad de estrategias de uso del biogás y combinaciones con los sistemas de digestión de lodo. Por ello, al realizarse el análisis caso a caso debe aplicarse una técnica gráfica de curvas acumulativas o un procedimiento de cálculo tabular a fin de determinar el volumen de almacenamiento necesario conforme la fluctuación de la cantidad de biogás generado en la planta.

> Se recomienda usar periodos suficientemente largos de registro o realizar mediciones exactas de generación de biogás a fin de evitar desviaciones importantes entre el funcionamiento real y los valores de diseño. Además, se recomienda incluir factores de seguridad para no poner en riesgo la factibilidad económica del uso de biogás.

4.4 MÉTODOS DE ALMACENAMIENTO DE BIOGÁS

Los sistemas de almacenamiento de biogás adoptan habitualmente los siguientes intervalos de presión:

- No presurizado (normalmente exige soplador para el consumo): 0 kPa a 0.1 kPa (1 mbar)
- Baja presión: 1 kPa a 5 kPa (10 a 50 mbar)
- Alta presión: 0.1 MPa a 1 MPa (1 a 10 bar)

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

> Para plantas de biogás pequeñas y medianas se recomienda el uso de almacenamiento sin presión o de gasómetros de baja presión.

El almacenamiento a alta presión es viable únicamente en plantas de gran tamaño. Presiones por encima de 1 MPa (10 bar) se utilizan sólo para biogás usado como combustible de vehículos; en ese caso, es necesario almacenar grandes cantidades de gas en el volumen más pequeño posible.

El avance tecnológico llevó a la manufactura de una gran variedad de gasómetros con membranas impermeables, que pueden ser clasificados conforme la función y construcción, como se detalla en seguida.

Tanque de biogás de baja presión, por ejemplo:

- Membranas con peso muerto o lastre (**figura 4.5**)
- Colchones inflables con lastre (**figura 4.7**)
- Membrana doble con contrapresión por medio de aire comprimido (**figura 4.8**)

Tanque de biogás no presurizado, por ejemplo:

- Globo de lona (**figura 4.6**)
- Colchones inflables (como la **figura 4.5**, aunque sin lastre)

FIGURA 4.5 GASÓMETRO CON MEMBRANA Y PESO MUERTO/ LASTRE.

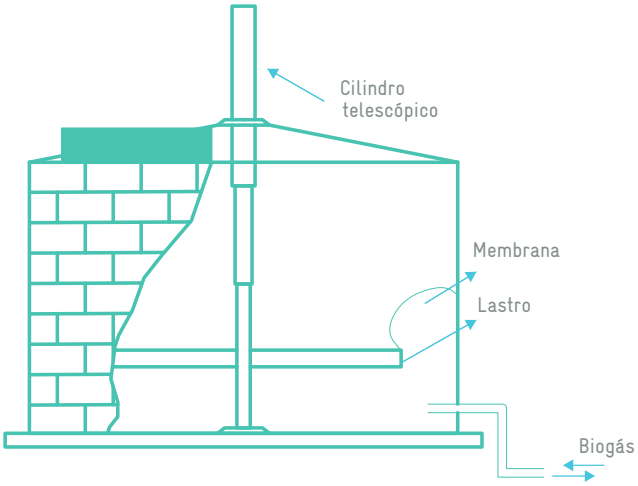


FIGURA 4.6 DEPÓSITO DE BIOGÁS NO PRESURIZADO

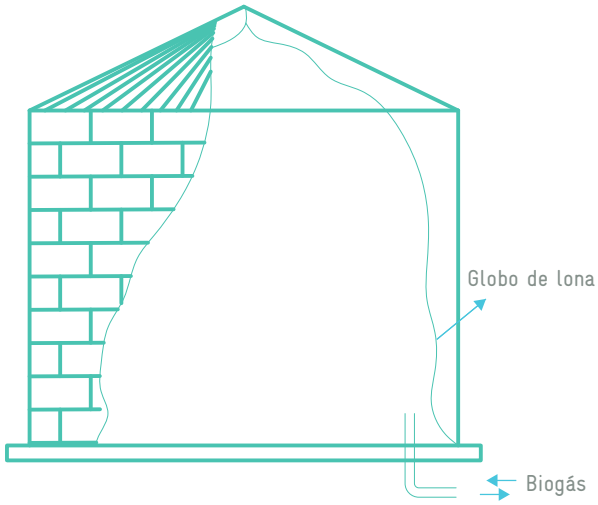


FIGURA 4.7 GASÓMETRO CON TUBOS INFLABLES (CON LASTRE).

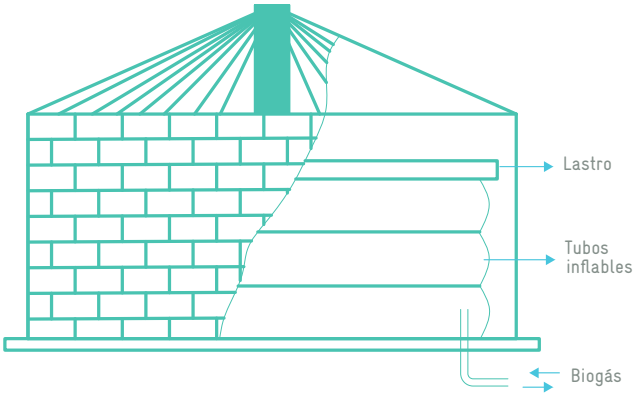
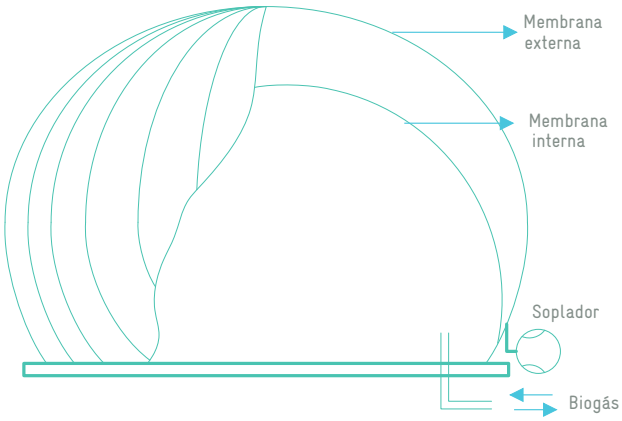


FIGURA 4.8 TANQUE DE BIOGÁS CON MEMBRANA DOBLE SOMETIDA A AIRE COMPRIMIDO.



Fuente: DWA M 363 (2010).

En la **figura 4.9** se presentan algunas fotografías representativas de los diferentes tipos de gasómetros.

FIGURA 4.9 GASÓMETRO A) DE DOBLE MEMBRANA DE LA PTAR DE SAN PEDRO MÁRTIR, QUERÉTARO; B) DE TUBOS INFLABLES DE LA PTAR INDUSTRIAL CARL MACHER, ALEMANIA; C) Y D) CON MEMBRANA Y LASTRE DE LA PTAR TAUNUSSTEIN, ALEMANIA; E) Y F) DE MEMBRANA EN PTAR DE CASA CUERVO, MÉXICO Y LASTRE CON CILINDRO TELESCÓPICO EN PTAR CCM TECATE, MÉXICO.

Fuente: COPASA (PTAR Arrudas), a) e) y f) IBTech (2011).

Las formas constructivas de la estructura externa de los gasómetros comprenden una amplia variedad de materiales y técnicas de fabricación, que pueden combinarse de diferentes formas con los tipos funcionales mostrados anteriormente. A continuación, se presenta una lista completa de los distintos tipos constructivos de estructuras externas:

- Impermeable a gas con placas de acero soldadas
- Impermeable a gas con placas de acero atornillado
- Placas de acero conectadas por pliegues
- Armazón de acero revestido
- Estructura de concreto armado
- Conjunto de membrana doble
- Estructura integrada a la edificación principal (gasómetros integrados)

A partir de la combinación entre el tipo funcional y estructural se determina la estrategia que se adoptará en relación con las inspecciones y la seguridad operacional. La clasificación de seguridad del gasómetro tiene un efecto significativo en la clasificación de seguridad de toda la planta de biogás y de sus equipamientos de seguridad.

4.5 SISTEMAS DE ALTA PRESIÓN

Regímenes no continuos de uso del biogás requieren un gasómetro con mayor volumen. En determinados casos son necesarios grandes volúmenes de almacenamiento para compensar grandes variaciones en la producción. No es posible compensar esas variaciones de forma rentable con uso de gasómetros de baja presión y gasómetros no presurizados, ya que estos precisan grandes áreas para su instalación.

Tales casos exigen el empleo de gasómetros de alta presión que almacenen biogás hasta presiones de 10 bar. Normalmente se emplean reservorios cilíndricos o esféricos, que deben ser inspeccionados por una entidad autorizada a intervalos regulares y antes de entrar en operación.

Para garantizar el funcionamiento seguro de un sistema de alta presión es necesario instalar flujo arriba un gasómetro adicional de baja presión con la función de amortiguamiento. El biogás que será almacenado es succionado por compresores desde el gasómetro de baja presión y luego enviado de forma comprimida hacia el tanque de alta presión para su almacenamiento. El retiro del gas desde el gasómetro de alta presión se realiza mediante una línea de alivio, desde la cual el gas generalmente es alimentado a los equipos consumidores por medio de la recirculación hacia el gasómetro de baja presión.

> El control de compresión de gas para el almacenamiento o para el alivio, antes de ser enviados para el consumo, se lleva a cabo monitoreando el nivel de llenado del gasómetro a baja presión.

4.6 SISTEMAS DE BAJA PRESIÓN

El sistema más utilizado en una PTAR de tipo municipal es el gasómetro de baja presión, ya que permite amortiguar de forma segura el patrón de generación de biogás, que suele ser muy variable en plantas de mediano tamaño.

Aunque eventualmente es posible utilizar gasómetros de membrana y lastre confinados a una estructura o tanque metálico de protección, por el bajo costo el sistema preferido es el gasómetro de doble membrana.

Un gasómetro de doble membrana está diseñado para almacenar biogás un número predeterminado de horas, según sea el volumen de producción (usualmente no menos de 8 horas). Los volúmenes de almacenamiento deben calcularse para adaptarse

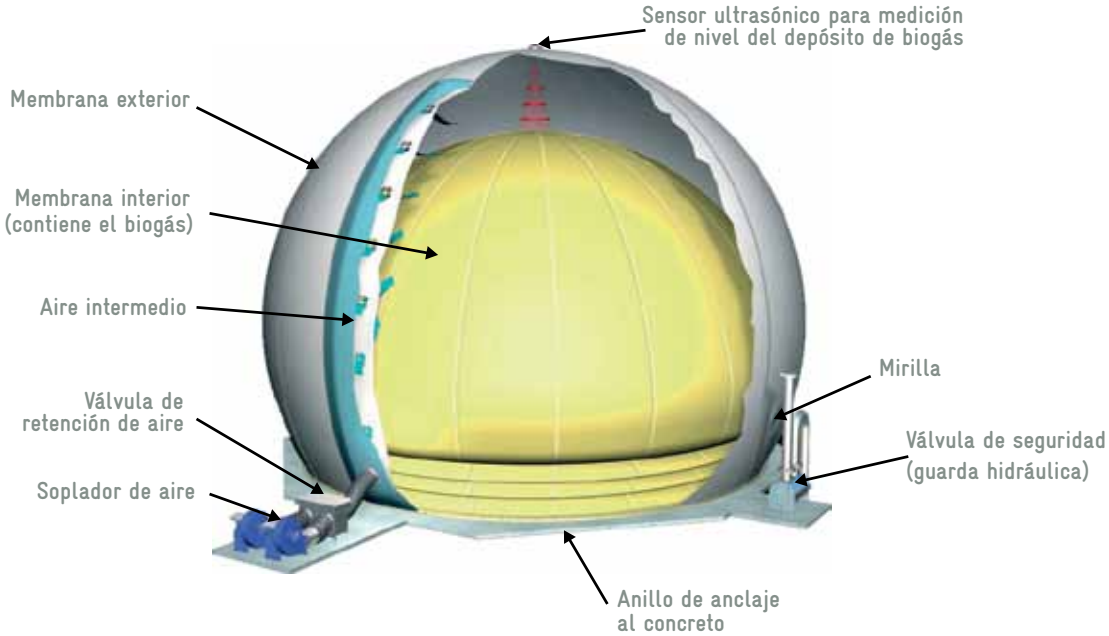
al proceso de producción y requerimientos de consumo de cada planta. Por ejemplo, varias unidades pequeñas pueden ser necesarias como volumen de amortiguamiento en plantas con digestores de alimentación continua; por su parte, las unidades de almacenamiento de biogás más grandes pueden especificarse para contener el gas para su uso el local durante las horas pico, cuando la energía que suministra la compañía de energía eléctrica es más cara. De esta forma hay un ahorro energético importante en la PTAR, la cual se autoabastece con el biogás generado y acumulado durante el día.

Los gasómetros de doble membrana suelen ser de dos tipos:

- Gasómetro de media esfera
- Gasómetro de ¾ de esfera

El gasómetro de doble membrana más ampliamente utilizado es el de ¾ de esfera. Se compone de dos membranas de ¾ de forma esférica y un fondo plano. Las membranas se anclan en una base de concreto pulido, cuyo centro aloja las boquillas de entrada y salida del biogás. En la **figura 4.10** se muestra un gasómetro típico de doble membrana (Sattler Cenotec, 2015).

FIGURA 4.10 CONFIGURACIÓN DE UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.

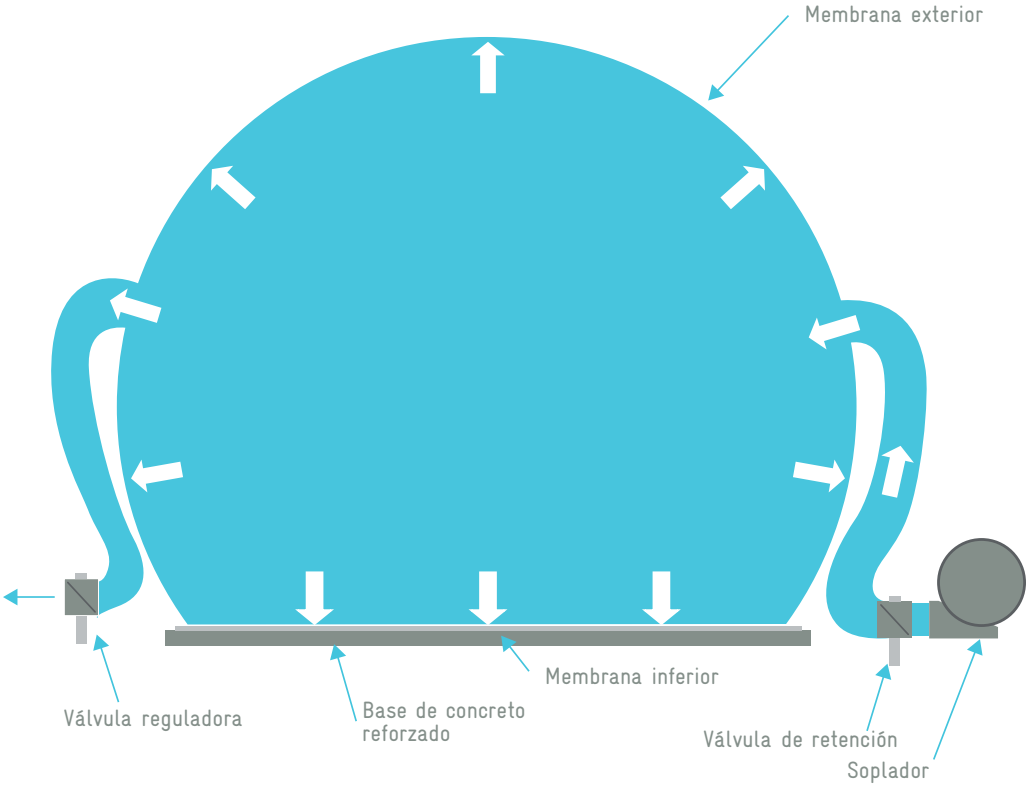


Fuente: Catálogo de Sattler Cenotec (2015).

4.6.1 Función de la membrana externa

La membrana externa está inflada de forma permanente y es responsable de mantener y regular la presión del biogás contenido en la membrana interna. La membrana se infla por el uso de sopladores de aire de accionamiento eléctrico, por lo general especificados en pares para operación y relevo. Las válvulas de retención se instalan en la línea de suministro de aire para aislar cada soplador cuando está en modo de espera. Una válvula de regulación de presión se instala en la línea de escape de la membrana externa (**figura 4.11**).

FIGURA 4.11 FUNCIONAMIENTO DE LA MEMBRANA EXTERNA EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.



Fuente: Adaptado del catálogo de Kirk Environmental LTD (2009).

Los sopladores deben especificarse en capacidad y presión de descarga para asegurar que la membrana queda completamente inflada en todas las condiciones de llenado y de consumo de gas. En general, esto requiere que el soplador tenga una capacidad de 150-200% mayor que la tasa de consumo de biogás máxima de la planta (Kirk Environmental LTD, 2009).

Un aspecto importante que debe entenderse aquí es que la válvula reguladora de la membrana exterior controla y mantiene toda la presión del sistema, no se limita a regular la presión en la membrana exterior, sino que efectivamente regula las presiones de biogás a través de la salida; en el digestor, en el quemador de biogás residual y de la máquina de cogeneración.

La membrana externa se diseña para resistir la presión interna de aire, así como las fuerzas dinámicas externas de viento y nieve. El material más usual para su fabricación es la tela poliéster recubierta de PVC con tensión de ruptura hasta 9000N/5cm.

La membrana externa necesita aditivos adicionales que le confieren una mayor protección contra radiaciones ultravioleta. El tiempo de vida típico de esta membrana es de 20 años en un lugar expuesto a elevada radiación UV. Mayor duración se ha podido alcanzar en sitios con niveles de radiación UV reducidos; por ejemplo, 25 años en el Reino Unido.

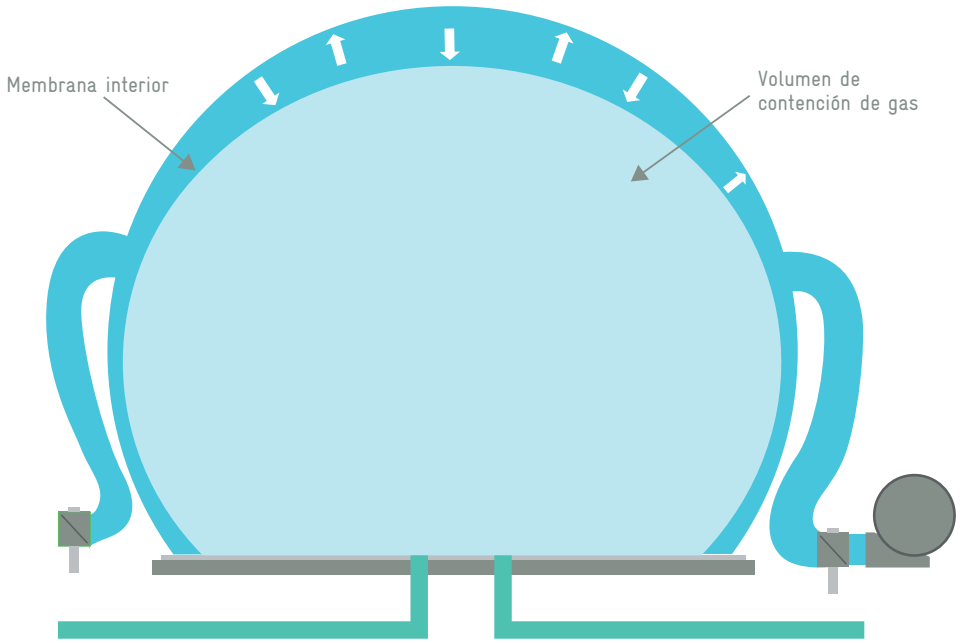
Durante la vida útil de la estructura, la membrana externa se intemperiza y se vuelve frágil, por lo que comienza a agrietarse hasta la exposición de los hilos de poliéster. Al final de su vida útil, la membrana externa se puede sustituir fácilmente.

4.6.2 Función de la membrana interna

Por su parte, la membrana interna contiene el biogás de volumen variable dentro de la membrana externa. La membrana interna se ancla a la base de concreto con un anillo de compresión estanco a los gases alrededor de la periferia de la estructura de la base de concreto armado. Conforme aumenta el volumen de gas almacenado, la membrana interna se eleva para acomodarlo. La presión interna de gas -y por lo tanto del gas en las tuberías- se mantiene por la presión de aire existente entre la membrana

externa y la superficie de la interna (**figura 4.12**). El diferencial de presión entre el aire en el exterior y el biogás en el interior es mínimo, debido únicamente al peso de la membrana interna. La presión de biogás contenido es de 1.0 a 1.5 mbar más elevada (Kirk Environmental LTD, 2009).

FIGURA 4.12 FUNCIONAMIENTO DE LA MEMBRANA INTERNA EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.



Fuente: Adaptado del catálogo de Kirk Environmental LTD (2009)

La membrana interna se refuerza con aditivos y tratamientos para la protección contra azufre y otros componentes que se encuentran en el biogás. Esta membrana se especifica para una permeabilidad de metano menor a 165 mL/m²/d/bar (Kirk Environmental LTD, 2009).

Las membranas internas no sufren el mismo proceso de envejecimiento por radiación UV que las externas; por consiguiente, duran más tiempo, usualmente en una razón mínima de 2:1 (Kirk Environmental LTD, 2009).

4.6.3 Volumen y presión de almacenamiento

El volumen de almacenamiento nominal de biogás va desde los 50m³ hasta unos 5 000m³ para una sola unidad. Muchos diseñadores utilizan 1 día de producción como volumen de almacenamiento para plantas muy pequeñas (Noyola *et al.*, 2006); pero como ya se señaló el volumen depende casi siempre del uso del biogás y de la producción diaria en la PTAR.

Por otro lado, las presiones típicas de operación de los gasómetros de doble membrana van de los 15 mbar a los 50 mbar, aunque cuanto más grande sea el volumen de almacenamiento del gasómetro la presión permisible será menor (Sattler Cenotec, 2015).

4.6.4 Control del nivel del gasómetro

El nivel de llenado del gasómetro siempre debe medirse y verificarse. Por ejemplo, ha de activarse una alarma siempre que el volumen máximo admisible sea excedido o si el nivel cae significativamente y queda abajo del volumen residual estipulado.

La medición se efectúa siempre mediante un sensor de tipo ultrasónico colocado en el interior y en la parte superior de la membrana externa. Este sensor detecta de manera continua el nivel de la membrana interna y mediante un transmisor envía una señal analógica hasta un panel de control y monitoreo de este nivel.

4.6.5 Control de la presión del gasómetro

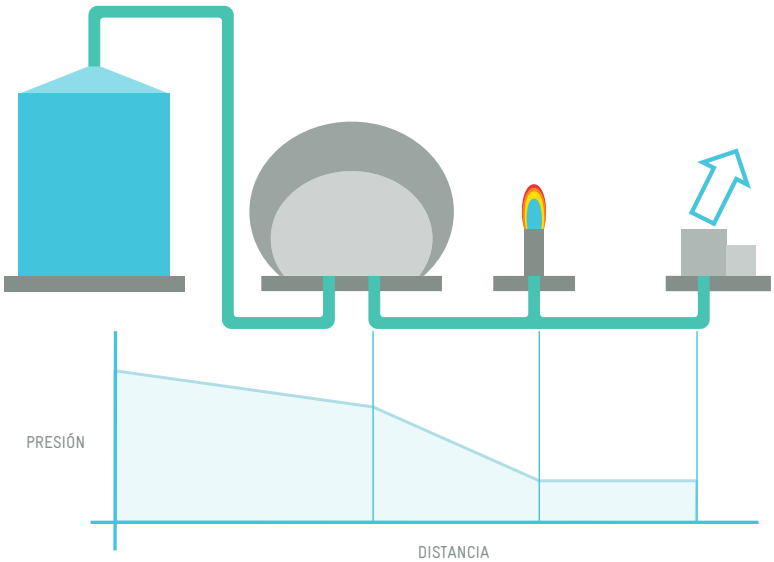
La presión de operación del sistema se realiza por medio de un sensor de dicho factor asociado a un lazo de control cerrado, el cual permite la apertura o cierre de la válvula reguladora que libera aire según se requiera.

FIGURA 4.13 TRANSMISOR DE PRESIÓN EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.

Fuente: IBTech (2012).

Como ya se señaló, el gasómetro mantiene la presión independientemente de la producción de gas y su consumo. Es vital que la presión de trabajo requerida del gas se determine en la etapa de diseño de la planta, debido a que en cualquier sistema relacionado con el flujo de gases o líquidos hay caídas de presión causadas por la fricción del fluido en movimiento contra las paredes de los tubos, a través de válvulas y accesorios, etc. En un sistema de conducción de biogás desde el digestor hasta una máquina de cogeneración que usa biogás, la presión no será la misma en cualquier punto. Esto quiere decir que la planta tendrá un perfil de presión relacionado de forma directa con el diseño de la tubería, las válvulas y otros elementos de la planta implicados, como se observa en la **figura 4.14.**

FIGURA 4.14 PERFIL DE PRESIONES DE EN UNA PTAR, DESDE DONDE SE GENERA HASTA DONDE SE UTILIZA.



Fuente: Catálogo de Kirk Environmental LTD (2009).

Como se observa, la presión en el gasómetro es menor que en el digestor, pero mayor que en cualquier punto a lo largo del sistema de distribución para consumo de gas. La caída de presión a través de cada sección de la planta está directamente relacionada con el tamaño y la longitud de la tubería implicada, así como con el número de válvulas y otros accesorios por los que deba fluir el gas.

En el sencillo ejemplo proporcionado, la presión real requerida en el digestor y el gasómetro debe calcularse de adelante hacia atrás a través del sistema según las especificaciones y requisitos del equipo de cogeneración que usará el biogás (véase el capítulo 8 para más detalles acerca del cálculo).

Según la longitud y la complejidad del sistema, la presión en el digestor podría ser considerablemente mayor que la necesaria en la planta de cogeneración a fin de que en el sistema en su conjunto pueda fluir el biogás con el flujo y la presión requeridos.

Debido a lo anterior, podría ser necesario el uso de un compresor de biogás (booster) situado antes del equipo de cogeneración, lo cual debe determinarse en la etapa de diseño de la planta.

4.6.6 Alivio de presión en el gasómetro

Con fines de alivio de presión es importante que el gas se suministre por una tubería y se consuma por otra diferente. Con un sistema de dos tuberías el gas dentro del gasómetro está continuamente en movimiento, incluso durante los periodos en que la producción y el consumo se igualan.

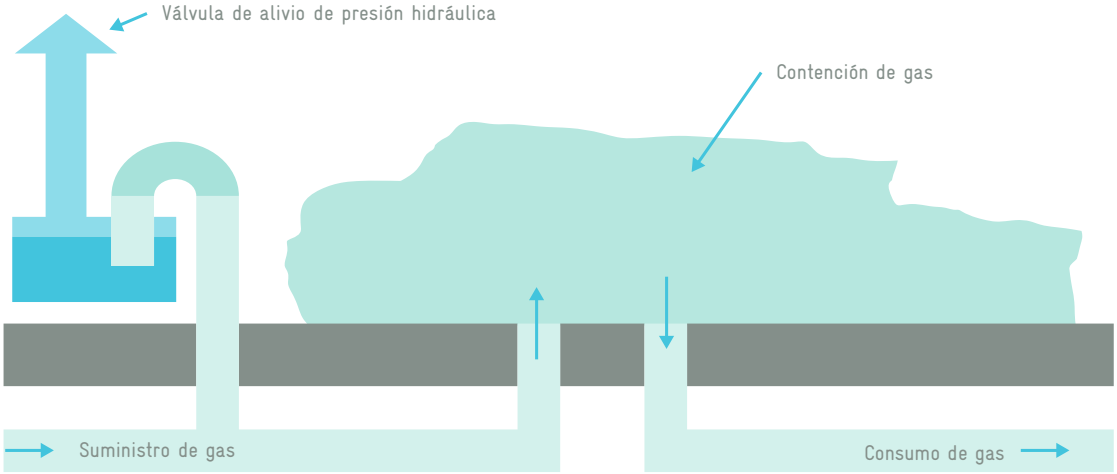
Los tubos de suministro y consumo de gas se instalan por debajo de la losa de concreto al centro de la base. Los tubos y las membranas están sellados mediante un anillo de compresión, constituido por una brida de acero inoxidable (**figura 4.15**).

FIGURA 4.15 COLOCACIÓN DE LA MEMBRANA DE FONDO Y BOQUILLAS DE ENTRADA Y SALIDA DE BIOGÁS EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.

Fuente: IBTech (2011).

Con propósitos de alivio de la presión en el gasómetro, la válvula para ese fin, a veces conocida como guarda hidráulica, debe instalarse siempre en la línea de suministro de gas al gasómetro (**figura 4.16**).

FIGURA 4.16 FUNCIONAMIENTO DE LA GUARDA HIDRÁULICA EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.



Fuente: Adaptado del catálogo de Kirk Environmental LTD (2009).

Cuando se instala en la línea de suministro, la válvula de alivio protege la membrana interna de un exceso de presión en el interior, como sucede en situaciones causadas por un rápido aumento en la producción de gas. Cada válvula se especifica individualmente con determinadas dimensiones para proporcionar el alivio de presión necesario para todas las combinaciones de presión y flujo.

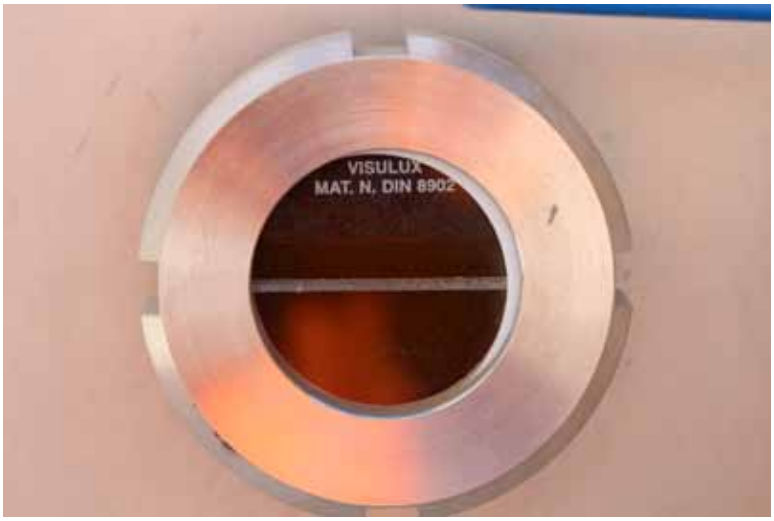
La válvula de alivio suele construirse como un contenedor de acero inoxidable 316 y utiliza glicol anticongelante líquido al 100% en el interior para mantener la presión (**figura 4.17**). Por eso de denomina *guarda hidráulica*, elemento sencillo a prueba de fallos, ya que opera por el principio simple de diferenciales de presión hidráulica.

FIGURA 4.17 VÁLVULA DE ALIVIO (GUARDA HIDRÁULICA) EN UN GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA.

Fuente: IBTech (2011).

La válvula debe revisarse regularmente para comprobar el nivel del fluido. En el caso de sobrepresión, la humedad del biogás se condensará en el fluido más frío de la guarda hidráulica y su nivel aumentará. El cuerpo de la válvula se suministra con una mirilla de visualización de nivel, así como una válvula de bola de drenaje y un tapón de nivel de llenado (**figura 4.18**).

FIGURA 4.18 MIRILLA DE VISUALIZACIÓN DE NIVEL DE FLUIDO EN UNA GUARDA HIDRÁULICA.



Fuente: IBTech (2011).

4.6.7 Suministro de aire

Para sostener la presión de la membrana exterior casi siempre se utilizan ventiladores axiales o radiales que proporcionan grandes volúmenes de aire a una presión limitada.

Los motores de estos equipos deben especificarse a prueba de explosión, ya que estarán instalados en las cercanías del gasómetro (**figura 4.19).**

FIGURA 4.19 VENTILADORES AXIALES PARA SUMINISTRO DE AIRE A GASÓMETRO DE DOBLE MEMBRANA, INCLUIDA LA VÁLVULA DE RETENCIÓN.

Fuente: IBTech (2011).

4.6.8 Seguridad contra explosión

Puesto que la membrana interior no es absolutamente impermeable al biogás, y que en ciertas situaciones pueden presentarse circunstancias de fuga, los gasómetros de doble membrana se suministran con un detector de gas metano.

En general, el sensor de gas está montado en la válvula de regulación de la presión de la membrana externa. La unidad sirve para mantener una comprobación continua de la fuga de metano hacia la membrana exterior **(figura 4.20)**.

FIGURA 4.20 INDICADOR DE ATMÓSFERA EXPLOSIVA EN GASÓMETRO.

Fuente: Catálogo Honeywell Touchpoint1 (2011).

El instrumento está configurado típicamente para proporcionar alarmas a 20%, 40% y 60% de nivel bajo de explosividad (LEL, Lower Explosive Level) para mezclas de metano y aire. En el caso de darse la tercera condición de alarma (60% del LEL), el sistema de control debe cerrar una válvula de suministro de gas hacia el gasómetro para que pueda investigarse la situación anómala antes que cualquier fuga alcance una concentración inflamable de metano en la membrana exterior.

4.6.9 Gasómetro integrado

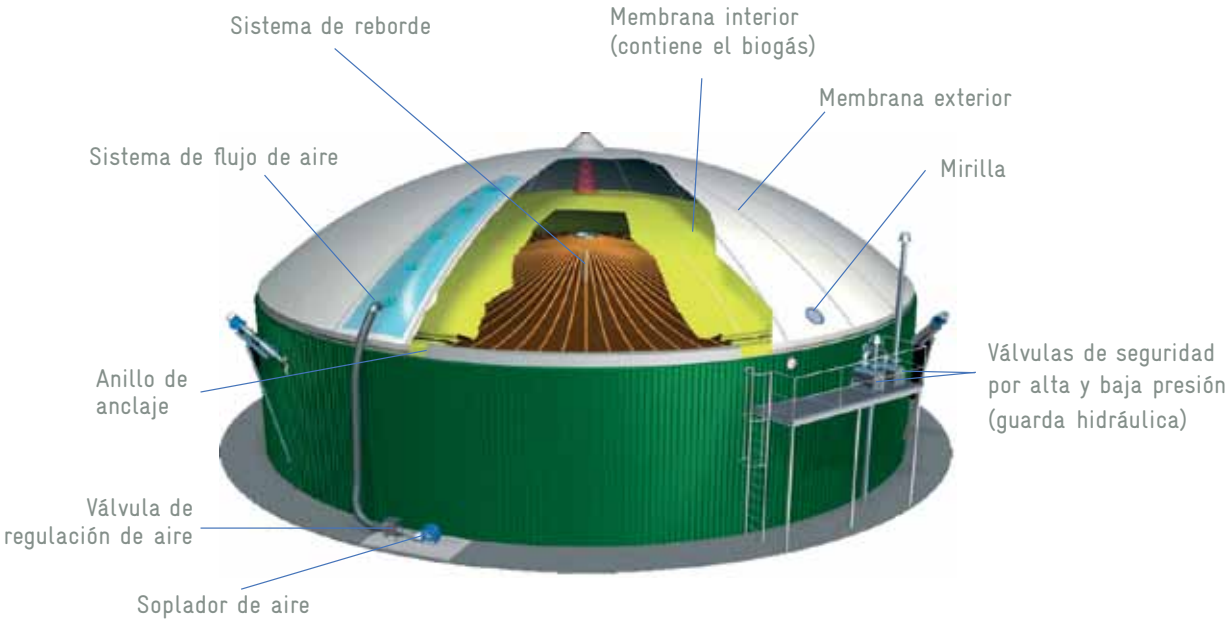
Este es otro tipo de gasómetro de baja presión que hace la función de cúpula o techo de un digestor, por lo que forma parte integrante de su estructura. Por eso se denomina *gasómetro integrado*, que es realmente la combinación del gasómetro y la cubierta del digestor, con lo que ofrece un volumen adecuado de almacenamiento y se logra un costo de inversión moderado.

Aunque no suele usarse en digestores de lodos porque complica las operaciones de mantenimiento, en México hay algunas plantas donde se ha instalado con éxito, como las PTAR de Acapatzingo Morelos, Paso Limón en Colima y Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

Consiste en un gasómetro de doble membrana que se ancla con rieles a la arandela o a la pared exterior de los digestores de acero o de concreto armado. Una subestructura impide que la membrana interior se sumerja en el sustrato y sea dañada por el sistema de mezclado. Las válvulas de seguridad protegen al gasómetro para que no se vea expuesto a sobrepresión ni a depresión.

Para conservar una presión homogénea en el gasómetro se monta una válvula reguladora. Para medir el nivel del depósito se utilizan sistemas de medición hidráulicos y de longitud (**figura 4.21**).

FIGURA 4.21 GASÓMETRO INTEGRADO A DIGESTOR.



Fuente: Catálogo Sattler Cenotec (2015).

Este tipo de gasómetro puede incluso tener gran variedad de formas y no necesariamente esféricas. En la **figura 4.22** se muestran dos digestores con gasómetros de distinta esfericidad, pero con volúmenes de almacenamiento menores a los que logra la esfera de ¾ de un gasómetro independiente.

En la **tabla 4.2** se señalan las ventajas y desventajas de los gasómetros independientes respecto a los integrados (MINERGIA y GIZ, 2012).

FIGURA 4.22 GASÓMETRO INTEGRADO A DIGESTOR. A) DIGESTOR DE LA PTAR EN ACAPATZINGO, MORELOS, MÉXICO Y B) DIGESTOR EN LA PTAR KETTERING, INGLATERRA.

Fuente: a) GIZ Mexico, b) IBTech.

TABLA 4.2 COMPARACIÓN DE GASÓMETROS DE BAJA PRESIÓN.

	GASÓMETRO INDEPENDIENTE	GASÓMETRO INTEGRADO
VENTAJAS	• Permite mayor volumen de almacenamiento • La composición del biogás en el digestor puede ser medida con precisión y en tiempo real, dada la menor mezcla que se produce en el área gaseosa, y refleja mejor el estado de operación del digestor • Su mantenimiento es independiente del mantenimiento del digestor	• No requiere área ni construcciones adicionales al mismo digestor • Ocupa menor espacio en la PTAR
DESVENTAJAS	Necesidad de espacio adicional en la PTAR Eventual necesidad de una construcción adicional El digestor requiere una cubierta hermética adicional	La composición del biogás en la zona gaseosa del digestor no refleja el estado del proceso en tiempo real, debido a la mezcla de gases de periodos de tiempo distintos Eventualmente sensible a cargas de viento y nieve La aislación térmica se ve disminuida Complica el mantenimiento tanto del digestor como del gasómetro. Si se requiere dar mantenimiento al gasómetro hay que detener el digestor

Fuente: MINERGIA y GIZ (2012).

QUEMADO DEL BIOGÁS

5

Los quemadores de biogás son indispensables en todas las plantas de tratamiento de aguas residuales que cuentan con proceso anaerobio, ya sea realizado en reactores UASB o en digestores de lodos. En las PTAR sin aprovechamiento energético, la instalación de un quemador de biogás tiene como objetivo la seguridad del sistema, la reducción del impacto ambiental y de los malos olores. Cuando hay unidades consumidoras de biogás como motogeneradores o calderas, el quemador aún debe ser instalado por razones de seguridad en caso de que haya una producción de biogás mayor a su consumo, o por paros del equipo que pueden ocurrir temporalmente debido a fallos operacionales, trabajos de mantenimiento o reducción del consumo de biogás.

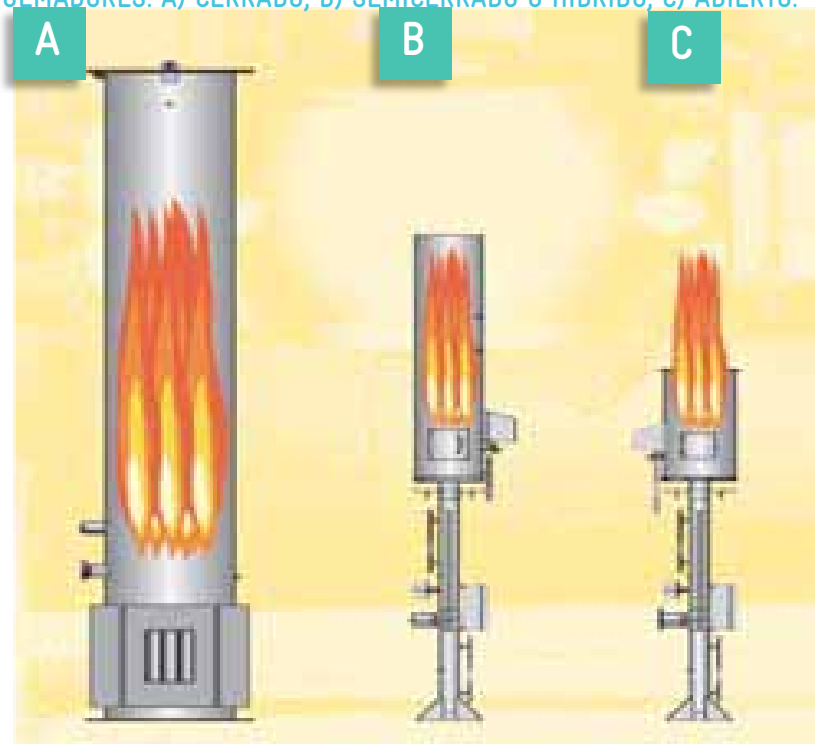
Dicho con otras palabras, en términos generales en las PTAR que incluyen el uso del biogás para generar energía el quemador debe considerarse un elemento de seguridad que no debe operar rutinariamente, a menos que por alguna razón no pueda utilizarse el biogás en la PTAR. En los casos donde el biogás no se usa, el quemador debe operar de manera continua para oxidar el metano hasta CO_2 ya que este último es un gas de efecto invernadero de mucho menor efecto negativo en el medio ambiente que el metano.

> Los quemadores deben ser dimensionados para mantener una capacidad correspondiente al volumen máximo de biogás generado, con un factor de seguridad de más 10% (RIRDC, 2008).

5.1 TIPOS DE QUEMADORES

Hay tres tipos de quemadores: a) abierto, b) cerrado y c) semicerrado o híbrido (ver **figura 5.1**).

FIGURA 5.1 TIPOS DE QUEMADORES: A) CERRADO, B) SEMICERRADO O HÍBRIDO, C) ABIERTO.



Fuente: Adaptado de RIRDC (2008).

La ventaja de los quemadores abiertos es que su correcto funcionamiento puede revisarse a simple vista mediante la llama aparente. Además de eso, su precio es significativamente menor que el de los quemadores cerrados. Sus desventajas son: a) la menor eficiencia de combustión y b) la mayor área de seguridad requerida debido a la radiación de calor provocada por la llama.

Por su parte, en los quemadores cerrados la llama queda confinada dentro de una cámara de combustión, generalmente de acero al carbón, con aislamiento térmico de cerámica que permite temperaturas internas del orden de 1 000 °C y temperaturas externas a la pared de acero menores a 80 °C.

Por último, los quemadores semicerrados combinan características de los dos quemadores ya expuestos: en general, no incluyen aislamiento, la cámara de combustión es de dimensiones más pequeñas que la de los quemadores cerrados y, en algunos modelos, la llama es visible. No tienen control de la temperatura en la cámara de combustión, las emisiones no pueden ser medidas como en los quemadores cerrados y el bajo tiempo de residencia en la cámara resulta en una menor eficiencia de combustión de los gases.

La **figura 5.2** muestra algunas imágenes de estos quemadores.

FIGURA 5.2 FOTO DE QUEMADORES: A) Y B) CERRADO; C) Y D) SEMI-CERRADO; E) Y F) ABIERTO.

5.2 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS QUEMADORES

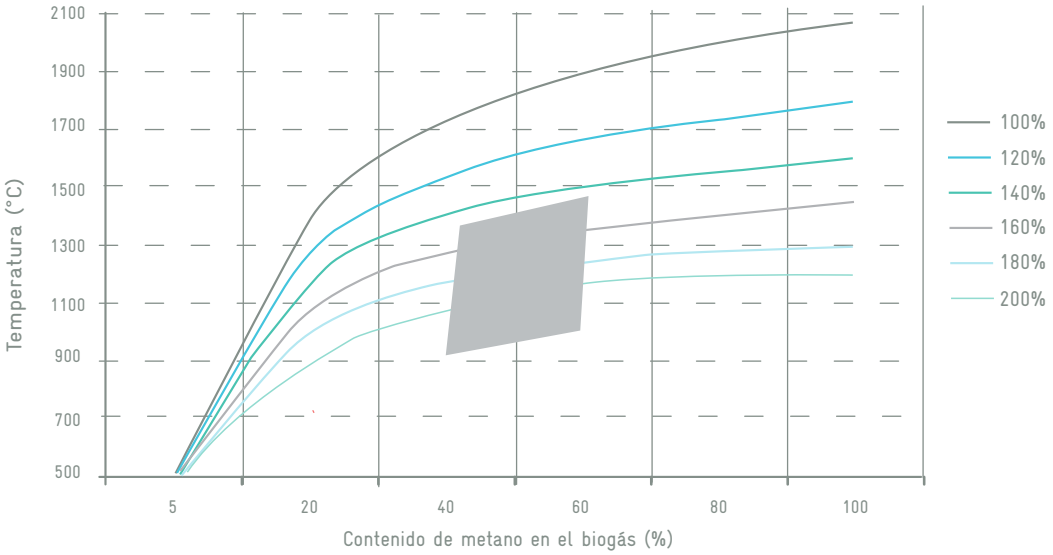
La capacidad de los quemadores depende esencialmente de su tipo; pero pueden abarcar intervalos amplios, desde los 50m^3/h hasta equipos de 1 500 m^3/h por unidad para quemadores abiertos, y de 250 m^3/h a 10 000 m3/h para quemadores cerrados.

Las características generales que los quemadores deben cumplir en su diseño son las siguientes (Noyola *et al.*, 2006):

- Se recomienda que el quemador sea cerrado (más eficiente, menos riesgoso)
- La temperatura del gas a la salida debe ser al menos de 900 °C
- El tiempo de residencia del biogás en el quemador debe ser al menos de 3 segundos
- El contenido de H_2S en el biogás que será quemado debe ser inferior a 50 ppmv. Si no es así, se recomienda eliminar este compuesto por algún método de desulfurización (véase el capítulo 6)
- Para evitar la generación de dioxinas, la concentración de hidrocarburos halogenados en el biogás debe ser menor a 150 mg/m^3

Por otro lado, para una buena combustión se recomienda una razón aire:biogás de 10-15:1 (IEA Bioenergy, 2000). Esto se puede observar en la **figura 5.3**, la cual también reitera la recomendación de una temperatura de flama de al menos 900 °C.

FIGURA 5.3 TEMPERATURA DE FLAMA PARA MEZCLA CH_4/CO_2 EN EL BIOGÁS PARA DIFERENTES CONDICIONES DE AIRE EN EXCESO.



Fuente: Adaptado de IEA Bioenergy, (2000).

5.3 INSTALACIÓN Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD

En la actualidad no hay una norma mexicana que regule la distancia de instalación de un quemador respecto de la fuente de generación del biogás u otras estructuras. Las recomendaciones internacionales pueden ser una referencia inmediata. Por ejemplo, la norma brasileña NBR 12209 (2011) preveía una distancia de seguridad entre el quemador y el digestor o gasómetro de 30 metros como mínimo, mientras que la distancia mínima hasta cualquiera otro edificio debía ser de 20 metros.

Como regla, los quemadores deben instalarse de manera que su flama, gases calientes y componentes no representen ningún riesgo para las personas. En general, los requisitos y recomendaciones de seguridad son los siguientes:

- Los gases de escape y humos de llama deben estar a una altura mínima de 3 m.
- Contar con un área de seguridad alrededor del quemador, con diámetro de 5 m en caso de ser cerrado, y 15 m en caso de ser abierto; el área cubierta por esa distancia debe estar libre de vegetación (arbustos, árboles), edificios y rutas de tránsito.

Por otro lado, la Agencia Alemana de Salud y Seguridad Ocupacional presenta algunas especificaciones más precisas en cuanto a la instalación de fuentes de ignición respecto de gasómetros y otras estructuras, así como de edificios que hay en una PTAR (German Agricultural Occupational Health and Safety Agency, 2008), las cuales se analizarán en el capítulo 9, referente a aspectos de seguridad.

5.4 ENCENDIDO Y MONITOREO DE LA FLAMA

Existen dos sistemas de encendido: por chispa que enciende directamente el frente de flama, o bien por llama piloto, el cual asegura que siempre exista llama en el quemador. El uso de sistemas de encendido por llama piloto asegura el encendido de la corriente de biogás en cualquier circunstancia, incluso si el encendido por chispa es para la llama piloto. Esto resulta especialmente importante cuando la generación de gas es nula o intermitente, debido al paro del proceso de digestión de lodos o al arranque del sistema de generación eléctrica.

FIGURA 5.4 SISTEMA DE IGNICIÓN Y MONITOREO DE QUEMADOR (ARRIBA, IZQUIERDA) CON VENTURIS PARA REGULAR LA MEZCLA AIRE/GAS EN LÍNEA DE GAS PILOTO (ARRIBA) Y LÍNEA DE GAS PARA FRENTE DE FLAMA (ABAJO)

Fuente: IBTech (2012).

Para el encendido de quemador suele emplearse una llama piloto que puede utilizar biogás cuando la presión disponible sea superior a 15 mbar. Si no es posible, una alternativa es el uso de gas licuado de petróleo (gas LP), el cual puede utilizarse de forma intermitente para minimizar su consumo.

Los sistemas de ignición pueden ser los siguientes:

- Autoignición: un dispositivo generador de chispa (bujía o electrodo) acoplado a un transformador de ignición enciende el frente de flama

- Autorreignición: un sensor de temperatura colocado en la punta del quemador envía señal al transformador de encendido para que se encienda el piloto nuevamente si por alguna razón se apagó la flama

- Ignición manual: el piloto se enciende manualmente mediante un botón de encendido que activa un transformador de ignición

- Ignición remota: el sistema de encendido es automático y puede ser encendido localmente o de manera remota desde una sala de operación, por ejemplo

FIGURA 5.5 SISTEMA DE IGNICIÓN BASADO EN TRANSFORMADOR Y BUJÍA.

Fuente: IBTech (2012).

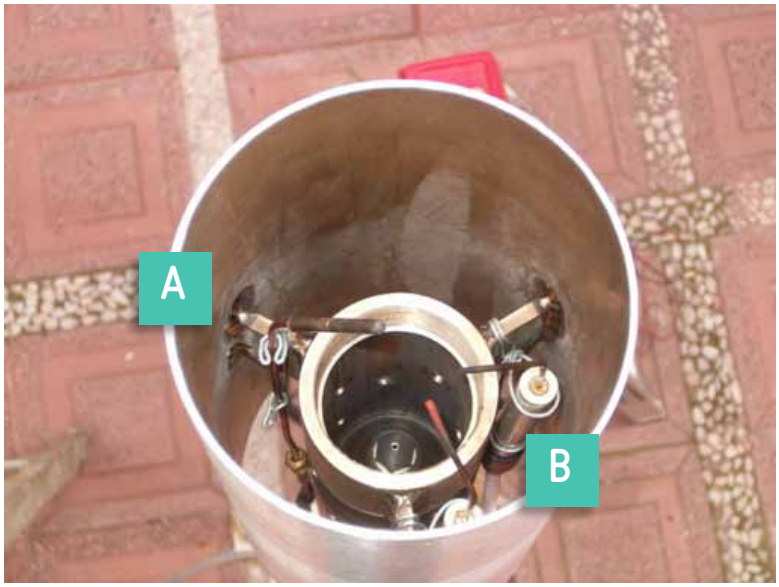
En todos los casos, el dispositivo de ignición está compuesto por transformadores de ignición y electrodos de alto voltaje que generan un arco eléctrico de más de 10 000 Volt, o bien se utilizan bujías de encendido robustas y de larga durabilidad, las cuales deben tener supresión de interferencia (**figura 5.5**).

Por su parte, el monitoreo de la llama del piloto puede realizarse de la siguiente manera:

- Por termopar
- Por detector de ionización de flama
- Por fotocelda
- Por videocámara

El monitoreo mediante un termopar constituye una seguridad adicional y permite programar el encendido remoto y automático del piloto en caso de que la flama se apague por alguna razón. Por la temperatura de operación lo usual es utilizar termopares tipo K (**figura 5.6**).

FIGURA 5.6 SISTEMA DE MONITOREO BASADO EN A) TERMOPAR Y B) ENCENDIDO DIRECTO POR ELECTRODOS DE ALTO VOLTAJE.



Fuente: IBTech (2009).

El detector de ionización de flama o *scanner* infrarrojo es igualmente robusto, aunque más costoso. En el caso de las fotoceldas, no son recomendables, ya que tienden a ensuciarse con facilidad y su lectura puede ser errónea.

La videocámara no se usa mucho, excepto cuando el quemador es difícilmente accesible.

En todos los casos, el control del accionamiento del quemador debe realizarse en consonancia con el nivel de gas acumulado en el gasómetro.

Ya que el encendido directo del biogás en quemadores sin llama piloto puede ser afectado en gran medida por el viento y la velocidad de salida del gas, se debe revisar con frecuencia el correcto funcionamiento en caso de contar con un sistema de encendido electrónico.

> En todos los casos, se recomienda el uso de escudos deflectores contra viento y lluvia para mejorar el encendido y el monitoreo.

Finalmente, el tablero de encendido del quemador debe estar colocado en un sitio seguro, no demasiado lejos del propio quemador, y su construcción debe cumplir recomendablemente con la especificación ATEX o bien, NEMA 7 (**figura 5.7**).

FIGURA 5.7 TABLERO DE IGNICIÓN CONSTRUIDO CON GABINETE A PRUEBA DE EXPLOSIÓN NEMA 7.

Fuente: IBTech (2012).

5.5 QUEMADORES DE BAJO COSTO

En el mercado mexicano hay algunos proveedores que suministran quemadores de muy bajo costo, pero que no necesariamente cumplen con criterios de diseño adecuados ni con los requisitos de seguridad necesarios en este tipo de equipamiento (Morgan Sagastume, J.M. and López Hernández, J.E., 2013) (**figura 5.8**).

FIGURA 5.8 QUEMADORES DE BAJO COSTO CON DEFICIENCIAS CONSTRUCTIVAS Y DE SEGURIDAD.

Fuente: IBTech (2012).

Se considera que un equipo de bajo costo no está exento de cumplir las recomendaciones siguientes (Noyola *et al.,* 2006; RIRDC, 2008):

- El quemador se debe diseñar para la capacidad máxima de generación de biogás en la PTAR, más un 10% de sobrediseño

- La temperatura del gas a la salida debe ser de al menos 900 °C

- Los componentes del quemador a una distancia de hasta 1 m de la flama deben ser de lámina de acero inoxidable de espesor adecuado. Esto se aplica también a la tobera de salida de la llama y el escudo deflector

- La tobera de salida de la llama debe estar localizada al menos a 3 m sobre el nivel del terreno

- El escudo deflector contra viento y lluvia debe ser de al menos 600 mm de largo o su longitud al menos cinco veces el diámetro del quemador, lo que resulte en una mayor longitud

- Se debe instalar al menos un arrestaflama horizontal con válvula de goteo (drip trap) a una distancia no mayor a 3 m de la base del quemador para evitar retroceso de flama

- Todos los componentes eléctricos y el tablero, excepto la bujía o los electrodos de ignición, deben instalarse a una altura no mayor de 2 m del nivel de terreno

- Si la ignición es automática, se recomienda que el monitoreo se haga por medio de termopar

Sea cual fuere el caso, se recomienda que durante la fase de proyecto ejecutivo se realice un estudio de análisis de riesgos que identifique los elementos críticos en la línea de biogás, se clasifiquen las áreas de riesgo según la norma americana NFPA o bien la norma europea ATEX, y se establezcan las distancias de operación seguras para cada accesorio en la línea de biogás hasta el quemador.

TRATAMIENTO DEL BIOGÁS 6

6.1 GENERALIDADES

En su composición, el biogás contiene metano, dióxido de carbono y una variedad de gases contaminantes en menor concentración, como sulfuro de hidrógeno y otros compuestos sulfurados, vapor de agua, siloxanos, amoniaco y compuestos orgánicos volátiles (COV), cuya presencia y concentración en el biogás dependen del tipo de sustrato a partir del cual el biogás fue generado.

El biogás puede recuperarse para diversos fines, tales como:

- Combustible en calderas, hornos y estufas en sustitución de otros tipos de combustibles
- Generación de electricidad para uso local o venta para la red de la empresa de energía
- Cogeneración de electricidad y calor
- Combustible alternativo en la línea de gas natural
- Combustible vehicular alternativo

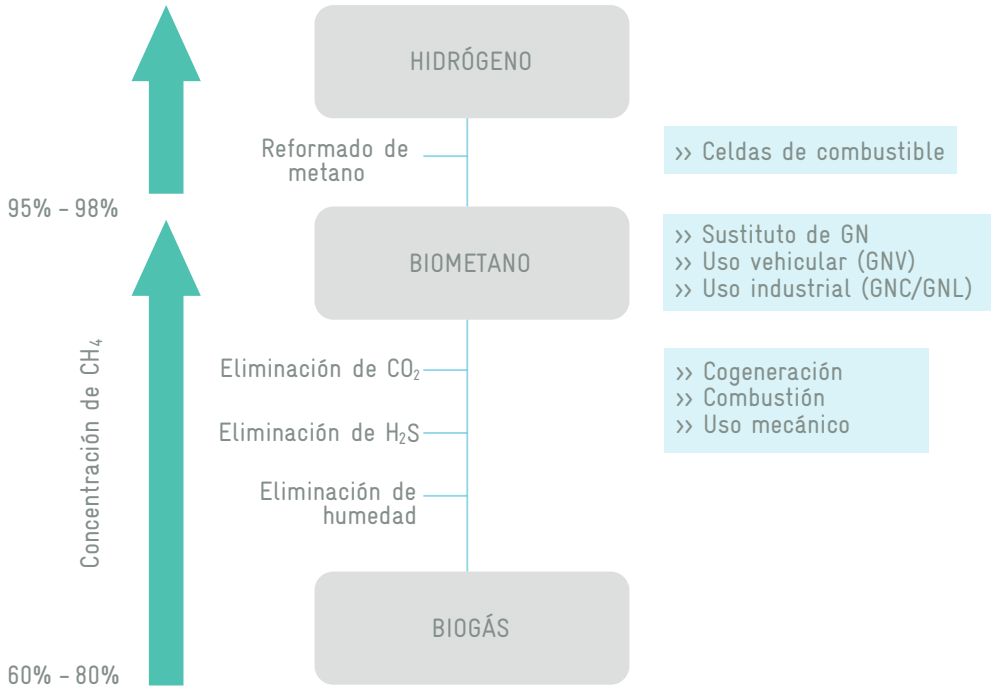
Para que pueda usarse es necesario tratar el biogás hasta el nivel exigido para su aprovechamiento. En general, hay una diferencia clara entre la utilización de biogás y de biometano. El primero, tras la remoción de las principales impurezas como humedad, siloxanos y muy marcadamente el H_2S, puede usarse para la producción de energía eléctrica y térmica en un equipo CHP (por ejemplo, para calentar un digestor o secar lodo digerido). Por otro lado, el biometano es el resultado de una purificación mucho más exigente (**figura 6.1**) y puede ocuparse como sustituto del gas natural vehicular (GNV), una vez comprimido y almacenado. Hoy en día en México aún no existe mercado para este uso.

En la selección de la tecnología para el aprovechamiento de biogás es necesario considerar no sólo su poder calorífico y su composición, sino también otras propiedades, como la presencia de humedad, presión, contaminantes, gases inertes y gases ácidos, estos últimos responsables de la eventual corrosión de los equipos y la emisión de contaminantes. Por lo tanto, si la calidad del biogás crudo no cumple los requisitos para su aprovechamiento energético es preciso algún tipo de tratamiento, que podría ser sencillo en caso de aplicaciones como la combustión directa, en la que prácticamente sólo se requiere la remoción de

condensados. Sin embargo, también podría requerir sistemas muy complejos en caso de que se deseé reusar como biometano. En la **figura 6.1** se observa la necesidad de tratamiento en función del uso final.

En México, para el caso de plantas de tratamiento de aguas residuales es probable que la principal forma de aprovechamiento del biogás sea para calentamiento de los digestores de lodos (uso térmico: baja exigencia de purificación) o la generación de energía eléctrica en motogeneradores o máquinas CHP (exigencia más elevada en la purificación), aun con la opción de aprovechamiento de cierta cuota de energía térmica.

FIGURA 6.1 NECESIDAD DE TRATAMIENTO DEL BIOGÁS SEGÚN EL USO FINAL.



Fuente: Valente (2015).

6.2 REQUISITOS DE CALIDAD DEL BIOGÁS SEGÚN SU USO

Para los usos principales en una PTAR deben atenderse los requisitos presentados en la **tabla 6.1**.

TABLA 6.1 REQUISITOS DE CALIDAD DEL BIOGÁS SEGÚN SU USO (VARIABLE EN CONSONANCIA CON LOS REQUISITOS DE LOS FABRICANTES DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN ENERGÉTICA. LOS VALORES DE LA TABLA SON SOLO INDICATIVOS).

COMPONENTE	QUEMA PARA LA GENERACIÓN DE CALOR	OPERACIÓN DE MÁQUINAS ESTACIONARIAS A GAS	
		MOTOR A GAS (CHP) CON CATALIZADOR	MOTOR A GAS
Azufre total (S)	< 1000 ppmv	N.E.	N.E.
Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	–	< 560 ppm/10 kWh	< 8 ppm/10 kWh
Halógenos	–	< 100 mg/10 kWh	< 20 mg/10 kWh
Cloro (Cl)	–	< 50 mg/10 kWh	N.E.
Flúor (F)	–	< 50 mg/10 kWh	N.E.
Polvo/partículas (< 10 µm)	Libre desde el punto de vista técnico	Sin sólidos	Sin sólidos
Total de compuestos orgánicos con silicio	–	< 5-10 mg/Nm^3	0 mg/Nm^3
Compuestos aromáticos	–	N.E.	N.E.
Humedad relativa	< Punto de rocío	50%-80%	< 50%
Contenido de oxígeno (O_2)	< 3% en volumen	N.E.	N.E.
Metano (CH_4)	> 50% en volumen	> 45% en volumen	> 45% en volumen
Número de metano	s. req.	Especificación del fabricante	Especificación del fabricante
PCS	s. req.	N.E.	N.E.
PCI	> 5 kWh/Nm^3	4.5-7 kWh/Nm^3	4.5-7 kWh/Nm^3
Amoniaco (NH_3)	–	< 50 mg/10 kWh	< 50 mg/10 kWh
Temperatura del gas	–	< 40°C	< 40°C
Presión operacional	8-25 mbar	> 20-80 mbar	> 20-80 mbar
Hidrógeno (H_2)	–	N.E.	N.E.

s. req.: Sin requisitos; N.E.: No especificado.
Fuente: Adaptado de DWA-M 361 (2011).

6.2.1 Quema para generación de calor

Para emplearse en calderas, el biogás debe presentar un contenido mínimo de metano de 50%. En general, las calderas son apropiadas para el uso de biogás como combustible, pero deben cumplirse algunas condiciones operacionales; por ejemplo, la temperatura mínima de la caldera y de operación deben estar por encima del punto de rocío.

> Se recomienda que el contenido de compuestos de azufre en el biogás sea inferior a 1 000 ppmv a la entrada de una caldera; en caso contrario, el biogás debe desulfurizarse.

6.2.2 Uso en motores estacionarios

Aunque varíen ligeramente conforme el fabricante, los requisitos para el uso del biogás como combustible en motores a gas son esencialmente semejantes.

> La temperatura máxima del biogás de alimentación a un motor estacionario no debe exceder 40°C para no perjudicar la vida útil de las válvulas de la línea de control y regulación de gas y no afectar la temperatura de la mezcla de aire y gas y, consecuentemente, el desempeño del motor.

El poder calorífico inferior (PCI) del biogás debe estar situado entre 4.5 kWh/Nm^3 y 7 kWh/Nm^3 (45% a 70% de CH_4 y el porcentaje restante como CO_2), aunque es posible compensar las oscilaciones del poder calorífico inferior en un ±1%/30s (conforme al fabricante) mediante sistemas de regulación. En caso de variaciones menores de dicho poder calorífico, son admisibles mayores variaciones en cuanto al intervalo citado arriba. Si en una planta hay o están planeadas diferentes fuentes de generación de biogás con calidad muy heterogénea debe consultarse a los fabricantes de los motores sobre el intervalo de variación permitida y la oscilación de la calidad admisible a lo del tiempo.

La humedad relativa del biogás no debe sobrepasar 80% para garantizar una distancia segura del punto de rocío. Esa diferencia respecto a ese punto ha de ser respetada de manera especial en la línea de control y regulación de gas para evitar la condensación. La remoción del condensado debe ser adecuada para que éste no penetre en partes críticas del sistema, como la línea de control y regulación de gas y el compresor.

Según el origen del biogás, puede contener gases nocivos y concentraciones significativas de H_2S, lo que puede resultar, por ejemplo, en la formación de ácido sulfúrico en el bloque del motor, lo que ocasionaría la corrosión de los cojinetes de deslizamiento y la reducción de la vida útil del aceite.

Se deben respetar los valores límite especificados por los fabricantes de los motores para determinados componentes del gas. Para un convertidor catalítico es indispensable mantener los valores más bajos, de acuerdo con la **tabla 6.1**.

Aunque los valores más comunes se presentan en la **tabla 6.1**, hay diferencias significativas en los valores límite admisibles, lo cual debe considerarse en la fase de planeación, ya que esto puede tener un efecto considerable en los costos operativos y de inversión.

La presión exigida en la línea de biogás es de 20 a 80 mbar, según las pérdidas de presión de la tubería. En muchos casos es posible prescindir de la presurización después del gasómetro de baja presión por medio de la selección y regulación de una línea de biogás de diámetro suficientemente grande.

> Puesto que los equipos de compresión presentan un alto costo de inversión, elevados costos operacionales y significan riesgos adicionales al sistema, conforme a su viabilidad se debe priorizar el uso de una línea de gas de mayor diámetro, en lugar de la adopción de tales equipos. No existe esa posibilidad en sistemas sin presión.

Las oscilaciones de presión deben estar limitadas a 10 mbar/s con 80 mbar de presión de admisión.

6.2.3 Microturbina de gas

Las microturbinas de gas generalmente deben cumplir requisitos específicos respecto al gas combustible, los cuales deben ser observados en la operación con el biogás. El biogás, cuya temperatura no puede exceder los 50 °C, ha de suministrarse a la microturbina con una presión y poder calorífico inferior adecuados, según el contenido de metano, para que la potencia de combustión sea constante (DWA-M 361, 2011). El poder calorífico superior (PCS) debe estar entre 3.8 y 8.3 kWh/Nm^3, aunque son admisibles variaciones de ±10% (DWA-M 361, 2011). De esta forma, el biogás utilizado en las microturbinas de gas puede presentar un contenido de metano de 35% a 75% y una variación de concentración de ±5%. Si los valores del metano fluctúan más que esos intervalos admisibles, es necesario indicar un nuevo índice de combustible para la microturbina a gas.

El biogás no puede presentar contenido de humedad (vapor de agua) superior a 1.6% en volumen (T = 50 °C, 70% de CH_4). El condensado debe ser completamente eliminado antes de la inyección en la microturbina y el contenido de CO_2 no debe sobrepasar 50% en volumen.

Otros valores que deben cumplirse incluyen: polvo, partículas (< 10 µm, 20 ppm en peso), siloxanos (5 ppb en volumen), hidrógeno (1 a 2% en volumen) y contenido de aceite (2 ppm en masa) (DWA-M 361, 2011).

Cada fabricante tiene una recomendación específica en cuanto a los valores límite de siloxanos. Por un lado, hay proveedores que prescriben su remoción completa, pero otros afirman que, debido a diferencias estructurales (turbina con cámara de combustión), sus turbinas toleran los niveles usuales de siloxanos contenidos en el biogás, pues los productos residuales de la combustión se precipitan sólo en la parte de escape (silenciador, etc.), de manera que pueden ser removidos mediante limpiezas regulares.

Altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno no afectan las microturbinas de gas; sin embargo, para los compresores y el sistema de escape de la turbina se estipula un valor máximo de emisión. Por ejemplo, en Alemania ese contenido corresponde a 200 ppmv de H_2S, en consonancia con la regulación alemana para control de la calidad del aire (Alemanha, 2002).

6.2.4 Generación de biometano

Independiente del uso del biometano, se recomienda mejorar la calidad del biogás mediante la remoción de impurezas como humedad, CO_2, H_2S y siloxanos, a fin de evitar problemas de corrosión e incrustación en los equipos (Urban *et al.*, 2009). Los autores sugieren las siguientes etapas para remoción de compuestos del biogás:

- Remoción gruesa del sulfuro de hidrógeno
- Remoción de concentraciones traza de sulfuro de hidrógeno
- Separación de dióxido de carbono y otros componentes del biogás
- Remoción de la humedad del biogás; esta etapa se realiza antes de la separación del dióxido de carbono, cuando la tecnología de remoción de CO_2 utiliza un proceso seco

6.3 MÉTODOS DE TRATAMIENTO DEL BIOGÁS

6.3.1 Remoción de sulfuro de hidrógeno

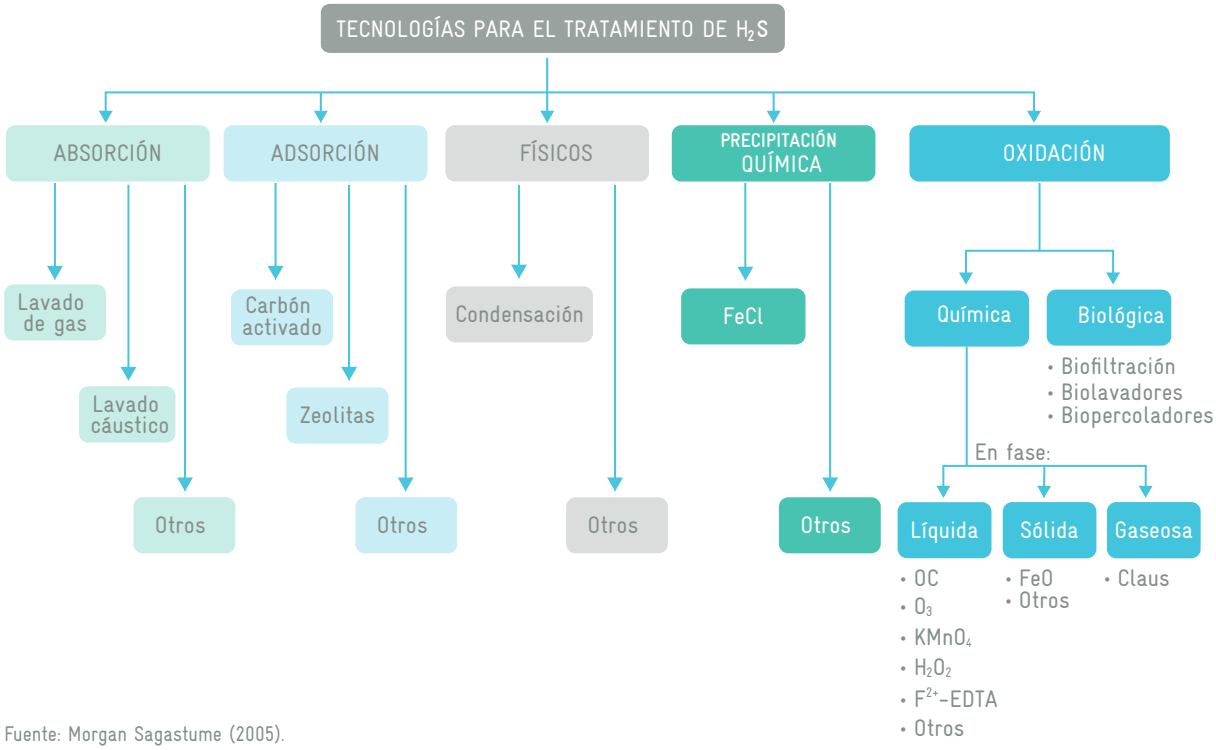
En plantas de tratamiento de aguas residuales municipales, el biogás puede contener sulfuro de hidrógeno (H_2S) en una concentración volumétrica de hasta 7 000 ppmv. La reacción del sulfuro de hidrógeno con el agua en presencia de oxígeno produce ácido sulfúrico, el cual exige que los materiales utilizados tengan una elevada resistencia a la corrosión. Para aumentar la durabilidad de los componentes del sistema y cumplir los requisitos de calidad de los fabricantes de plantas de cogeneración y calderas es necesario que la cantidad de sulfuro de hidrógeno sea reducida.

Los procesos de remoción de H_2S, o desulfuración, pueden ser biológicos, químicos o físicos; la elección del proceso, o la

combinación de procesos se define en función del uso del biogás tratado. Cuando la separación de sulfuro de hidrógeno es gruesa, la desulfurización puede ser aplicada dentro del propio digestor, en el gasómetro o en un sistema propio para este fin. Cuando la desulfurización requerida es fina (concentraciones traza), entonces se necesita un proceso externo más complejo y costoso.

Morgan resume los principales procesos de remoción de H_2S como se muestra en la **figura 6.2** (Morgan-Sagastume *et al.*, 2001).

FIGURA 6.2 TECNOLOGÍAS PARA LA ELIMINACIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO.



Fuente: Morgan Sagastume (2005).

6.3.1.1 Remoción de sulfuro de hidrógeno por microaireación

La microaireación de digestores anaerobios se realiza por medio de inyección de aire en condiciones controladas. Se trata de un método barato y eficiente para reducir concentraciones de H_2S en el biogás, por lo que es muy popular en plantas agrícolas que usan este último como recurso energético. Esa técnica se basa en la oxidación biológica aerobia de H_2S a azufre elemental (S) y sulfato (SO_4^{-2}), en función de la temperatura y del pH. La mayoría de los microorganismos que oxidan sulfuro usan el CO_2 para suplir sus necesidades de carbono. Tales microorganismos crecen en la superficie del lodo o en la estructura del digestor y no necesitan inoculación o adición de nutrientes, puesto que existen en cantidad suficiente, con el oxígeno necesario suministrado por la inyección de aire utilizando un ventilador o un pequeño compresor. El proceso exige la dosificación exacta de aire, aun cuando el flujo de gas crudo sea variable. Por ello, la alimentación de aire en el sistema debe ser controlada automáticamente para que no se alcancen condiciones que ofrezcan riesgo de explosión ni concentraciones que comprometan posibles usos en función de la presencia de oxígeno en el biogás.

En caso de que la desulfuración se realice en el tope del digestor de lodo, hay que cuidar que las condiciones anaerobias se mantengan para evitar la inhibición del proceso de digestión. Como variable de control de esa alimentación de aire puede utilizarse la medición del contenido de H_2S. Debido a que los ácidos generados en el proceso pueden causar corrosión en el gasómetro, se exige el empleo de materiales adecuados.

En general, según Polster y Brummack (2005), las condiciones básicas de esa técnica son: oxígeno (por inyección de aire), superficie de fijación para las bacterias, tiempo de retención y turbulencia suficientes en la zona de desulfurización, así como disponibilidad de nutrientes (en la superficie de contacto con el sustrato).

Casi siempre la calidad del biogás obtenido es adecuada para su uso en motores estacionarios de gas, siempre que no haya grandes oscilaciones en las concentraciones de H_2S. Sin embargo, la microaireación no es adecuada cuando el objetivo es obtener biometano con calidad de gas natural, pues produce un incremento en las concentraciones de N_2 y O_2 en el biogás, ambas de difícil eliminación (FNR, 2013).

En la **figura 6.3** se observa un ejemplo de montaje de gasómetro con sistema de biodesulfuración interna; la red verde es la estructura y la superficie de fijación para las bacterias.

FIGURA 6.3 MONTAJE DE GASÓMETRO CON BIODESULFURACIÓN INCORPORADA – PTAR JACUÍPE II – BAHÍA.

Fuente: Rotária do Brasil.

6.3.1.2 Desulfuración fisicoquímica por dosificación de sales de hierro.

La formación del sulfuro de hidrógeno puede reducirse considerablemente durante el proceso de digestión anaerobia si se añaden compuestos de hierro. Esta tecnología se emplea mucho en los digestores en Alemania, ya que también se elimina fósforo por precipitación con sales férricas. La dosificación de los compuestos de hierro puede ser en la forma sólida o como sal en solución acuosa. Los compuestos más comúnmente utilizados son cloruros de hierro ($FeCl_2$ o $FeCl_3$), sulfatos de hierro [$FeSO_4$ o $Fe_2(SO_4)_3$], o hidróxido de hierro [$Fe(OH)_3$]. Durante la reacción del hierro con el sulfuro de hidrógeno se forman sulfuros no solubles que son removidos del digestor junto con el lodo. La adición de compuestos de hierro se presta a la desulfurización primaria o gruesa, una práctica ampliamente diseminada y frecuentemente aplicada en los casos en que no puede haber entrada de aire en el biogás.

En el caso de elevados estándares de pureza, se debe instalar un proceso de desulfuración secundaria corriente abajo. La inversión es relativamente baja, ya que sólo requiere la instalación de un tanque de alimentación y equipo de dosificación; sin embargo, según la cantidad de sales de hierro añadida, pueden resultar elevados costos operacionales.

Los productos de precipitación utilizados pueden alcanzar el medio ambiente a través del lodo digerido. Las sales de hierro disponibles en el mercado contienen otros metales pesados en mayor o menor medida, según su fabricación; este aspecto debe cuidarse al comprar el reactivo químico, sobre todo en caso de que el lodo sea aprovechado después como mejorador de suelos.

Cabe resaltar que las soluciones acuosas de sales de hierro son perjudiciales a la salud y contaminan el agua, por lo que deben utilizarse bombas resistentes a ácidos; proteger las tuberías y tanques de almacenamiento contra corrosión, así como cumplir las normas relativas a la manipulación de reactivos químicos peligrosos.

Los hidróxidos de hierro también se usan para el tratamiento de biogás. El reactivo es comercializado en forma de polvo, granulado o pasta, y contiene, además de hidróxido de hierro (comúnmente 70%), otros componentes como carbonato de calcio

(20% aprox.) y dióxido de silicio (10% aprox.). El contenido de Fe^{3+} es de al menos 37%. El polvo se puede comprar en bolsas o sacos grandes, y también se puede almacenar en silos en grandes cantidades. Una ventaja importante es que el producto no es peligroso, no contamina el agua y hay transferencia de sales neutras a los lodos.

6.3.1.3 Precipitación química con cloruro ferroso

El biogás con H_2S se introduce en una torre de absorción que captura el H_2S y ya en fase acuosa se precipita como sulfuro ferroso (FeS) al adicionar cloruro ferroso ($FeCl_2$). La desventaja es que esto supone un consumo importante de $FeCl_2$, que no se regenera en el proceso.

Reacción: $Fe^{2+} + H_2S \rightarrow FeS + 2H^+$

6.3.1.4 Desulfuración fisicoquímica con óxidos de hierro o zinc

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) reacciona fácilmente con el óxido ferroso (FeO), el hidróxido de hierro ($Fe(OH)_3$) y el óxido de zinc (ZnO), formando sulfuro de hierro o de zinc, respectivamente. Puede emplearse viruta de hierro para formar el lecho de la reacción. Sin embargo, ésta tiene un área superficial relativamente pequeña, por lo que se han utilizado virutas de madera impregnadas con óxido de hierro para incrementar la relación superficie/volumen. El hidróxido o el óxido de hierro también se puede unir a la superficie de los gránulos a partir de barro rojo (Ryckebosch et al., 2011). La eliminación de H_2S se produce por la reacción de éste con el hierro en una columna de desulfuración y una segunda de regeneración, utilizando aire.

Según Noyola y sus colaboradores (Noyola, Morgan-Sagastume and López-Hernández, 2006), las reacciones implicadas son las siguientes:

Oxidación:

$$Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 3H_2O$$
$$FeO + H_2S \rightarrow FeS + H_2O$$

Regeneración:

$$Fe_2S_3 + 3/2O_2 \rightarrow Fe_2O_3 + 3S^0$$
$$FeS + 0.5O_2 \rightarrow FeO + S^0$$

La eficiencia de esta desulfurización fisicoquímica depende principalmente del tiempo de retención, el flujo por unidad de área transversal y la concentración del sulfuro de hidrógeno. Normalmente, el proceso de desulfuración puede aplicarse a concentraciones de gas crudo de hasta 6 000 ppmv de H_2S. Con el dimensionamiento adecuado, el proceso permite alcanzar concentraciones de salida menores de 20 ppmv y una regeneración simultánea por adición de aire (de 2 a 3%) en la columna de desulfuración. En la parte superior ocurre la desulfuración en intervalos regulares; y en la parte inferior, la solución gastada puede ser retirada en la parte baja del desulfurizador.

El óxido de zinc (ZnO) produce la adsorción química del sulfuro de hidrogeno, que es eliminado en la forma de sulfuro de zinc (ZnS). Este proceso opera a temperaturas de 200 a 400 °C y utilizando el ZnO en la forma de *pellets* en el lecho absorbente. Como no es posible regenerar los *pellets* saturados, deben ser sustituidos y dispuestos de forma ambientalmente correcta, ya que el óxido de zinc es una sustancia peligrosa para el medio ambiente. Este proceso también puede separar otros compuestos de azufre, como sulfuro de carbonilo (COS) y mercaptanos, ya que estos pueden ser hidrolizados a H_2S por medio de la adición de óxido de cobre (CuO) o alúmina (Al_2O_3) al lecho de óxido de zinc. Las desventajas de este proceso son los elevados costos del absorbente y las altas temperaturas de operación del proceso.

6.3.1.5 Oxidación con Fe^{3+}: proceso Lo-Cat

En el proceso llamado Lo-Cat tanto el ión férrico como el ferroso se encuentran complejados con EDTA para evitar la precipitación como hidróxido ferroso $Fe(OH)_2$ o sulfuro ferroso FeS. Ello permite la regeneración del ión férrico mediante la inyección de aire (O_2). Tanto la reacción de oxidación del H_2S como la regeneración del reactivo se llevan a cabo al mismo tiempo y en el mismo equipo.

Reacciones:

$$H_2S + 2[Fe^{3+}] \longrightarrow S^0 + 2[Fe^{2+}] + 2H^+$$
$$2[Fe^{2+}] + 0.5O_2 + H_2O \longrightarrow 2[Fe^{3+}] + 2OH^-$$

6.3.1.6 Oxidación con cloro

La corriente gaseosa con sulfuro de hidrógeno (H_2S) se envía a una torre absorbedora para disolver el sulfuro y ya en fase acuosa se oxida con hipoclorito de sodio para producir azufre elemental o sulfato, según el pH de la disolución. Esto supone un consumo importante de ión hipoclorito (OCl^-), el cual no se regenera en el proceso. En la presencia de compuestos orgánicos la cloración no es atractiva debido a la formación de compuestos organoclorados indeseables.

Reacciones:

$$HS^- + OCl^- \longrightarrow S^0 + OH^- + Cl^- \quad \text{a pH} < 7.5$$
$$HS^- + 4OCl^- \longrightarrow SO_4^{2-} + H^+ + 4Cl^- \quad \text{a pH} > 7.5$$

6.3.1.7 Desulfuración fisicoquímica por adsorción con carbón activado

El proceso de desulfuración por adsorción con carbón activado puede ocuparse a escala comercial hasta una concentración máxima de aproximadamente 500 ppmv en el gas crudo, lo cual puede proporcionar un grado de pureza del gas tratado inferior a 1 ppmv, preferentemente a una temperatura entre 10 y 70 °C. Se trata de un proceso frecuentemente realizado corriente abajo de otros procesos de desulfuración con objeto de realizar una remoción fina.

La columna de adsorción está constituida por un recipiente lleno de carbón activado. En general, el recipiente se construye en acero inoxidable (calidad AISI 316Ti, para medios agresivos), o bien en plástico reforzado con fibra de vidrio. El H_2S se convierte en azufre elemental gracias a la oxidación que ocurre en la estructura porosa del carbón activado; las moléculas de azufre son adsorbidas en los microporos del carbón, con lo que se logra la remoción de H_2S del biogás. Se debe evitar la penetración de condensados en el filtro de carbón activado, por lo que hay que eliminar la humedad antes de la entrada en el filtro. Para la protección de este último contra la saturación se recomienda que el sistema de tratamiento se construya con dos filtros de carbón activado en serie.

La desulfuración con carbón activado impregnado con yoduro de potasio (KI) debe ocurrir en presencia de oxígeno y agua. Por ello, el carbón activado no puede emplearse en procesos que requieren biogás libre de oxígeno. Una desventaja de este tratamiento es el elevado costo de operación debido a la regeneración con vapor a más de 450 °C y a la disposición final del carbón activado saturado.

El carbón activado impregnado con carbonato de potasio (K_2CO_3) tampoco debe ser utilizado para la desulfuración fina del biogás (libre de oxígeno). La remoción del H_2S ocurre a temperaturas superiores a 50 °C en presencia de vapor de agua y oxígeno (Hofmann *et al.*, 2005).

El uso de carbón activado impregnado con permanganato de potasio ($KMnO_4$) en el relleno del filtro permite reducir la concentración de H_2S a 5 mg/m^3. Ese proceso no exige la inyección de aire y su costo de inversión es reducido.

> La desulfurización fisicoquímica por adsorción con carbón activado realmente no es adecuada para una remoción primaria del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y sólo debe utilizarse como pulimento, ya que si bien los costos de inversión son reducidos, los de operación son significativamente elevados (Hofmann *et al.*, 2005).

FIGURA 6.4 DESULFURIZACIÓN CON FILTROS DE CARBÓN ACTIVADO.

Fuente: Rotária do Brasil.

6.3.1.8 Desulfuración físicoquímica con sosa cáustica

En la desulfuración con sosa cáustica, el biogás que será tratado es introducido a contraflujo en el interior de una columna de lavado, o *scrubber*, llena con medio soporte. La solución de lavado contiene sosa cáustica diluida, la cual reacciona con el sulfuro de hidrógeno (H_2S) para formar sulfito o sulfato de sodio (Na_2SO_3 y Na_2SO_4 respectivamente). Además de eliminar el sulfuro de hidrógeno, la sosa cáustica también elimina parcialmente el dióxido de carbono (CO_2) por medio de la formación de carbonatos y bicarbonatos. Ese proceso es utilizado sobre todo cuando se tratan concentraciones elevadas de H_2S, ya que su eficacia ha sido comprobada ampliamente en la industria. La sosa cáustica es una sustancia corrosiva y, por lo tanto, deben cumplirse las normas relativas a la manipulación de productos peligrosos.

Hoy en día éste es uno de los métodos fisicoquímicos más utilizados por su elevada eficiencia en la eliminación de H_2S del biogás.

6.3.1.9 Biodesulfuración biológica en biofiltro percolador.

Típicamente, la biodesulfuración se realiza en un filtro percolador continuo, con microorganismos especialmente seleccionados para ello. El gas crudo entra por la base de la columna de lavado y sale por el tope. Este sistema está compuesto de un tanque de plástico adecuado (por ejemplo, polipropileno) con fondo plano y techo cónico. El tanque presenta en su interior un falso fondo hecho con parrilla plástica pultruida, sobre la cual se encuentra el medio de soporte, el cual debe tener una superficie específica muy grande. Los microorganismos son inmovilizados sobre ese medio de soporte y alimentados regularmente con los nutrientes necesarios. Según el caso, eso es posible por la inoculación de lodo diluido o filtrado, o lodo estabilizado anaeróbicamente, obtenido del digestor de lodo. Se utilizan microorganismos del género Thiobacillus (*Thiobacillus thiooxidans, Thiobacillus ferrooxidans*), bacterias que utilizan el dióxido de carbono como fuente de carbono y, en la presencia de oxígeno, son capaces de oxidar el sulfuro de hidrógeno en sulfato y otros compuestos de azufre. La demanda de oxigeno es suplida por el aire ambiental, el cual puede ser inyectado por un soplador de velocidad controlada. Como hay inyección de aire, ese método no es adecuado para producción de biometano. El proceso es básicamente igual al descrito en el inciso 6.3.1.1.

FIGURA 6.5 BIODESULFURACIÓN EN BIOPERCOLADOR – PTAR DE AUGSBURG, ALEMANIA.

Fuente: Rotária do Brasil.

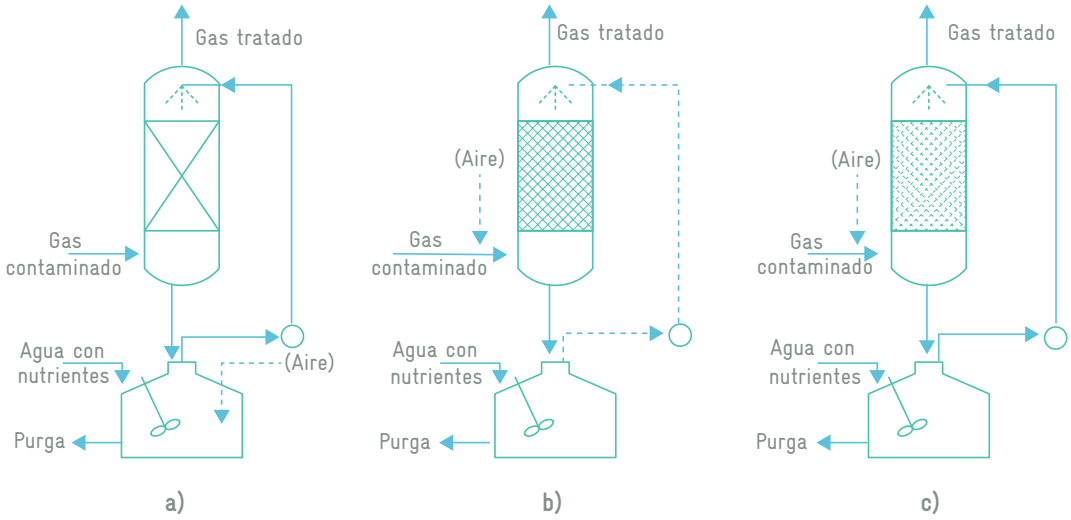
De acuerdo con Noyola *et al.* (2006) y Morgan-Sagastume *et al.* (2001) hay otros métodos de eliminación del H_2S presente en el biogás que incorporan procesos biológicos y fisicoquímicos. Los más interesantes son los descritos en las secciones siguientes.

6.3.1.10 Combinación de procesos fisicoquímico-biológicos

Para el tratamiento biológico de gases se han utilizado en mayor grado tres procesos de tratamiento: la biofiltración, los biolavadores y los biofiltros percoladores (Morgan-Sagastume, Revah Moiseev and Noyola Robles, 2001, Soeranu et al., 2006). En la **figura 6.6** se presenta un esquema de estos tres procesos biológicos.

En general, los biofiltros se utilizan más bien para sistemas de control de malos olores, en los que se usa composta como medio de eliminación del H_2S cuando su concentración es baja (menor a unas 200 ppmv).

FIGURA 6.6 DIFERENCIAS ENTRE A) BIOFILTRO, B) BIOFILTRO PERCOLADOR Y C) BIOLAVADOR.



Fuente: Soeranu et al. (2006).

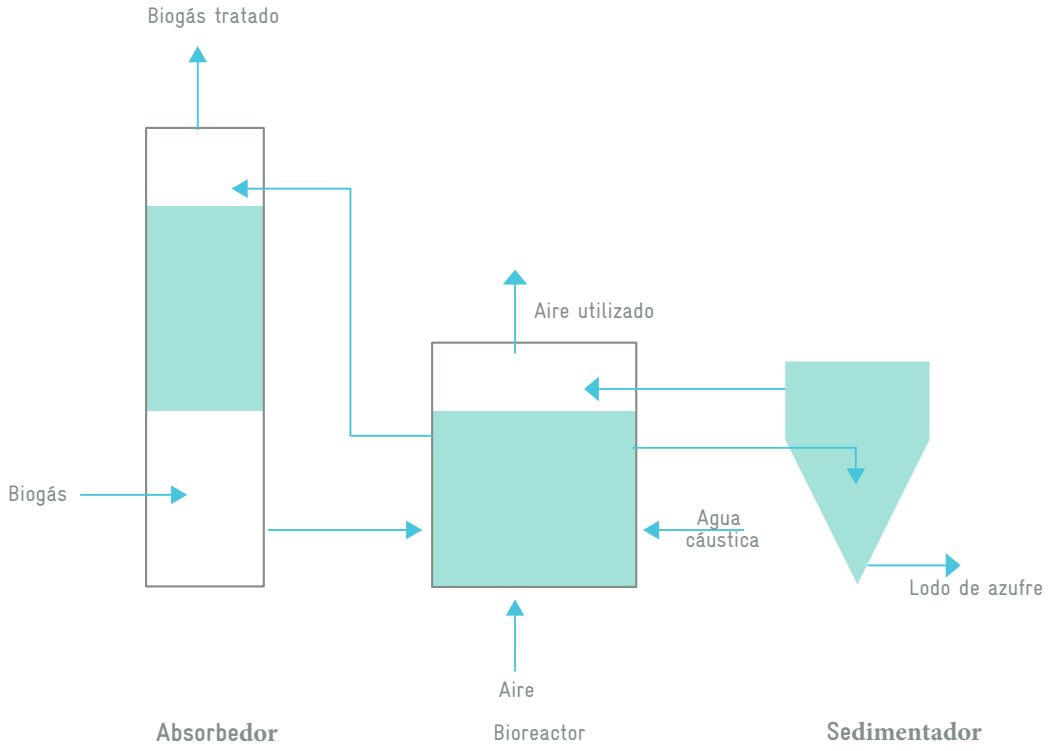
Los equipos más usados para eliminar H_2S del biogás son los biofiltros percoladores (inciso 6.3.1.9) por la facilidad de controlar las variables fundamentales. Los tres procesos son aplicables no solamente para la remoción de H_2S, sino también para mezclas de gases con compuestos inorgánicos y orgánicos volátiles.

Por otro lado, se han desarrollado tecnologías biológicas interesantes cuyo objetivo final es lograr un proceso que permita eliminar el H_2S en forma de azufre elemental (la más sostenible desde el punto de vista ecológico) y utilizando la vía fisicoquímica para la captura del H_2S, esencialmente mediante una torre de absorción con un agente alcalino como la sosa cáustica.

La empresa holandesa Paques Bv ha patentado un proceso acoplado fisicoquímico-biológico hoy en día ampliamente utilizado con éxito y con alrededor de 100 sistemas instalados (Van Zessen, 2010), donde la masa de H_2S que ha de eliminarse no es demasiado elevada como para requerir procesos totalmente fisicoquímicos, como la absorción con aminas.

El proceso Thiopaq™ se muestra en la **figura 6.7**. Como se observa, el biogás es capturado en una torre de absorción utilizando un agente alcalino y el líquido rico en sulfuros pasa a un reactor biológico, donde es oxidado a azufre elemental, el cual se recupera después por decantación.

FIGURA 6.7 PROCESO THIOPAQ™.



Fuente: Van Zessen (2010).

La diferencia principal con el biofiltro percolador descrito en la sección 6.3.1.9 es que en el proceso biológico los sulfuros capturados usualmente con sosa cáustica diluida se oxidan de forma parcial, mientras que en el biofiltro la oxidación de los sulfuros se lleva normalmente hasta sulfatos que se descargan en la corriente líquida del sistema.

Según Van Zessen (2010), el proceso se lleva a cabo utilizando mayormente bacterias del género *Hallothiobacillus*, por lo que el sistema puede operar con alta salinidad para incorporar el ión sodio al utilizar sosa cáustica en la solución secuestrante del H_2S (Van Zessen, 2010).

El éxito del proceso consiste en una disminución de costos, ya que en el reactor biológico el ión OH^- se recupera, por lo que el consumo de sosa cáustica es limitado (unos 3 kg de NaOH/kgS eliminado), lo cual lo hace hasta cinco veces más económico en la operación que la simple absorción alcalina.

Por otro lado, en México una empresa de ingeniería y consultoría, junto con investigadores de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM) han desarrollado un proceso similar de bajo costo que ya se ha aplicado con éxito en escala real utilizando bacterias incoloras del azufre del género *Thiobacillus* a un pH y salinidad algo menores a las que opera el proceso Thiopaq™.

La experiencia de arranque de este proceso acoplado fisicoquímico-biológico se detalla por González Sánchez y colaboradores (González Sánchez *et al.*, 2013).

Esencialmente, el proceso se lleva a cabo en una torre de absorción con sosa cáustica seguida de un filtro sumergido aireado, donde mediante oxidación biológica en un medio autótrofo los sulfuros se llevan a azufre elemental y sulfatos.

La forma de recirculación de los iones OH^- recuperados hacia la torre de absorción se realiza con el sobrenadante de un clarificador y no desde el reactor biológico, como se hace en el proceso Thiopaq™. El proceso es controlado por respirometría y para su arranque se usa tiosulfato de sodio y bicarbonato de sodio para la propagación de las bacterias sulfoxidantes, obtenidas casi siempre de los lodos aerobios generados en un reactor de lodos activados.

Las reacciones son las siguientes:

Reacciones en la torre de absorción:

Absorción de H_2S $H_2S + OH^- \rightarrow HS^- + H_2O$ Consumo de OH^-

Absorción de H_2S $H_2S + CO_3^{2-} \rightarrow HS^- + HCO_3^-$

Absorción de CO_2 $CO_2 + OH^- \rightarrow HCO_3^-$ Consumo de OH^-

Formación de carbonato $HCO_3^- + OH^- \rightarrow CO_3^{2-} + H_2O$ Consumo de OH^-

Reacciones en el filtro sumergido:

Producción de azufre $HS^- + ½\ O_2 \rightarrow 1/8\ S_8 + OH^-$ Producción de OH^-

Producción de sulfato $HS^- + 2O_2 + OH^- \rightarrow SO_4^{2-} + H_2O$

Descomposición de carbonato $CO_3^{2-} + H_2O \rightarrow HCO_3^- + OH^-$ Producción de OH^-

Descomposición de bicarbonato $HCO_3- \rightarrow CO_2 + OH^-$ Producción de OH^-

En la **figura 6.8** se muestra el proceso fisicoquímico-biológico descrito anteriormente para la eliminación de H_2S en el biogás.

FIGURA 6.8 PROCESO MEXICANO PARA DESULFURIZACIÓN DE BIOGÁS, PLANTA CCU, SANTIAGO DE CHILE.

Fuente: IBTech..

6.3.2 Eliminación de humedad

El vapor de agua debe ser removido del biogás a fin de proteger los componentes del equipo de uso de biogás contra desgaste y daños por corrosión, así como para atender las exigencias de las etapas de purificación siguientes.

La cantidad de vapor de agua que el biogás puede contener depende de su temperatura. En el digestor, la humedad relativa del biogás es de 100% (completamente saturado).

La remoción de agua del biogás se da por los siguientes procesos: secado por condensación, secado por adsorción (sílica gel, carbón activado) y el secado por absorción (deshidratación por glicol). Estos procesos se explican brevemente a continuación (FNR, 2013).

6.3.2.1 Secado por condensación

Éste es el proceso más utilizado y se basa en el principio de la remoción del condensado por enfriamiento del biogás debajo del punto de rocío. El secado del biogás es frecuentemente realizado en la tubería de gas. Si ésta es instalada con cierta inclinación, el condensado se recolecta en una trampa de goteo localizada en el punto más bajo de la tubería (véase el capítulo 8), aprovechando que en tuberías enterradas el enfriamiento es aún mayor. Para que el biogás pueda ser enfriado es necesario que la tubería de gas sea suficientemente larga. Además del vapor condensado, también se eliminan sustancias tales como gases solubles en agua. Ya que las trampas de goteo deben ser vaciadas en intervalos regulares, deben ser fácilmente accesibles y su instalación debe ser a prueba de congelación.

En general, la deshumidificación del biogás se realiza por medio de un proceso de enfriamiento del gas y posterior remoción del condensado. Para ello, el gas es conducido a través de un intercambiador de calor cargado con un fluido de enfriamiento, el cual fluye en dirección contraria al gas, absorbiendo el calor presente en el biogás y enfriándolo a una temperatura de aproximadamente 5 °C. La reducción de temperatura está debajo del punto de rocío y como consecuencia la humedad presente en el gas se condensa, lo que permite la remoción de la humedad. Un enfriamiento adicional puede lograrse por medio del uso de agua fría. Conforme avanza el proceso y se usa el biogás, después del enfriamiento inicial la temperatura del gas se eleva de nuevo

a temperaturas operacionales. Sin embargo, no vuelve a ocurrir la condensación del gas debido a que, ante una humedad menor en el gas, su punto de rocío disminuye.

Este método permite puntos de rocío de 3 a 5 °C y la reducción del contenido de vapor de agua hasta 0.15% en volumen (contenido original: 3.1% en volumen, 30 °C, a la presión del medio). Si el gas es comprimido previamente, la extracción del condensado es aún más eficiente. Este proceso representa el estado del arte para el uso subsecuente del biogás.

También es posible disminuir la temperatura del gas utilizando un enfriador que utiliza agua fría como refrigerante (Urban *et al.*, 2009). Con esa técnica, el agua fría es rociada directamente en el gas en sentido contrario a su flujo, con lo que se disminuye la temperatura y se provoca la condensación. El condensado en exceso es eliminado del sistema. Ese proceso debe ser seguido por el recalentamiento del biogás.

En muchos casos, es posible realizar el proceso de enfriamiento y deshumidificación del gas a bajo costo utilizando la condensación natural en una superficie con temperatura más baja. Entre otras formas, esto se logra en los propios gasómetros que, debido al alto tiempo de retención y gradientes de temperatura que tienen, ocasionan la condensación. Ese método puede usarse, con ciertas restricciones, en filtros de grava y filtros de cerámica. Es posible obtener efectos semejantes utilizando tubos subterráneos o tuberías muy largas para aumentar el tiempo de retención del gas.

Los filtros de carbón activado o la adsorción con modulación de presión exigen sólo la deshumidificación del gas por enfriamiento.

Una alternativa al enfriamiento del gas es su calentamiento para obtener cierta deshumidificación.

6.3.2.2 Adsorción

Los métodos de adsorción para el secado de gases y de aire comprimido son ampliamente utilizados en procesos industriales, pues es posible alcanzar alta eficiencia de secado con ellos. Como material adsorbente se emplean la sílice gel, el gel de óxido de aluminio y los tamices moleculares. Los adsorbentes utilizados se instalan en un lecho fijo y se operan alternadamente a una presión de 6 a 10 bar. Los materiales de adsorción saturados pueden ser regenerados en caliente o en frío.

Estos procesos de secado se emplean, por ejemplo, para ajustar el contenido de humedad del biometano después del secado por enfriamiento y así garantizar que éste alcance una calidad equivalente a la del gas natural antes de su inyección en los gasoductos.

6.3.2.3 Absorción

La deshidratación por glicol, utilizada originalmente en el secado de gas natural, es un proceso físico de absorción en el que el biogás fluye en una torre absorbente a contracorriente de una solución de glicol o trietilenoglicol, con lo que se remueven del gas crudo tanto el vapor de agua como los hidrocarburos superiores. En la deshidratación con glicol, la regeneración se da por el calentamiento de la solución de lavado a 200 °C, temperatura que causa la vaporización de los materiales absorbidos. En términos económicos, esa técnica es recomendable para flujos grandes (más de 500 m^3/h) y posibilita la inyección de biogás en la red de distribución para su uso (FNR, 2013).

6.3.3 Remoción de gas carbónico

La remoción de dióxido de carbono (CO_2) es el principal paso en la transformación del biogás en biometano, con lo que se promueve el aumento del poder calorífico. De esa forma es posible alcanzar un índice de Wobbe adecuado, parámetro de calidad muy importante para uso del biometano como sustituto del gas natural, o para su inyección en la red de gas natural, o incluso para su uso como combustible vehicular. La remoción de CO_2 también puede ser utilizada, por ejemplo, como etapa intermediaria para la producción de hidrógeno a fin de utilizarlo en celdas de combustible.

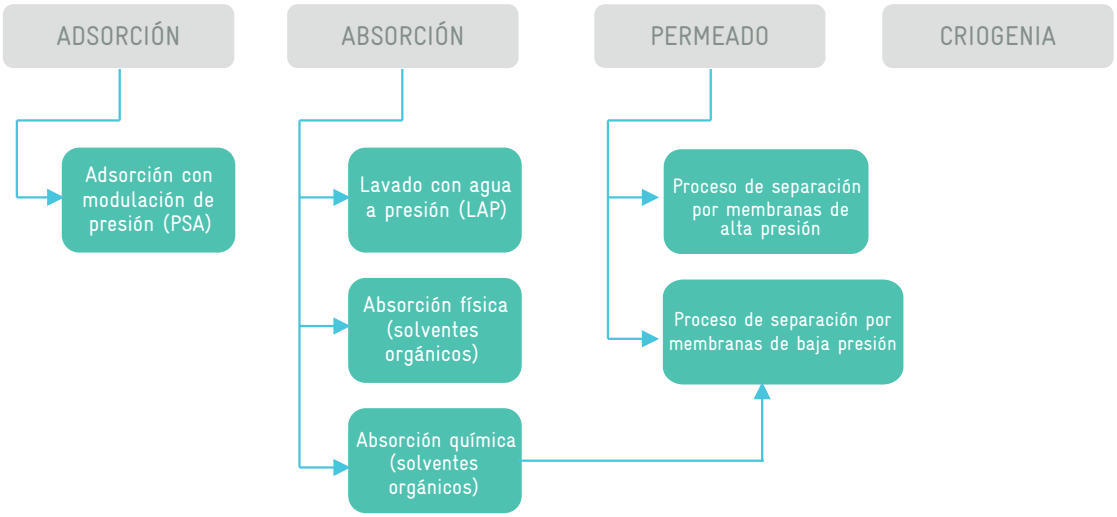
Como se ilustra en la **figura 6.9**, las principales tecnologías para separar metano y dióxido de carbono siguen los principios de adsorción, absorción, permeabilidad o criogenia.

Respecto a las tecnologías de absorción, pueden utilizar solventes líquidos como agua, glicoles y aminas, y son conocidas como lavado con agua presurizada (LAP); absorción física con solventes orgánicos y absorción química con solventes orgánicos (aminas), respectivamente. Por otro lado, la tecnología de adsorción es conocida como adsorción con modulación de presión (PSA).

La tecnología basada en la permeabilidad del gas o remoción por membranas puede ser clasificada de dos formas: membranas de alta presión (25 a 40 bar) y de baja presión (9 bar).

Aunque varias de estas tecnologías también puedan remover moderadas concentraciones de contaminantes, la mayoría requiere la reducción preliminar de contaminantes como vapor de agua, H_2S y siloxanos por medio de una etapa de prepurificación (Urban *et al.*, 2009).

FIGURA 6.9 MÉTODOS DE TRATAMIENTO DEL BIOGÁS PARA LA REMOCIÓN DE CO_2.



Fuente: Beil (2008).

6.3.3.1 Adsorción con modulación de presión

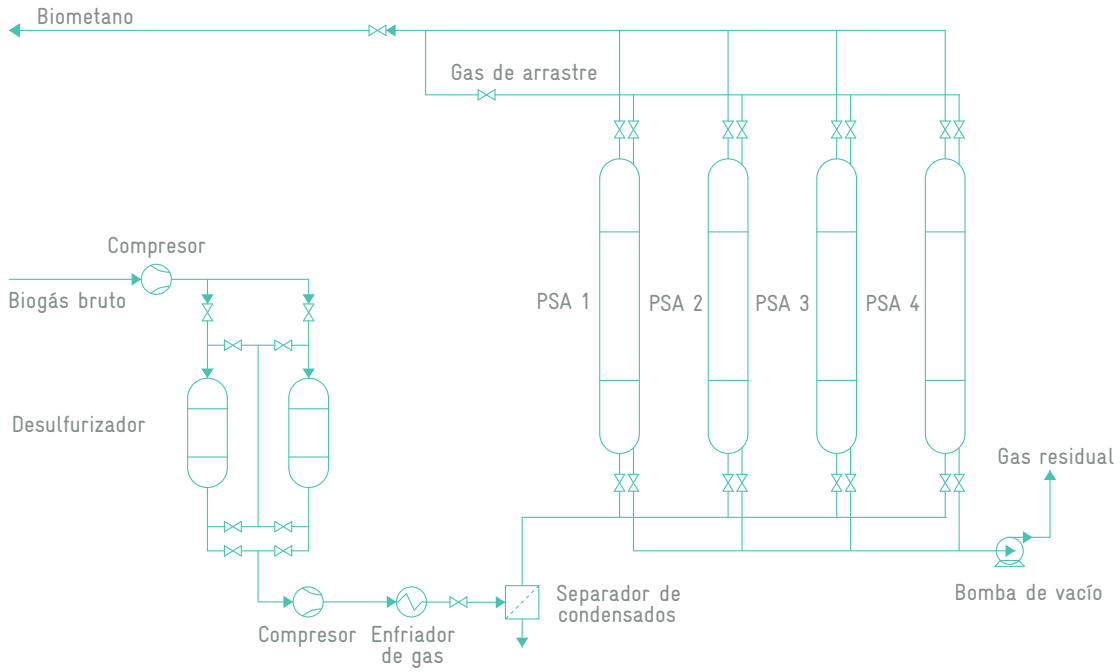
La adsorción con modulación de presión (PSA, *Pressure Swing Adsorption*) es un método en seco que separa gases gracias a sus propiedades físicas, específicamente por la interacción entre las moléculas del biogás y un material adsorbente. El proceso se basa en la adsorción reversible del CO_2, y puede ocurrir también la retención de otros componentes como H_2O, H_2S, N_2 y O_2. Además de esa retención, existe la posibilidad de remover sustancias contaminantes como hidrocarburos superiores y compuestos de silicio. Hay una amplia variedad de materiales adsorbentes para la retención de los componentes del biogás.

En la unidad de PSA los materiales adsorbentes son colocados en columnas arregladas secuencialmente en consonancia con la calidad requerida para el biogás tratado, como se observa en la **figura 6.10.**

Esos materiales son sumamente porosos, con área superficial muy elevada y tienen habilidad de retener de forma selectiva uno o más componentes de la mezcla de gas mediante la variación de presión, en consonancia con el tamaño de la partícula. El desarrollo de la ciencia de los materiales en las últimas décadas ha sido muy intenso. Uno de sus avances es el descubrimiento de una gran variedad de materiales porosos, desde los zeolitas y materiales mesoporosos (contienen poros con diámetros entre 2 y 50 nm), hasta las más diversas clases de carbones activados y, últimamente, polímeros con elevada área superficial.

> Los materiales que han sido más utilizados y desarrollados en el sistema PSA son carbones activados, zeolitas naturales y sintéticas, alúminas activadas, adsorbentes poliméricos, titanosilicatos, sílice gel y tamices moleculares.

FIGURA 6.10 DIAGRAMA DE PROCESOS: ADSORCIÓN CON MODULACIÓN DE PRESIÓN (PSA) CON CUATRO UNIDADES DE ADSORCIÓN.



Fuente: ISET (2008).

Según Grande (2011), se puede afirmar que el material adsorbente es el aspecto técnico principal de la unidad de PSA, pues todas las condiciones operacionales y el modo de operación dependen de la elección inicial del adsorbente. El material seleccionado debe satisfacer por lo menos uno de los dos criterios siguientes:

- Tener una mayor selectividad para el CO_2 que para el CH_4

- Los poros del adsorbente deben poder ser ajustados de modo que el CO_2 (diámetro cinético de 3.4 Å) pueda penetrar fácilmente en la estructura del material adsorbente, mientras que el CH_4, caracterizado por moléculas de mayor tamaño (diámetro cinético de 3.8 Å), tendrá limitaciones para difundirse a través de los poros

Otro aspecto importante para la selección de materiales adsorbentes PSA para producción de biometano es la presencia de contaminantes en el biogás, como H_2S y H_2O. Como ya se comentó, el H_2S es adsorbido irreversiblemente en casi todos los adsorbentes, por lo que debe ser removido antes del proceso PSA. Cuando se emplean materiales carbonosos es posible remover H_2O junto con CO_2. Sin embargo, el uso de zeolitas no es posible.

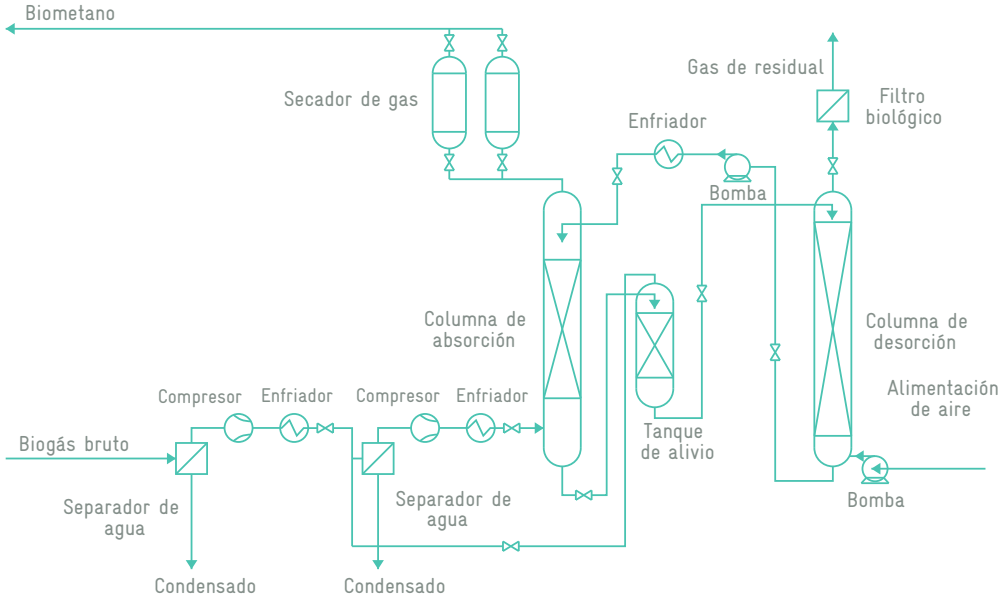
El ciclo de una columna de PSA consiste básicamente en cuatro fases: presurización, alimentación, despresurización y purga. Durante la fase de alimentación, la columna es alimentada con biogás crudo presurizado en el intervalo de 4 a 10 bares. El dióxido de carbono es adsorbido en el lecho de la columna, mientras el metano pasa por la columna sin ser retenido. Cuando el lecho está saturado con dióxido de carbono, la entrada de gas se cierra y la fase de despresurización se inicia. La presión se reduce a la presión ambiental o menor a fin de desorber el dióxido de carbono del adsorbente, y el gas rico en dióxido de carbono es evacuado de la columna, con lo que se inicia la purga. Como la columna al principio de esa fase estaba previamente llena con biogás crudo, ocurre una pérdida de metano con el dióxido de carbono desorbido. Debido a la necesidad de regeneración de la columna de PSA, cuando se requiere producción continua del sistema se emplean columnas en paralelo. Así, mientras una columna es alimentada con biogás para la remoción selectiva de CO_2, las otras están siendo regeneradas. Para reducir las pérdidas de metano las columnas generalmente están interconectadas, de forma que la salida de gas existente en una columna se usa durante la despresurización para la presurización de otra columna, en la fase de ecualización de la presión. Para fines de proyecto, se deben contemplar las siguientes características del sistema PSA: presión de alimentación, presión de purga, material adsorbente, tiempo de ciclo e interconexiones entre columnas, entre otras.

6.3.3.2 Lavado con agua presurizada

El lavado con agua presurizada (LAP) es un proceso de tratamiento de biogás por absorción que usa el agua como medio absorbente, conforme se ilustra en la **figura 6.11**. Este proceso se basa en la absorción reversible del CO_2 y de otros componentes ácidos y alcalinos en el agua. En este proceso el biogás es comprimido normalmente en dos etapas, a una presión de 7 a 10 bar, y alimentado en la parte inferior de una columna con medio de soporte; el agua se inyecta a contracorriente. El medio de soporte utilizado en la columna de absorción tiene la función de crear una gran superficie de contacto entre el biogás y el agua. Se disuelven en el agua compuestos como CO_2, H_2S y NH_3, además de partículas y microorganismos eventualmente presentes en el gas crudo, mientras que el metano sale por la parte superior de la columna de absorción. Eso acontece porque esos compuestos (CO_2, H_2S y NH_3) son más solubles en agua que el metano. Como este proceso también remueve H_2S, no hay necesidad de eliminación previa de éste; sin embargo, como el metano se encuentra saturado de agua después del lavado, éste requiere un postratamiento para la remoción de la humedad. Por otro lado, el agua que sale de la columna de absorción es rica en CO_2 y contiene una fracción de CH_4, es encaminada a un tanque en el que la presión se reduce y el dióxido de carbono y el metano son liberados y recirculados a la entrada del compresor, donde serán tratados en conjunto con el biogás crudo.

Hay dos tipos de procesos de LAP: uno sin regeneración de la columna de absorción y otro con regeneración.

FIGURA 6.11 DIAGRAMA DE PROCESOS: LAVADO CON AGUA PRESURIZADA Y REGENERACIÓN.



Fuente: ISET (2008).

6.3.3.3 Absorción física con solventes orgánicos

Solventes orgánicos como el polietilenglicol pueden emplearse en lugar de agua para la absorción de dióxido de carbono (figura 6.12). Los nombres comerciales de solventes orgánicos utilizados son Selexol® y Genosorb®. En ellos, como ocurre con el agua, el CO_2 y el H_2S son más solubles que el CH_4. El lavador físico orgánico funciona de la misma forma que el lavador con agua; no obstante, en el primero hay una regeneración de la solución.

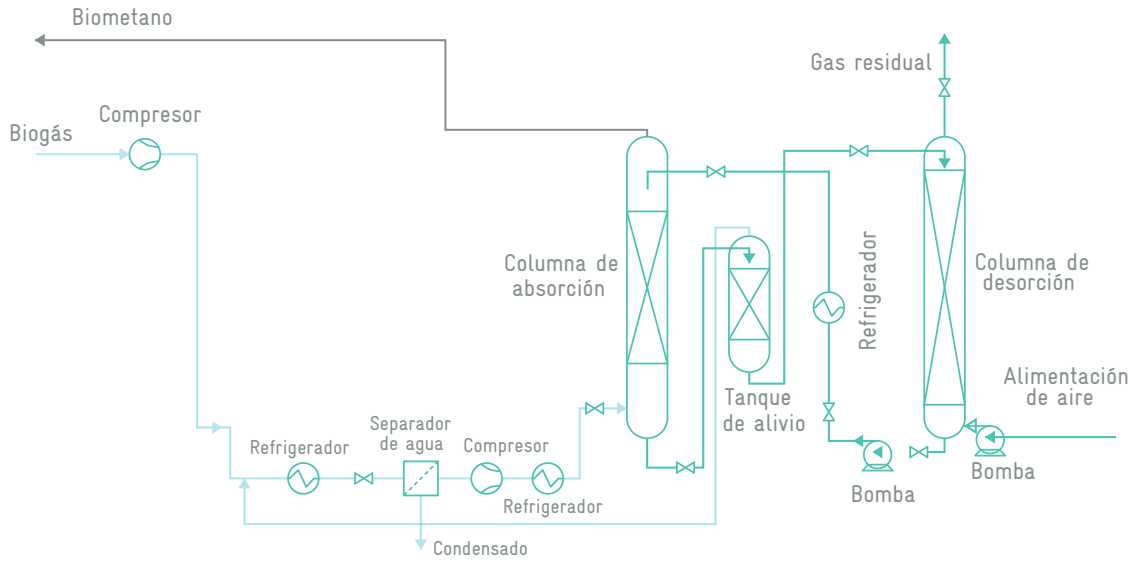
La principal diferencia entre el agua y los solventes orgánicos es que el CO_2 y el H_2S son mucho más solubles en los solventes que en el agua, por lo que el equipo en el que se absorberá el biogás mediante solventes puede ser más pequeño que el que utiliza agua, si se toma como parámetro de comparación la misma capacidad de tratamiento.

Aunque sea posible remover H_2S en este proceso, se recomienda añadir una etapa de pretratamiento para la eliminación de este compuesto, ya que la regeneración del solvente orgánico con contenido de H_2S disuelto en la solución demanda mucha energía. Por razones económicas, también se recomienda que el biogás esté seco.

En este proceso, la solución de lavado requiere ser regenerada y el gas de escape, con un contenido de metano de 1 a 2%, debe ser tratado.

Desde el punto de vista energético, estos procesos exigen una cantidad de energía ligeramente superior a la utilizada en el lavado con agua bajo presión y adsorción con modulación de presión (PSA) (FNR, 2013).

FIGURA 6.12 DIAGRAMA DE ABSORCIÓN FÍSICA CON SOLVENTES ORGÁNICOS.



Fuente: ISET (2008).

6.3.3.4 Absorción química con solventes orgánicos

La absorción química con solventes orgánicos, comúnmente denominada *tratamiento de gas con aminas*, se ilustra en la **figura 6.13.** Se trata de una técnica de absorción química en que el biogás despresurizado entra en contacto con una solución de lavado que absorbe el dióxido de carbono. Los medios de lavado más utilizados son (FNR, 2006):

Para la remoción del CO_2:

- Monoetalonamina (MEA), en procesos de baja presión
- Dietanolamina (DEA) en procesos de alta presión sin regeneración

Para la remoción de CO_2 y H_2S

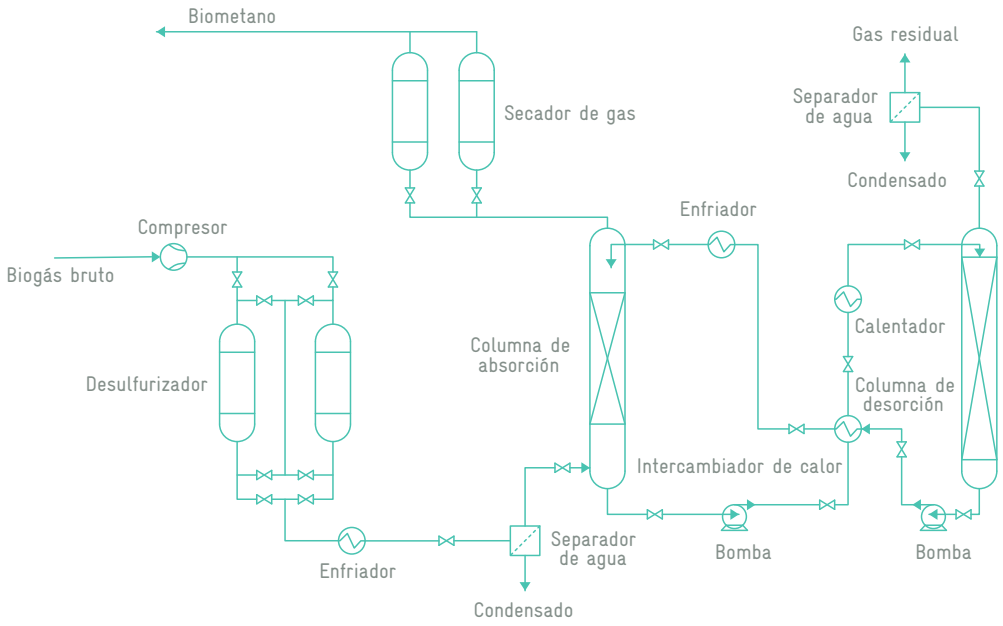
- Metildietilamina (MDEA)
- Trietanolamina (TEA). Para recuperar el agente de lavado, son instaladas etapas de desorción y regeneración corriente abajo de la fase de absorción

Como la reacción es muy selectiva, este proceso garantiza una pérdida de metano inferior a 0.1%. Además, las aminas también disuelven significativamente más CO_2 por unidad de volumen que los lavadores con agua, lo que resulta en plantas de purificación de menor tamaño. El contenido de metano alcanzable es superior a 99%.

A diferencia de los procesos de absorción puramente físicos, la absorción química puede ocurrir prácticamente sin presión en la columna de lavado. La absorción con aminas también es eficaz a presiones más bajas en comparación con los lavadores de agua y de adsorción física con solventes orgánicos, ya que requiere menor energía para compresión.

Es recomendable un pretratamiento de desulfurización del biogás antes de la absorción química, pues aunque el H_2S puede ser absorbido por la solución de aminas, se precisarán temperaturas más elevadas para la regeneración de la solución. Para esto último casi siempre se utiliza vapor de agua, lo cual exige una elevada cantidad de energía térmica, y ello implica una gran desventaja de este proceso. Por lo tanto, un potencial importante para optimizar esta tecnología es el uso de técnicas modernas de uso del calor. Otra desventaja de esta tecnología es el consumo continuo de solvente debido a la regeneración incompleta.

FIGURA 6.13 DIAGRAMA DE ABSORCIÓN QUÍMICA CON SOLVENTES ORGÁNICOS.



Fuente: ISET (2008).

Hoy en día el número de plantas de tratamiento de biogás con aminas ha ido creciendo en Europa, sobre todo en Alemania. Este tratamiento es usado preferentemente para flujos volumétricos más pequeños y en lugares con fuentes de calor baratas (FNR, 2013).

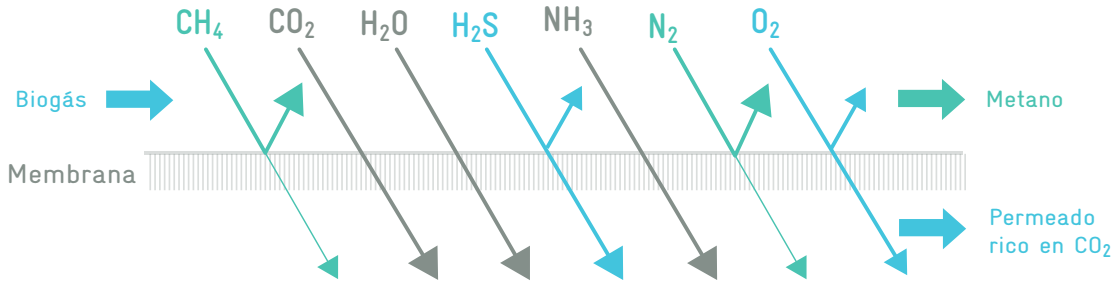
Si el gas crudo presenta concentraciones de gas inerte muy reducidas, es posible alcanzar concentraciones de metano superiores a 98%. El tratamiento demanda energía eléctrica entre 0.06 y 0.15 kWh/Nm³ de gas crudo. Además, se debe suministrar al proceso energía térmica entre 0.5 a 0.8 kWh/Nm³ de gas crudo para alcanzar una temperatura entre 120 y 160 °C.

6.3.3.5 Proceso de remoción por membranas

En el proceso de remoción por membranas la eliminación del metano y otros componentes del biogás se realiza con base en las diferentes velocidades de difusión que las diversas moléculas de gas presentan en función de su tamaño, con lo que se retiene preferentemente el metano en comparación con el dióxido de carbono, el cual se permea por la membrana.

De modo general, los procesos de remoción por membranas se dividen en dos: de alta presión en seco y de baja presión en húmedo. Hasta el momento, sólo el método en seco tiene relevancia práctica. Las membranas en seco se fabrican de materiales permeables al CO_2, H_2O y NH_3 y parcialmente permeables al H_2S y O_2, mientras el N_2 y CH_4 quedan retenidos. Así, durante la remoción del CO_2 también son removidos el vapor de agua, el hidrógeno y parte del oxígeno (**figura 6.14**).

FIGURA 6.14 IMPUREZAS REMOVIDAS POR LA MEMBRANA.



Fuente: Harasek (2001).

En general, después del sistema de membranas hay que remover agua y H_2S, la primera para prevenir la condensación durante la compresión del biogás y el segundo para alargar la vida del equipo. En los casos en que hay concentraciones significativas de amoniaco, siloxanos y compuestos orgánicos volátiles, también son removidos, casi siempre antes del sistema de membranas, por lo que también es común instalar un filtro de partículas para proteger el compresor y las membranas. Si hay metano residual en el flujo del permeado, es necesario realizar el postratamiento del gas residual. Además, es posible la combinación del proceso de remoción por membranas y el proceso criogénico.

La eficiencia de todo el proceso depende principalmente de la membrana usada: la selectividad de la membrana, su permeabilidad, su tiempo de vida, la temperatura de operación y la humedad son factores que determinan el desempeño del proceso de purificación de membranas. La pureza del gas puede ajustarse por el tipo de membrana, su superficie, el flujo y el número de etapas de remoción. En la práctica, normalmente se utilizan procesos multietapas.

El biogás es comprimido en el intervalo de 6 a 20 bar; la presión depende de las necesidades específicas del proyecto y de la fabricación de la unidad de membranas. El sistema de membranas se diseña de diferentes formas, según el fabricante y las membranas utilizadas en este sistema (Bauer *et al.,* 2013).

En general, los diseños más comunes en el mercado siguen alguna de las siguientes configuraciones:

- Etapa única de membranas: no incluye recirculación de biogás y tiene un menor consumo de energía para compresión. Sin embargo, la pérdida de metano es mayor y es importante usar, en ese caso, membranas con alta selectividad

- Dos etapas de membranas: presenta mayor recuperación de metano que la configuración anterior. El gas que permea en la primera etapa de la membrana es tratado en una segunda etapa, en la cual el permeado es liberado del sistema y las corrientes de metano que no pasan en ninguna de las dos etapas son enviadas a la succión del compresor. Lo anterior minimiza el escape de CH_4 a la atmósfera, pero representa un aumento en el consumo de energía

- Tres etapas de membranas: el gas que no pasa por la primera membrana recibe pulimento en la segunda membrana para obtener un producto con alta pureza, mientras el gas que pasa por la primera membrana recibe pulimento en una tercera membrana para minimizar la concentración de CH_4 en el off-gas y el volumen de gas recirculado hacia el compresor

La disponibilidad de metano de las unidades de purificación con membranas es comúnmente garantizada por los fabricantes por encima de 95%, según la redundancia de componentes clave, aunque esto afecta los costos de inversión. La vida útil de las membranas se estima entre 5 y 10 años. El consumo de energía eléctrica está determinado principalmente por el consumo de energía del compresor. Conforme con los fabricantes, una demanda de 0.20 a 0.30 kWh/m^3 puede garantizarse en la mayoría de las aplicaciones y con independencia del tamaño de la unidad. Sin embargo, para estimar el consumo de energía para una aplicación específica hay que considerar otros parámetros, como la recuperación deseada de metano, el área de membrana instalada, la presión aplicada, el grado de remoción de CO_2 y, en consecuencia, la concentración de metano en el biometano producido.

6.3.3.6 Proceso de remoción criogénica

En este proceso, el biogás es comprimido en múltiples etapas hasta una presión elevada y enfriado a temperaturas de -55 a -110 °C, lo que permite la separación del de CH_4 y del CO_2. Al inicio el gas es enfriado a -55 °C por intercambiadores de calor y en seguida se reduce la presión y la temperatura disminuye a -110 °C. Al final del proceso, la fase de gas con contenido de metano de más de 97% se calienta antes de salir del sistema de tratamiento.

Para evitar problemas como la congelación, se requiere previamente remover vapor de agua y sulfuro de hidrógeno (Persson, 2003).

El tratamiento criogénico del gas comprende la rectificación (licuefacción de gases), que origina el CO_2 líquido, así como la remoción a temperaturas bajas, que ocasiona la congelación del CO_2 (FNR, 2006). Ambos procesos son muy complejos y exigen la desulfuración y el secado del gas previos a este proceso.

Cabe aclarar que esos procesos no han sido probados en la práctica en aplicaciones con biogás. El mayor problema es el elevado consumo de energía; sin embargo, la elevada calidad del gas que se puede alcanzar y las pequeñas pérdidas de metano (<0.1%) justifican el futuro de esta moderna tecnología (FNR, 2013).

6.3.4 Remoción de los siloxanos

La remoción de siloxanos del biogás es una exigencia relativamente nueva y hasta el momento se han realizado escasos estudios en este campo. Las tecnologías disponibles en la actualidad para la remoción de siloxanos del biogás usan principalmente materiales adsorbentes, como carbón activado, sílice gel, zeolitas y tamices moleculares. Como alternativa, se emplea la absorción utilizando un compuesto orgánico y como solvente, Selexol®. La refrigeración-condensación también son tecnologías disponibles para este fin (Schweigkofler y Niessner, 2001; Wheless y Pierce, 2004).

A fin de prevenir los problemas descritos en las secciones 6.1 y 6.2, o bien para satisfacer los valores-límite dentro de los cuales los fabricantes de motores conceden garantía al equipo, antes de que se le utilice el biogás debe ser tratado para eliminar siloxanos en concentraciones significativas. Desde el punto de vista estrictamente económico, el tratamiento para la eliminación de siloxanos también es recomendable para aumentar los intervalos de mantenimiento de las unidades de aprovechamiento de biogás.

Los fabricantes de motores generalmente especifican límites de 5 a 10 mg/Nm³. Estos valores son significativamente inferiores cuando el motor es operado con catalizadores de oxidación. Si la concentración los supera, la remoción es obligatoria y tiene beneficios económicos (Rossol *et al.*, 2003; Hohmann, 2004).

6.3.4.1 Adsorción con carbón activado

Para la adsorción de los siloxanos se utiliza una torre llena con carbón activado especial. De forma general, el carbón activado puede reaccionar con los siloxanos, pero su capacidad de reacción es muy limitada. Según Rossol *et al.* (2003), en el gas natural pueden medirse con precisión de la detección del orden de 0.1 mg/m³. En el proceso, la adsorción se produce en conflicto con otras sustancias presentes en el gas (por ejemplo, halógenos).

La regeneración de carbón activado con siloxanos es costosa. El carbón activado se utiliza para eliminar el siloxano en concentraciones relativamente bajas y como filtro de protección (por citar un caso, antes de la adsorción con modulación de presión). Si no hay concentraciones límite que exijan el uso de carbón activado impregnado, entonces, desde el punto de vista económico, es suficiente el uso del carbón activado "normal", de menor costo.

La saturación del filtro de carbón activado lleva a la pérdida de eficiencia, por lo que se recomienda diseñar el arreglo de los filtros con intervalos de mantenimiento regulares de seis meses como máximo, así como la sustitución anual del carbón activado.

Para los trabajos en el filtro de carbón activado se deben definir y cumplir las respectivas medidas de seguridad recomendadas para trabajos en equipo de gas, pues el carbón activado removido continúa emitiendo gas, por lo que ha de almacenarse en un lugar seguro. Se deben tomar precauciones para evitar la penetración de condensados en el filtro de carbón activado.

En la **figura 6.15** se observa un sistema para la eliminación de siloxanos mediante carbón activado.

6.3.4.2 Enfriamiento

El enfriamiento a temperaturas de 3 a 12 °C tiene como efecto secundario la remoción de siloxanos. Los procesos de enfriamiento normalmente no garantizan una remoción de siloxanos que entregue concentraciones menores de 5 mg/m³ en el gas puro.
Es recomendable un enfriamiento previo asociado al proceso de carbón activado, ya que los siloxanos removidos junto con el condensado alivian la etapa de filtración con carbón activado, lo que permite intervalos de mantenimiento más prolongados.

FIGURA 6.15 REMOCIÓN DE SILOXANOS POR CARBÓN ACTIVADO – PTAR DE AUGSBURG, ALEMANIA.

Fuente: Rotária do Brasil.

6.3.4.3 Congelación (método criogénico)

La congelación permite remover con seguridad los siloxanos del biogás; sin embargo, el grado en que esto ocurre depende de la reducción de la temperatura, como lo demuestran los siguientes datos de la bibliografía técnica:

- -25° C → capacidad de remoción de cerca de 26% (Persson *et al.*, 2006)
- -30° C → capacidad de remoción cerca de 27% (Hagmann, 2008)
- -70° C → capacidad de remoción cerca de 99% (Rossol *et al.*, 2003; Persson *et al.*, 2006)

Conforme sean las conexiones y el nivel de temperatura, la eficiencia máxima varía de aproximadamente 26% a una eficiencia por encima de 99% (Rossol *et al.*, 2003; Persson *et al.*, 2006). En el congelamiento que se produce en el intervalo de -25 a -30°C siempre se observa la formación de hielo en los componentes. No obstante, la eliminación casi completa de siloxanos sólo se alcanza cuando la temperatura se reduce a -70 °C. Esto se explica por el hecho de que sólo a estas bajas temperaturas se puede asegurar la condensación y la congelación de los diversos compuestos de siloxano, que tienen diferentes volatilidades.

6.3.4.4 Lavado

Los siloxanos también pueden ser absorbidos por medio de un lavador con mezclas líquidas de hidrocarburos. Esta técnica permite alcanzar tasas de remoción de hasta 60% por el paso del flujo de biogás a través de solventes (Hagmann, 2008). Sin embargo, este método no corresponde a la tecnología actual debido a su baja eficiencia y al riesgo de mezclar el solvente con el flujo de gas. En general, las soluciones de lavado necesitan de disposición final, pues su tratamiento de recuperación es demasiado costoso.

6.3.5 Remoción de oxígeno, nitrógeno y compuestos orgánicos halogenados

El oxígeno y el nitrógeno no son removidos en los procesos de lavado con agua presurizada o lavado físico con solventes. En el proceso de absorción con aminas se debe evitar la entrada de tales compuestos, ya que el segundo no es absorbido, lo que ocasiona la dilución del gas resultante. El oxígeno puede afectar de forma irreversible el desempeño del proceso por la oxidación de las aminas.

Las unidades de PSA con adsorbentes cinéticos avanzados tienen capacidad de remover parcialmente el oxígeno y el nitrógeno, mientras las unidades de PSA con configuraciones más complejas de lechos adsorbentes pueden remover ambos compuestos, pero a costa de un incremento del costo de recubrimiento. El proceso de membranas puede remover parcialmente sólo el oxígeno; el nitrógeno queda retenido junto con el metano.

La remoción de compuestos orgánicos halogenados puede ocurrir por medio de métodos de adsorción o absorción con hidrocarburos alifáticos superiores (lavado con aceite). En el caso de remoción avanzada de hidrocarburos halogenados del biogás, pueden emplearse los métodos utilizados para la remoción de CO_2 ya descritos.

6.3.6 Comparación de los procesos de tratamiento del biogás

TABLA 6.2 PROCESOS DE DESULFURIZACIÓN.

En la **tabla 6.2** se compara la eficiencia de remoción de H_2S de las tecnologías presentadas.

PROCESO	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	INSUMOS INDIRECTOS		INYECCIÓN DE AIRE	PUREZA EN PPMV	PROBLEMAS
		CONSUMO	ELIMINACIÓN			
Biodesulfuración en el digestor o gasómetro (inyección de aire)	++	++	++	Si	50-2 000	Falta de exactitud en el control del proceso
Biodesulfuración externa (filtro percolador biológico)	-	+	+	Si	50-100	Falta de exactitud en el control del proceso
Lavador biológico de gas	-	-	+	No	50-100	Complejidad elevada
Precipitación de sulfuro	0	--	0	No	50-500	Proceso lento
Desulfuración química interna	0	--	--	Si	1-100	Efecto purificador reducido drásticamente
Carbón activado	0	--	-	Si	< 5	Eliminación del carbón activado

++ Muy ventajoso, + ventajoso, 0 neutro, - desventajoso, - - muy desventajoso.
Fuente: FNR (2013).

En la **tabla 6.3**, se presenta una correlación entre las impurezas presentes en el biogás y las tecnologías de tratamiento para su remoción. Por su parte, en la **tabla 6.4** se hace un balance de las tecnologías para remoción de CO_2, con el énfasis puesto en factores como necesidad de remoción previa de H_2S, presión operacional requerida, demanda de calor (poder calorífico) o temperatura para generación del proceso, demanda de reactivos químicos y de energía eléctrica, pérdida de metano y el contenido de metano en el biogás.

TABLA 6.3 INDICACIÓN DE LA NECESIDAD DE REMOCIÓN DE COMPUESTOS EN FUNCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO.

	TUBERÍA SUBTERRÁNEA CON TRAMPA DE VAPOR	ADSORCIÓN PARA EL SECADO	ENFRIAMIENTO	FILTRO DE GAS	COMPRESOR	ÓXIDO DE HIERRO	DOSIFICACIÓN DE HIERRO SIMULTÁNEO	BIODESULFURIZACIÓN	ÓXIDO DE ZINC	SOSA CÁUSTICA	CARBÓN ACTIVADO	CRIOGENIA (Congelamiento)	MEMBRANA	DWA/PSA	LAP	ABSORCIÓN FÍSICA (ABSORBENTES ORGÁNICOS)	ABSORCIÓN QUÍMICA (ABSORBENTES ORGÁNICOS)
Azufre total (S)						x	x	x	x	x	x	x	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)
Sulfuro de hidrógeno (H_2S)						x	x	x	x	x	x	x	(x)	(x)	x	x	(x)
Otros halógenos										x	x			(x)			
Cloro (Cl)						(x)				x	(x)			(x)			
Flúor (F)						(x)				x	(x)			(x)			
Polvo/partículas (< 10µm)			x	x				(x)		(x)	(x)			(x)	x	x	
Compuestos orgánicos con silicio		(x)	(x)								x	x		(x)			
Compuestos aromáticos			(x)								x	(x)		(x)			
Humedad absoluta	x	x	x	x	(x)							x	(x)	(x)		x	
Contenido de oxígeno (O_2)													x	x			
Metano (CH_4)												x	x	x	x	x	x
Número de metano												x	x	x	x	x	x
PCS												x	x	x	x	x	x
PCI												x	x	x	x	x	x
Índice de Wobbe												x	x	x	x	x	x
Dióxido de carbono (CO_2)										(x)		x	x	x	x	x	x
Nitrógeno (N)														x			
Amoniaco (NH_3)	(x)		(x)	(x)							x	x	x		x	x	x
Temperatura del gas	x		x		(x)	(x)						x			(x)		(x)
Presión operacional					x								x	x	x	x	
Hidrógeno (H_2)													x				

x = indicada, (x) = indicado con restricciones
Fuente: DWA-M 361 (2011).

TABLA 6.4 COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EN OPERACIÓN COMERCIAL PARA PURIFICACIÓN DE BIOGÁS.

PARÁMETRO	LAVADOR C/AGUA	LAVADOR C/SOLVENTES	ABSORCIÓN QUIMICA C/AMINAS	PSA	TECNOLOGÍA DE MEMBRANAS
Contenido típico de metano en el biometano generado (% vol)	95-99	95-99	› 99	95-99	95-99
Contenido de metano (%)	98	96	99.96	98	80-99.5
Pérdida de metano (%)	2	4	0.04	2	0.5 – 20
Presión normal del biometano [bar(g)]	4-8	4-8	Atmosférica	4-7	4 – 7
Demanda de energía eléctrica (kWh/m3 biometano)	0.46	0.49-0.67	0.27	0.46	0.25-0.43
Demanda de calor y nivel de temperatura p/regeneración de solventes (°C)	No	Medio 70-80	Alto 120 -160	No	No
Remoción previa de compuestos de azufre	Depende	Si	Si	Si	Si
Demanda de insumos (productos químicos)	Agente anti incrustante, agente del secado	Solvente orgánico	Solución de amina	Carbón activado, zeolitas	No
Intervalo de variación parcial de carga permitida (%)	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Número de plantas de referencia de la tecnología	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo

Fuente: Adaptado de Urban et al. (2009) y TUV (2012).

Aunque la inyección de biometano en la red proveniente de plantas de tratamiento de aguas residuales de forma comercial aún no se realiza en México, es importante señalar que a mediano plazo podría ser una opción interesante y digna de tomarse en cuenta. Para ello es necesario contar con una legislación que regule y determine las obligaciones en cuanto al control de la calidad a ser atendidas por los diversos agentes económicos que comercialicen el producto en el territorio nacional. Los cuidados con relación a la compresión, distribución y venta de biometano son los mismos del gas natural.

A manera de referencia, la **Tabla 6.5** muestra la especificación del biometano para Brasil (ANP, 2015):

TABLA 6.5 ESPECIFICACIÓN DEL BIOMETANO (1) POR LA RESOLUCIÓN ANP N° 8 DE 2015 EN BRASIL

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	LÍMITE		MÉTODO		
		REGIÓN NORTE URUCU	OTRAS REGIONES	NBR	ASTM	ISO
Metano	% mol	90.0 – 94.0(2)	96.5 mín.	14 903	D1945	6974
Oxígeno máx.	% mol	0.8	0.5	14 903	D1945	6974
CO_2 máx.	% mol	3.0	3.0	14 903	D1945	6974
CO_2+O_2+N_2 máx.	% mol	10.0	3.5	14 903	D1945	6974
Azufre Total máx.(3)	mg/m3(5)	70	70	15 631	D5504	6326-3, 6326-5, 19739
Gas Sulfhídrico (H_2S) máx.	mg/m3(5)	10	10	15 631	D5504 D6228	6326-3, 19739
Punto de rocío de agua a 1 atm máx.	°C	-45	-45	15 765	D5454	6327, 10101-2, 10101-3, 11541(4)

(1) El biometano debe estar exento de partículas sólidas o líquidas; debe usarse un filtro de 0.2 µm en el productor y 10 µm en el revendedor minorista. (2) La especificación de 90.0 a 94.0% mol de metano debe ser seguida solamente en las localidades de la Región Norte aprovisionadas por el gas natural de Urucu. (3) La desodorización del biometano, cuando es necesaria, deberá atender a la norma ABNT NBR 15616. (4) El punto de rocío del agua debe ser calculado por medio de la norma ISO 18453, cuando se use el método para la determinación del contenido de agua. (5) mg/m3 = ppm.

Fuente: ANP (2015).

USO DEL BIOGÁS

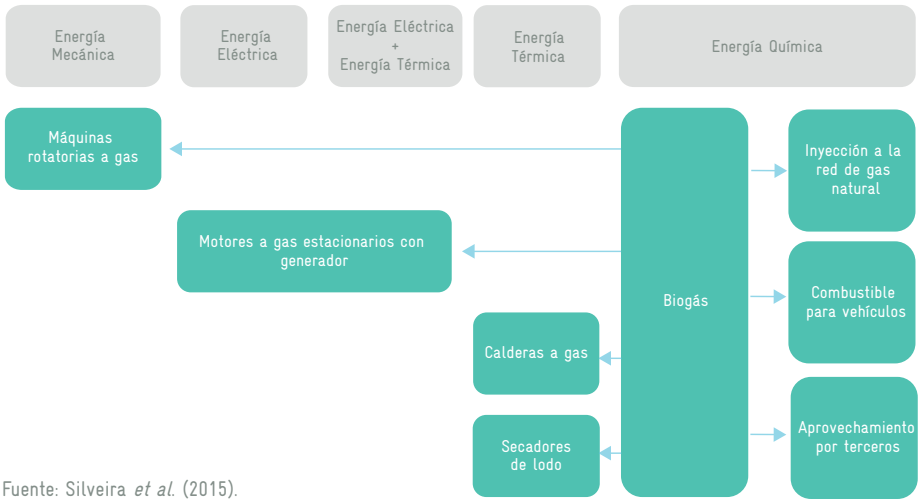
7

El uso del biogás como vector energético es recomendable desde el punto de vista ambiental y económico. El poder calórico inferior (PCI) de un biogás "típico" es de 21.5 MJ/Nm^3, cercano al del gas natural, que tiene un PCI de 37.5 MJ/Nm^3. Por lo tanto, la pérdida de biogás, el no aprovecharlo o su simple ignición en un quemador debe ser la excepción cuando no haya una alternativa de uso más noble.

> Después del tratamiento adecuado, la energía química del biogás puede ser transformada en energía térmica, eléctrica y mecánica por medio de motogeneradores a gas y calderas; o bien, utilizada directamente como combustible en vehículos o utilizada incluso cuando el biogás es inyectado en la red de gas natural.

En seguida se presentan algunas de las principales opciones de uso del biogás en una PTAR. No se tratará el aprovechamiento energético de biogás por medio de celdas de combustible, ya que este tipo de aplicación aún es muy raro. Información más detallada sobre las tecnologías abordadas pueden encontrarse en el Libro 22 del Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento de la CONAGUA, el cual incluye recomendaciones importantes acerca del diseño de estas unidades (SEMARNAT y CONAGUA, 2015a), así como la guía básica del Biogás FNR (2013). La mejor opción de aprovechamiento debe elegirse teniendo en cuenta los aspectos económicos, técnicos y ambientales.

FIGURA 7.1 USO DEL BIOGÁS.



Fuente: Silveira *et al.* (2015).

La mejor forma de aprovechamiento debe ser seleccionada teniendo en cuenta aspectos económicos, técnicos y ambientales.

El biogás no aprovechado necesariamente debe ser retirado del sistema de forma adecuada y segura por medio de su ignición en un quemador de biogás.

7.1 CALDERA DE BIOGÁS

En las calderas de biogás (**figura 7.2**), la conversión en calor de la energía química contenida en el biogás se realiza por medio de la generación de agua caliente o vapor. En las calderas se utilizan generalmente quemadores de combustible duales (**figura 7.3**), los cuales pueden quemar otros gases o aceites combustibles además de biogás (diesel, gas natural, gas LP). De esa forma, la escasez de biogás puede ser compensada por otras fuentes de energía convencionales. La eficiencia de la caldera de gas es casi siempre superior a 90%.

Según Lobato (2011), la quema del biogás es similar a la de un gas natural diluido. La combustión de una mezcla de gas natural y biogás demanda sólo pequeñas adaptaciones en la caldera. Cuando ya está previsto el uso del biogás como combustible principal, los sistemas de alimentación y quemador deben ser modificados con el objetivo de compensar el poder calorífico inferior del biogás en comparación con el del gas natural.

FIGURA 7.2 CALDERA DE TUBOS DE AGUA OPERADA CON BIOGÁS.

Fuente: IBTech (2005).

FIGURA 7.3 TREN DE GAS NATURAL Y TREN DE BIOGÁS EN CALDERA CON QUEMADORES DUALES.

Fuente: IBTech (2005).

Según el lugar de producción, el calor generado por el aprovechamiento del biogás generalmente se utiliza para calentar el digestor anaerobio de lodos. Como el biogás se acumula de forma continua y la demanda de calor está sujeta a las fluctuaciones estacionales, ocurren excedentes de biogás, el cual, por cuestiones de seguridad y para minimizar la emisión de contaminantes a la atmósfera, debe enviarse a un quemador.

7.2 EL SECADO DE LODO

Una posibilidad muy interesante es el uso del biogás para el secado térmico del lodo proveniente de la PTAR, lo cual tiene como objetivo primordial la reducción del volumen y la higienización del lodo, que como consecuencia reduce los costos relacionados con el transporte y su disposición final. De acuerdo con las condiciones, el lodo seco también puede emplearse como combustible.

En el mercado hay diversas tecnologías para el secado térmico de lodo de PTAR. Los equipos se clasifican principalmente según el método de transferencia de calor, que puede ser de cuatro tipos: directa, indirecta, radiante o mixta. En los secadores directos, el aire caliente entra en contacto directo con el lodo y la transferencia de calor se da por convección. En los indirectos, la transferencia de calor, que se realiza por conducción, ocurre mediante el contacto del lodo con superficies calentadas con aire caliente, vapor o aceite térmico. En los secadores radiantes o infrarrojos, la transferencia de calor se da por radiación (David, 2002).

Los principales tipos de secadores térmicos de lodo son:

- Secadores rotatorios directos e indirectos
- Secadores de cama directa
- Secadores de tolva directa con mezcladores internos
- Secadores solar-térmicos.

De acuerdo con el tipo del secador, el biogás puede ser utilizado como fuente de calor directa o indirecta, o por medio de radiación en pisos térmicos, en el caso de secadores solar-térmicos. Los pisos térmicos han sido señalados cómo opciones para el secado y la higienización de lodos en PTAR pequeñas y medianas (Possetti *et al.,* 2012). Por lo tanto, un proyecto energético debe incluir el análisis de alternativas de uso del biogás durante el todo el año.

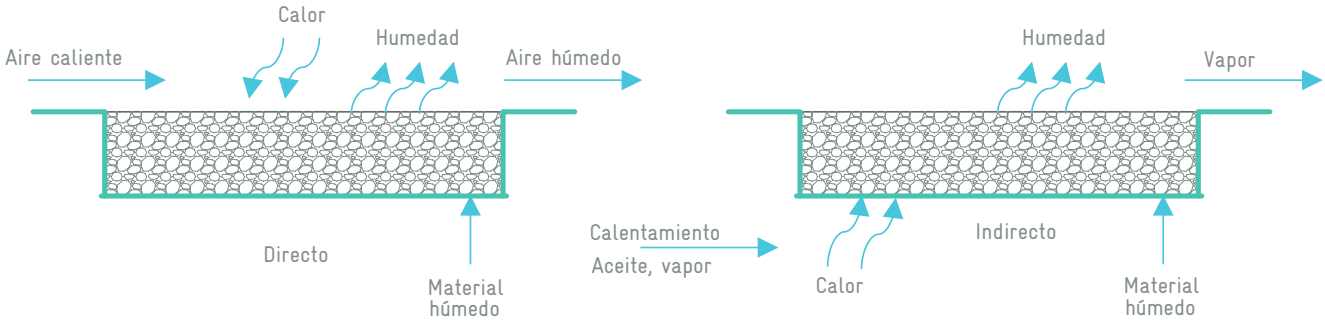
La clasificación en secador directo e indirecto se refiere al proceso de transferencia de calor. En la **tabla 7.1** se presentan las características principales de esos dos tipos de secadores.

TABLA 7.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SECADORES DIRECTOS E INDIRECTOS.

SECADO DIRECTO	SECADO INDIRECTO
Contacto directo de los gases calientes con los sólidos para calentarlos y remover el agua que tienen	El calor es transferido al material húmedo mediante la conducción en una pared metálica
Las temperaturas en el secado pueden alcanzar los 750 °C.	Las temperaturas de las superficies pueden ultrapasar 540 °C, en el caso de los secadores calentados por los productos de combustión
En las temperaturas del gas abajo del punto de rocío, el contenido de vapor en el gas influye en la velocidad de secado y el contenido final de humedad en el sólido. Con las temperaturas del gas por encima del punto de rocío, el contenido de vapor del gas tiene un pequeño efecto retardador sobre la velocidad en el secado y el contenido final	Son convenientes para secar bajo presión reducida y en atmósferas inertes, con objeto de permitir la recuperación de solventes e impedir la ocurrencia de mezclas explosivas o la oxidación de materiales que se descomponen con facilidad
Cuanto más bajo sea el contenido final de humedad, mayor será el consumo de combustible por m^3 evaporado	La recuperación de polvo y material pulverizado puede efectuarse de manera más satisfactoria
La eficiencia aumenta con el aumento de la temperatura del gas afluente	El hecho de no acontecer en el secado un contacto directo del medio y el lodo constituye una ventaja en cuanto a la generación de gases y olores
Debido a la necesidad de grandes volúmenes de gas para suministrar todo el calor, el equipamiento de recolección de polvo puede ser muy grande y caro, cuando se logran sólidos en pequeñas partículas	

Fuente: Perry and Green (1997) apud Lobato (2011).

FIGURA 7.4 ESQUEMA DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR DE SECADORES A) DIRECTOS Y B) INDIRECTOS.



Fuente: Lobato (2011).

Los secadores de lodo también se clasifican de acuerdo con la presión de funcionamiento, el agente de secado que se utilice, la posición de montaje y el modo de funcionamiento, entre otros criterios.

En cuanto al modo de operación, se dividen en secadores en continuo o por lotes. El sistema de secado de lodos debe ser elegido según la cantidad de material que se está procesando. Park y sus colaboradores (2007), citados por Lobato (2011), indican que la operación por lotes puede emplearse cuando la carga por secar se halla entre los 20 y los 50 kg/h.

En el intervalo de 50 a 1 000 kg/h puede ser adoptado por los dos modos de funcionamiento; pero cuando la velocidad supera los 1 000 kg/h debe optarse por secadores continuos.

Para el secado de lodos, el principal parámetro que ha de considerarse en el balance es la energía necesaria para la evaporación del agua en el lodo. En general, la cantidad de energía requerida para evaporar el agua contenida en el lodo es del orden de 800 a 1 000 kcal/kg de agua evaporada (David, 2002). Esto equivale a aproximadamente 900-1 200 kWh por cada metro cúbico de agua evaporada.

7.3 COGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR

> Un sistema de cogeneración se define como la generación secuencial o simultánea de múltiples formas de energía útil (en general, mecánica y térmica) en un único sistema integrado. Los sistemas de cogeneración consisten en cierto número de componentes individuales según la tecnología utilizada; pero en todo caso siempre quedan definidos por un accionador primario, que es el equipo que mueve todo el sistema (UNEP, 2009).

Así, los accionadores primarios pueden ser los siguientes:

- Motores reciprocantes de combustión interna
  - o A gas (operan con el ciclo termodinámico Otto)
  - o A gas/diésel (operan con el ciclo termodinámico Diésel)
- Turbinas de vapor (operan con el ciclo termodinámico Rankine)
- Turbinas de gas (operan con el ciclo termodinámico Brayston)
- Microturbinas de gas
- Celdas de combustible

Los accionadores primarios pueden utilizar una amplia variedad de combustibles, incluido gas natural, carbón, gas LP, diésel y combustibles alternativos como el biogás para producir potencia en el eje o energía mecánica. Esta energía mecánica proporcionada por el accionador primario se utiliza, en general, para mover un generador que produce energía eléctrica, a la vez que se genera energía térmica derivada de la expulsión de los gases calientes y las necesidades de enfriamiento del sistema, por lo que este tipo de sistemas se denominan *unidades de cogeneración de electricidad y calor* (CHP, Combined Heat and Power).

No obstante, los accionadores primarios también pueden emplearse para mover equipos rotatorios, tales como compresores, bombas y ventiladores.

La energía térmica generada por el sistema se puede utilizar en aplicaciones de proceso directa o indirectamente para producir vapor, agua caliente, aire caliente para secado o agua fría para la refrigeración de otros procesos.

7.3.1 Motogeneradores de gas

Los motogeneradores de gas pueden producir al mismo tiempo energía eléctrica y energía térmica. El uso común de energía eléctrica y calor lleva a una alta eficiencia de uso de la fuente de energía primaria.

Los motores a gas de ciclo Otto se ocupan en plantas pequeñas, medianas y grandes. Los motores de aspiración son alimentados con una mezcla de biogás y aire, desde la línea de control y regulación de gas. En motores con turbocompresor, esa mezcla es comprimida antes de la entrada en el cilindro; la admisión de una mayor cantidad de combustible en éste resulta en el aumento del desempeño del motor. Se utilizan casi exclusivamente los motores de cuatro tiempos.

De acuerdo con las características locales, los motores de gas pueden compensar la falta de biogás utilizando propano o gas natural.

Los gases combustibles poseen cierta resistencia a la detonación durante la combustión. Esta propiedad permite fabricar motores de encendido por chispa para funcionar sólo con gas (dedicados), pero con mayores índices de potencia y economía gracias a su mayor relación de compresión. El *número de metano* indica la capacidad antidetonante del gas, que precisamente para el metano es igual a 100.

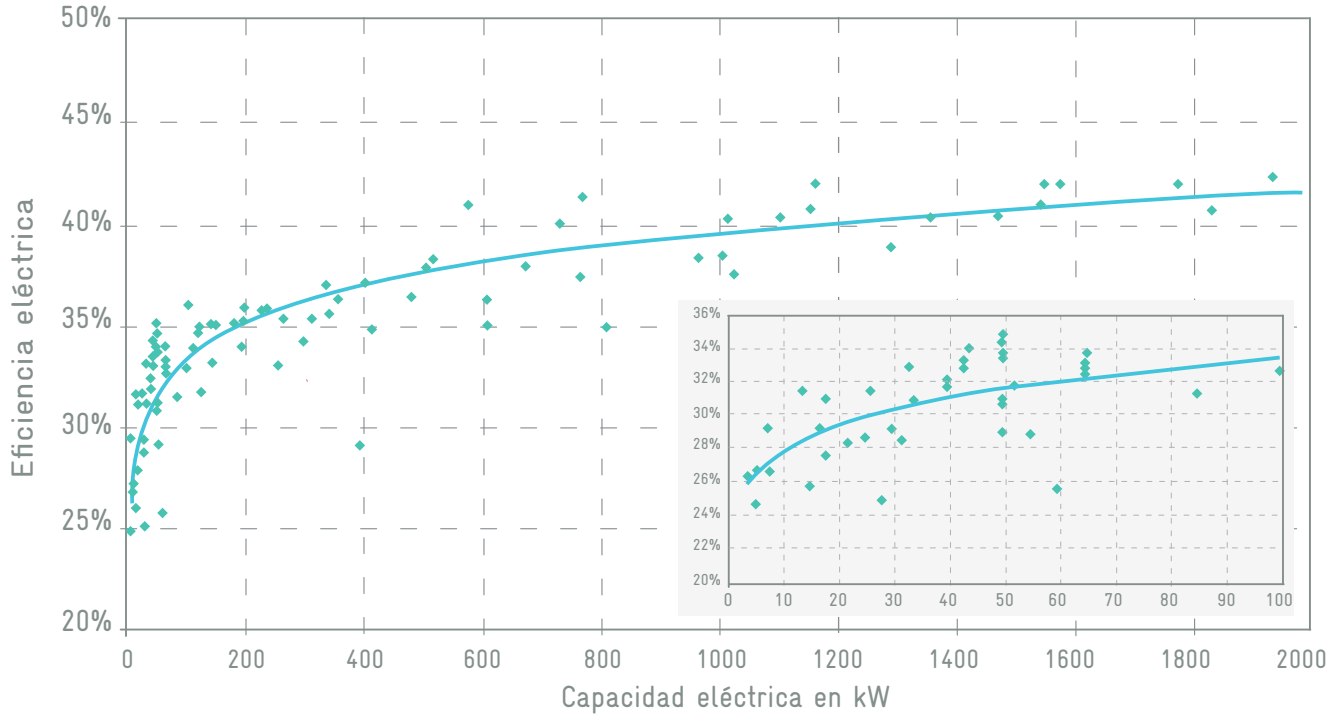
Si el número de metano del gas sustituto es muy diferente del número de metano del biogás, el desempeño disminuirá. Así, el cambio de biogás (número de metano 134) por gas natural (número de metano 90) es relativamente simple. Cuando se utiliza propano (número de metano 33) como gas sustituto, la energía se reduce significativamente, entre 25 y 40%. En el caso del gas butano, se perciben propiedades aún menos favorables.

Los motores a gas de ciclo Diésel predominan en plantas de mayor tamaño. A diferencia de los motores a gas de ciclo Otto, que realizan el encendido externamente por medio de una bujía, los de ciclo Diésel llevan a cabo el encendido de la mezcla de aire y biogás mediante una pequeña cantidad de aceite diésel, llamado *aceite de encendido*. La cantidad de aceite de encendido consumido corresponde aproximadamente a 2 a 10% de la necesaria en motores a diésel convencionales, por lo que se alcanza una eficiencia mecánica superior a la de los motores a gas de ciclo Otto. Ante la falta de biogás, el motor puede ser conmutado para operar únicamente con diésel.

La eficiencia de conversión de energía depende del tamaño del motor y de la carga. Operando con carga nominal, esos motores llegan a convertir entre 33 y 40% de la energía primaria en energía eléctrica, conversión ligeramente menor a la de la operación con gas natural. Cerca de 50% de la energía primaria del biogás se convierte en energía térmica útil, y operando con una carga parcial, la eficiencia disminuye de manera significativa. En los últimos años fue posible elevar la eficiencia mecánica de estos motores gracias a sensores de detonación y a la optimización del punto de encendido, entre otras técnicas.

En la **figura 7.5** se muestra la eficiencia de los motores de combustión interna en función de su capacidad.

FIGURA 7.5 EFICIENCIA ELÉCTRICA TÍPICA DE UNIDADES CHP A BIOGÁS.



Fuente: ASUE (2005) apud FNR (2010).

En la **tabla 7.2** se presentan las principales características de los motores de ciclo Otto y Diésel.

TABLA 7.2 COMPARACIÓN ENTRE MOTORES A GAS DE CICLO OTTO Y DIÉSEL.

	MOTOR A GAS DE CICLO OTTO	MOTOR A GAS DE CICLO DIESEL
Valores característicos	• Potencia eléctrica >1 MW, raramente abajo de 50 kW • Eficiencia eléctrica 34 a 42% (para potencias nominales >300 kWe) • Vida útil: aproximadamente 60 000 horas de operación • Puede utilizarse con niveles de metano a partir de aproximadamente 45%	• 2 a 5% de aceite de encendido para combustión • Potencia eléctrica de aproximadamente 340 kW • Vida útil: aproximadamente 35 000 horas de operación • Eficiencias eléctricas de 30 a 44% (eficiencia de 30%, solamente en plantas pequeñas)
Aplicación	• En cualquier planta de biogás; aplicación comercial más probable en plantas de mayor capacidad	• En cualquier planta de biogás; aplicación comercial solamente en plantas de menor capacidad
Ventajas	• Construido especialmente para el uso con gas • Los límites de emisiones son respetados al máximo (posibilidad de exceder los límites de formaldehído) • Exige poco mantenimiento • Eficiencia total superior al de motores con ignición a compresión	• Uso de motores de bajo costo • Mayor eficiencia eléctrica en comparación con los motores a gas de ciclo Otto en los intervalos de potencia más bajos
Desventajas	• Inversión ligeramente superior a la del motor con encendido a compresión • Mayores costos debidos a la fabricación en escala reducida • Eficiencia eléctrica más pequeña que la de motores con encendido a compresión en rangos inferiores de potencia	• La carbonización de los inyectores ocasiona la elevación de las emisiones de gases de escape (NOx) y mantenimiento más frecuente • No hay motores desarrollados específicamente para el biogás • Eficiencia total menor que la de motores a gas de ciclo Otto • Exige el uso de un combustible adicional (aceite de encendido) • La emisión de contaminantes frecuentemente excede los valores límite de las normas aplicables • Vida útil corta
Particularidades	• Exige un radiador de emergencia para evitar el sobrecalentamiento en situaciones de poca demanda de calor • El control de potencia depende de la calidad del gas, lo que es posible y recomendable	• Exige un radiador de emergencia para evitar el sobrecalentamiento en situaciones de poca demanda de calor • El control de potencia depende de la calidad del gas, lo que es posible y recomendable
Formas constructivas	• Como equipamiento separado e independiente instalado en edificio o en construcción compacta en contenedor	• Como equipamiento separado e independiente instalado en edificio o en construcción compacta en contenedor

Fuente: Adaptado de FNR (2010).

FIGURA 7.6 MÁQUINAS DE COGENERACIÓN POR COMBUSTIÓN INTERNA DE CICLO OTTO INSTALADAS EN LA PTAR DE LEÓN, GUANAJUATO, MÉXICO.

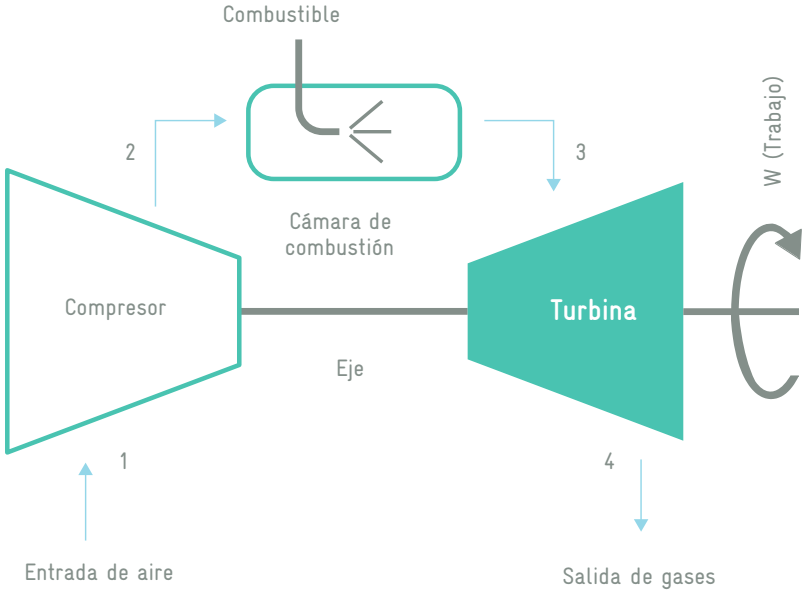
Fuente: SAPAL, León.

7.3.2 Turbinas

Las turbinas o microturbinas de gas están formadas básicamente por un compresor, una cámara de combustión y la turbina propiamente tal (**figura 7.7**). Funcionan de la siguiente forma: el aire es inyectado en la admisión de la turbina. En seguida, por medio de una hilera de paletas, el aire sufre una compresión elevada (por compresor), lo que ocasiona el aumento de la temperatura. Después, a semejanza de un motor de ciclo Otto, el aire es mezclado con el combustible y la combustión se genera por una bujía de encendido (cámara de combustión).

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

FIGURA 7.7 DIAGRAMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA TURBINA A GAS.



Fuente: Soares (2015).

Las eficiencias eléctrica y térmica de las diferentes tecnologías de conversión del biogás en electricidad y calor varían de acuerdo con su potencia nominal. Cuanto mayor es la potencia eléctrica instalada, mayor es la eficiencia de conversión eléctrica y, en consecuencia, menores las eficiencias térmicas. Las eficiencias eléctrica y térmica de las principales máquinas de cogeneración, en consonancia con su capacidad, se describen en los anexos A.4 y A.5 de la norma alemana DWA-A 216 (2015) y se resumen en las **tablas 7.3** y **7.4.**

TABLA 7.3 EFICIENCIA ELÉCTRICA DE DIFERENTES TIPOS DE MÁQUINAS DE COGENERACIÓN.

TIPO DE PLANTA DE COGENERACIÓN	CAPACIDAD EN kW_{el}				
	1.3-30	34-50	51-100	101-250	› 250
Motor de encendido por compresión (Diésel)	-	36-37	37-40	40-43	43-45
Motor de ciclo Otto	25-32	30-34	32-38	36-39	37-43
Microturbina a gas	26 (24)[1]	26 (24)[1]	29 (27)[1]	33 (31)[1]	-

1 Los valores entre paréntesis consideran las pérdidas por la compresión del biogás.

Fuente: DWA-A 216 (2015).

TABLA 7.4 EFICIENCIA TÉRMICA DE DIFERENTES TIPOS DE MÁQUINAS DE COGENERACIÓN.

TIPO DE PLANTA DE COGENERACIÓN	CAPACIDAD EN kW_{th}				
	‹ 30	34-50	51-100	101-250	› 250
Motor de encendido por compresión (Diésel)	-	37-50	37-39	38-40	37-41
Motor de ciclo Otto	50-(70)[1]	53-65	39-56	46-53	39-52
Microturbina a gas	59	-	56	52	-

1 Valores entre paréntesis: intercambiador de calor de condensación para gas de escape conectado aguas abajo.

Fuente: DWA-A 216 (2015).

La generación de energía eléctrica y su consumo en la propia PTAR es la opción más difundida en el mundo. Por ejemplo, en PTAR con una demanda significativa de electricidad, cuando hay unidades de tratamiento con aireación usando equipo electromecánico la electricidad generada probablemente será consumida por completo en ellas. En esos casos, el modelo de generación de electricidad y autoconsumo es una opción atractiva que debe ser considerada (operación en isla).

En ciertos casos, la unidad de generación de electricidad en una PTAR debe funcionar en paralelo a la red; la electricidad producida se inyecta en la red pública sólo cuando excede la demanda de la PTAR, aunque puede presentarse el caso de plantas de cogeneración que operan aisladas de la red y ceden el excedente a determinados consumidores.

En régimen de generación continua, para la atención de una carga básica el modo de operación de los motores a gas se define por la producción media de biogás. En la modalidad de generación en la punta, la energía se produce durante ciertas horas del día, lo que puede traer beneficios económicos. Durante esas horas del día, la generación de energía eléctrica se incrementa, pues se aprovecha al máximo la capacidad de almacenamiento de biogás y capacidades adicionales de máquinas de reserva. Con la respectiva redundancia y el suministro del gas sustituto, la planta de cogeneración puede también asumir el suministro de energía de emergencia. Para la evaluación segura de la capacidad de emergencia, el plan de energía eléctrica de emergencia debe considerar sólo los equipos indispensables para la operación en tales casos (por ejemplo, sopladores en procesos de lodos activados). Además, se debe garantizar el arranque seguro del grupo motogenerador.

Se sugiere el aprovechamiento del calor residual disponible para incrementar la eficiencia energética y la viabilidad económica. El calor puede aprovecharse para el calentamiento del digestor anaerobio, del propio lodo o para el secado después de su estabilización. Considerando que los gases de escape de los motores alcanzan temperaturas de 500 °C, generalmente el calor residual producido es suficiente para que el lodo que se desea secar alcance una temperatura de 90 a 100 °C, lo que permite también la generación de vapor. La remoción de calor en circuitos de agua de refrigeración permite controlar la captación de la energía térmica conforme los requisitos del consumidor de calor.

Cabe destacar que una planta con aprovechamiento de energía térmica podría demandar menos calor en ciertos momentos. En esos casos, el sistema de aprovechamiento de energía térmica del gas de escape debe ser desactivado y, de ser necesario, debe considerarse un sistema de refrigeración del motor de emergencia para evitar daños. Sin embargo, esa situación debe ocurrir sólo en casos excepcionales.

7.4 MÁQUINAS ROTATIVAS A GAS

En el accionamiento directo de máquinas rotativas, la energía mecánica del motor a gas es transmitida directamente al eje de la máquina accionada. De esta forma se evitan las pérdidas de energía causadas por el generador y motor eléctrico, las cuales pueden llegar a 15%. Sin embargo, según el caso un grupo electrógeno debe estar disponible por razones de redundancia. Cuando se anticipa el aprovechamiento de la energía térmica del motor a gas se debe prever una caldera de gas para la eventual ocurrencia de averías.

En caso de PTAR, los sopladores para aireación del sistema de lodos activados y bombas pueden ser accionados con gas. El control del motor a gas ofrece la ventaja de permitir una forma simple de realizar la variación de la velocidad de rotación de la máquina. Con eso se puede, por ejemplo, modificar el flujo de descarga de los sopladores y bombas para atender situaciones de operación particulares.

Además de esa solución, hay otras opciones híbridas en las que un generador y una máquina rotatoria son conectados al motor a gas mediante un eje y operados alternada o simultáneamente. Así, es posible operar el motor a gas a carga plena, aunque la máquina rotatoria quede trabajando sólo con carga parcial y el generador sea el que absorba el exceso de energía, con lo que aumenta la eficiencia.

Otra posibilidad de aprovechamiento energético de biogás es la combinación de un motor a gas con el compresor de una bomba de calor. Su ventaja es que el calor residual del motor a gas puede ser aprovechado en el circuito de calor de la bomba de calor. Eso permite alcanzar temperaturas mucho más altas del circuito de calentamiento en comparación con las de las bombas de calor eléctricas.

7.5 CESIÓN DEL BIOGÁS A TERCEROS/INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

En términos generales, la cesión del biogás a terceros o bien, su inyección en la red de gas natural depende de las condiciones concretas de cada proyecto. Cuando se satisfacen las condiciones locales, el biogás puede ser cedido a terceros localizados en las inmediaciones de la planta de biogás para que lo aprovechen, o quizá sea más conveniente simplemente exportar toda la producción de biogás. La decisión de tratar o no el biogás debe ser discutida con la parte que lo recibirá considerando los aspectos técnicos y económicos.

7.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE ACCIONADOR PRIMARIO

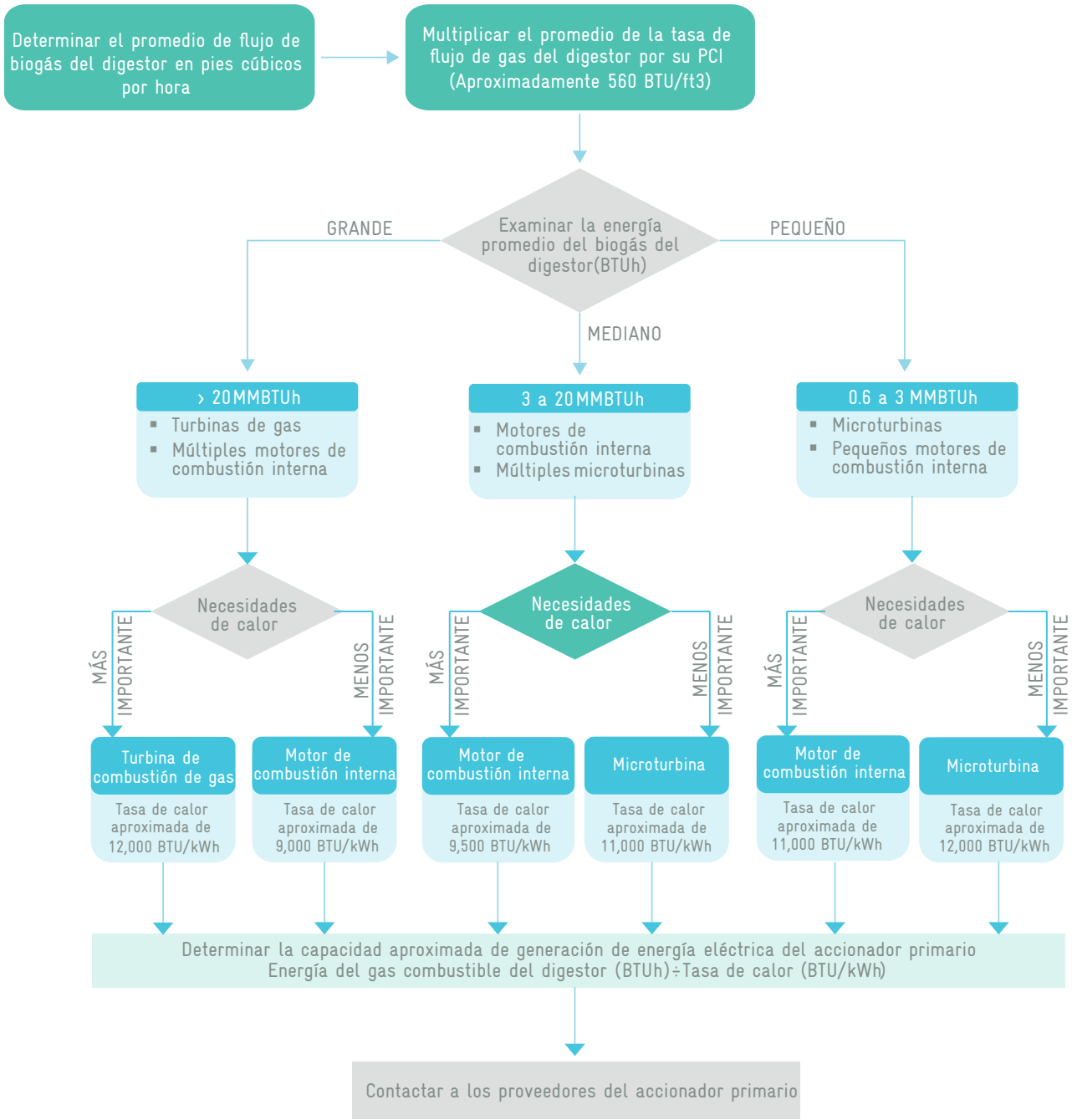
Para seleccionar el tipo de tecnología de cogeneración aplicable, primero debe establecerse la cantidad de biogás que el digestor puede producir de forma confiable para generación de electricidad. Esto conduce a la selección del accionador primario, que puede consistir en un sistema de varios accionadores pequeños que, al combinarse, pueden acomodar el biogás disponible mientras proporcionan la flexibilidad necesaria para sacar una unidad de servicio para su mantenimiento o cuando la producción de biogás es baja.

Una vez establecido el tamaño preliminar del accionador hay que evaluar las necesidades de recuperación de calor y asegurar que aquél puede proporcionar el calor necesario. La forma o tipo de calor recuperable es importante y ha de evaluarse con detalle. En la mayoría de los casos, sólo será el contenido en los gases de combustión.

Por su parte, las turbinas parte pueden producir confiablemente vapor de alta presión si es que se requiriese en la PTAR.

Con fines de selección del tipo de tecnología, en la **figura 7.8** se muestra un diagrama de flujo para auxiliar en la toma de decisiones (EPA-WERF, 2012).

FIGURA 7.8 DIAGRAMA DE SELECCIÓN DEL TIPO DE ACCIONADOR PRIMARIO QUE UTILIZA BIOGÁS.



Fuente: EPA-WERF (2012).

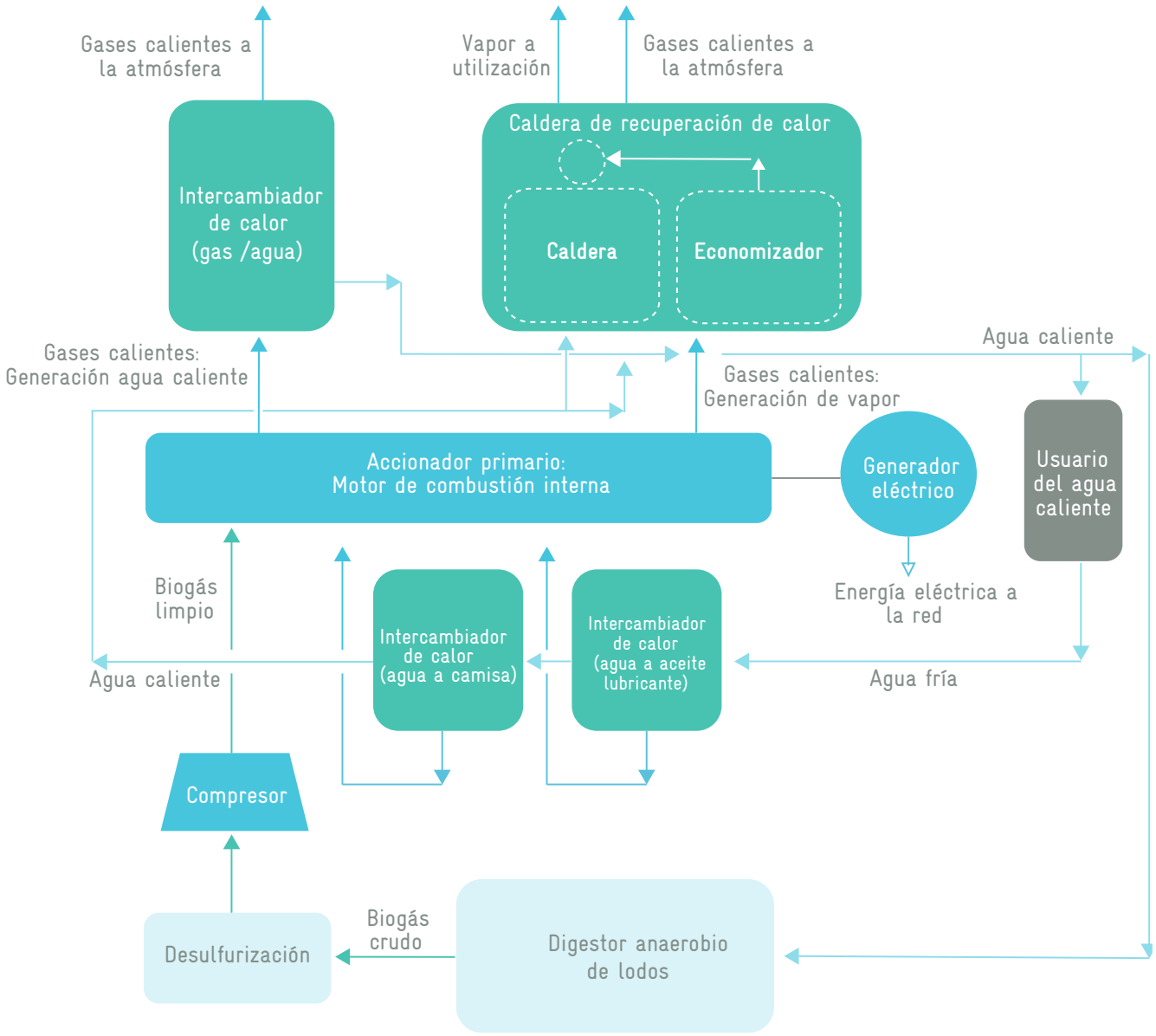
7.7 CÁLCULOS ENERGÉTICOS A PARTIR DEL USO DE BIOGÁS

Puesto que la mayoría de los sistemas CHP instalados en PTAR utilizan motores de combustión interna, en esta sección se explica la secuencia de cálculo para determinar el potencial de generación de energía de uno de esos sistemas que opera con biogás.

Para comprender el algoritmo, primero es necesario conocer la integración de un motor de combustión interna.

Como se observa en la **figura 7.9**, acoplado al eje del motor de combustión se encuentra un generador eléctrico que provee parte de la energía aprovechable.

FIGURA 7.9 DIAGRAMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA CHP CON BASE EN UN MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA.



Fuente: Elaboración propia.

Existen cuatro fuentes de calor residual útil asociadas a la operación del motor:

- Los gases calientes de escape de los cilindros del motor
- El agua caliente que proviene del sistema de enfriamiento de la camisa del motor
- El agua caliente que proviene del enfriamiento del aceite lubricante
- El enfriamiento del turbocompresor (sólo en máquinas turbocargadas, ya que las de aspiración natural no lo incorporan)

En general, el calor recuperado es en forma de agua caliente o vapor de baja presión (< 30 psig). La alta temperatura de los gases de escape puede generar vapor de media presión (hasta aproximadamente 150 psig), pero el gas de escape caliente contiene sólo alrededor de la mitad de la energía térmica disponible a partir de un motor reciprocante.

> Los motores requieren al menos dos sistemas de refrigeración, uno que opera entre los 85 y 99 °C (agua de alta temperatura) y otro entre 70 y 40 °C (agua de baja temperatura). Estos sistemas enfrían los cilindros del motor, el aceite lubricante y el aire comprimido de entrada. El enfriamiento del motor representa alrededor de 30% de la energía suministrada al motor por el combustible; el aceite lubricante usa de 5 a 9% del este último.
>
> La otra etapa de recuperación de calor la representan los gases de escape producto de la explosión que se lleva a cabo en los cilindros del motor. Éstos salen a una temperatura que fluctúa entre los 350 y 550 °C y representan alrededor de 25 a 35% de la energía aportada al motor por el combustible (Chamy y Vivanco 2007).

Por su parte, Hicks (2012) ofrece las siguientes guías para estimar la energía térmica recuperada en un sistema CHP de combustión interna:

- Recuperación de calor de los gases de combustión: 28% de la energía contenida en el combustible
- Recuperación de calor en el enfriamiento de la camisa del motor: 27% de la energía contenida en el combustible
- Recuperación de calor en el enfriamiento del aceite: 9% de la energía contenida en el combustible

Para máquinas que operan en ciclo Diésel, la Diesel Engine Manufacturers Association de los Estados Unidos de América (DEMA) proporciona los siguientes valores de recuperación de calor (Hicks, 2012):

- Consumo de combustible: 7 366 BTU/bhp/h (2.89 kW/kW.h)
- Trabajo disponible en la máquina: 2 544 BTU/bhp.h (0.999 kW/kWh)
- Pérdidas por radiación y otras pérdidas menores: 370 BTU/bhp.h (0.145 kW/kWh)
- Calor para agua de enfriamiento: 2 195 BTU/bhp.h (0.862 kW/kWh)
- Calor de gases de combustión: 2 258 BTU/bhp.h (0.887 kW/kWh)

Ahora bien, como se observa en las **tablas 7.3** y **7.4**, la transformación de la energía del combustible en energía eléctrica varía generalmente entre un 30 y 40% a través del eje acoplado al motor.

En el siguiente ejemplo se utiliza la información anterior y los resultados del balance de masa y energía efectuado en la sección 3.2.3 para ilustrar la forma como se calcula la energía generada en un sistema CHP.

Ejemplo 7.1 Calcule la energía generada por una máquina de combustión interna ciclo Otto con el biogás calculado en el ejemplo 3.1.

La energía total del biogás obtenida en el ejemplo del inciso 3.1 es la siguiente:

$$E_{biogás} = 5\ 219.2\ \frac{MJ}{d} = 1\ 445.71\ \frac{kW.h}{d}$$

Luego, la energía eléctrica E_{el} disponible a partir de biogás

$$E_{el} = E_{biogás} \cdot \varepsilon_{el}$$

donde ε_{el} el es la eficiencia eléctrica del generador, que en este caso se supondrá de 35%

$$E_{el} = 5\ 219.2\ \frac{MJ}{d} \cdot 0.35 = 1\ 826.71\ \frac{MJ}{d} = 506.00\ \frac{kW.h}{d}$$

La eficiencia térmica E_{th} depende del sistema de enfriamiento. La energía disponible disipada en los gases de combustión $E_{th,gases}$ se supondrá de 28% de la energía aportada por el combustible, la que a su vez pasará por un intercambiador de calor con eficiencia térmica ε_{HEX} de 95%. Entonces:

$$E_{th,gases} = E_{biogás} \cdot \varepsilon_{th,gases} \cdot \varepsilon_{HEX}$$

$$E_{th,gc} = 5\ 219.2\ \frac{MJ}{d} \cdot 0.28 \cdot 0.95 = 1\ 388.30\ \frac{MJ}{d} = 384.56\ \frac{kW.h}{d}$$

Para el enfriamiento de la camisa del motor, la energía $\varepsilon_{th,at}$ th,at se estima a partir de un 27% del combustible al pasar por un intercambiador de calor con eficiencia de 90%

$$E_{th,at} = E_{biogás} \cdot \varepsilon_{th,jacket} \cdot \varepsilon_{HEX}$$

$$E_{th,at} = 5\ 219.2\ \frac{MJ}{d} \cdot 0.27 \cdot 0.90 = 1\ 268.27\ \frac{MJ}{d} = 351.31\ \frac{kW.h}{d}$$

Para el enfriamiento del aceite lubricante, la energía térmica $\varepsilon_{th,bt}$,bt obtenida se estima un 5% del combustible al pasar por un intercambiador de calor con eficiencia de 90%

$$E_{th,bt} = E_{biogás} \cdot \varepsilon_{th,lube} \cdot \varepsilon_{HEX}$$

$$E_{th,ac} = 5\ 219.2\ \frac{MJ}{d} \cdot 0.05 \cdot 0.90 = 234.86\ \frac{MJ}{d} = 65.06\ \frac{kW.h}{d}$$

Las pérdidas por radiación en el radiador se obtienen por diferencia según el siguiente balance energético global:

TABLA 7.5 BALANCE ENERGÉTICO DEL EJEMPLO 7.1.

CONCEPTO	ENERGÍA (kW-h/d)		
Energía total del biogás producido en el digestor	E_{biogas}	1 445.71	100.0
Energía eléctrica obtenida	E_{el}	506.00	35.0
Energía térmica obtenida	E_{th}	800.93	55.4
Gases de combustión	$E_{th,\ gases}$	384.56	26.6
Agua enfriamiento camisa	$E_{th,\ at}$	351.31	24.3
Agua enfriamiento lubricante	$E_{th,\ bt}$	65.06	4.5
Radiación (pérdidas)	E_{rad}	138.78	9.6

CONDUCCIÓN Y MONITOREO DEL BIOGÁS 8

8.1 ACCESORIOS EN LA LÍNEA DE BIOGÁS

Conforme con Noyola y sus colaboradores (2006), los accesorios comunes en una línea convencional de biogás pueden incluir los siguientes elementos:

- Un arreglo de válvulas de alivio de presión y rompedora de vacío en la tapa del digestor o reactor anaerobio, acopladas con un arrestaflama vertical, a fin de evitar la entrada de una llama al digestor o reactor.

- En el caso de digestores de lodos, un depósito de separación de espumas y eliminación de partículas arrastradas por el biogás. En general, en estos equipos se rocía agua a presión para arrastrar las partículas sólidas hasta el fondo del depósito, donde son evacuadas regularmente. Estos separadores son muy útiles cuando se instalan en el lado de aspiración de un compresor de biogás de tipo lobular para evitar que entren en la carcasa y causen problemas de sobrecalentamiento en los rotores.

- Aparte del separador de espuma, una trampa de condensados para eliminar la mayor parte del contenido de humedad del biogás (considérese que en condiciones normales de temperatura y presión, un metro cúbico (m^3) de biogás contiene 18 mL de agua). Estas trampas pueden ser suficientes (no se necesita separador de espumas) si el contenido de partículas en el biogás es muy limitado, como en los reactores anaerobios de tratamiento de aguas residuales municipales.

- Una válvula de retención de baja presión. Se recomienda instalar este tipo de válvulas en todas las líneas individuales de biogás a fin de aislarlas de las demás, si es que la red consta de más de una fuente de producción de biogás.

- Un dispositivo de medición de flujo de biogás. Hoy en día, el tipo de medidor de flujo de tipo másico térmico es el más utilizado, aunque un medidor ultrasónico moderno presenta menor sensibilidad a un alto contenido de humedad en el biogás.

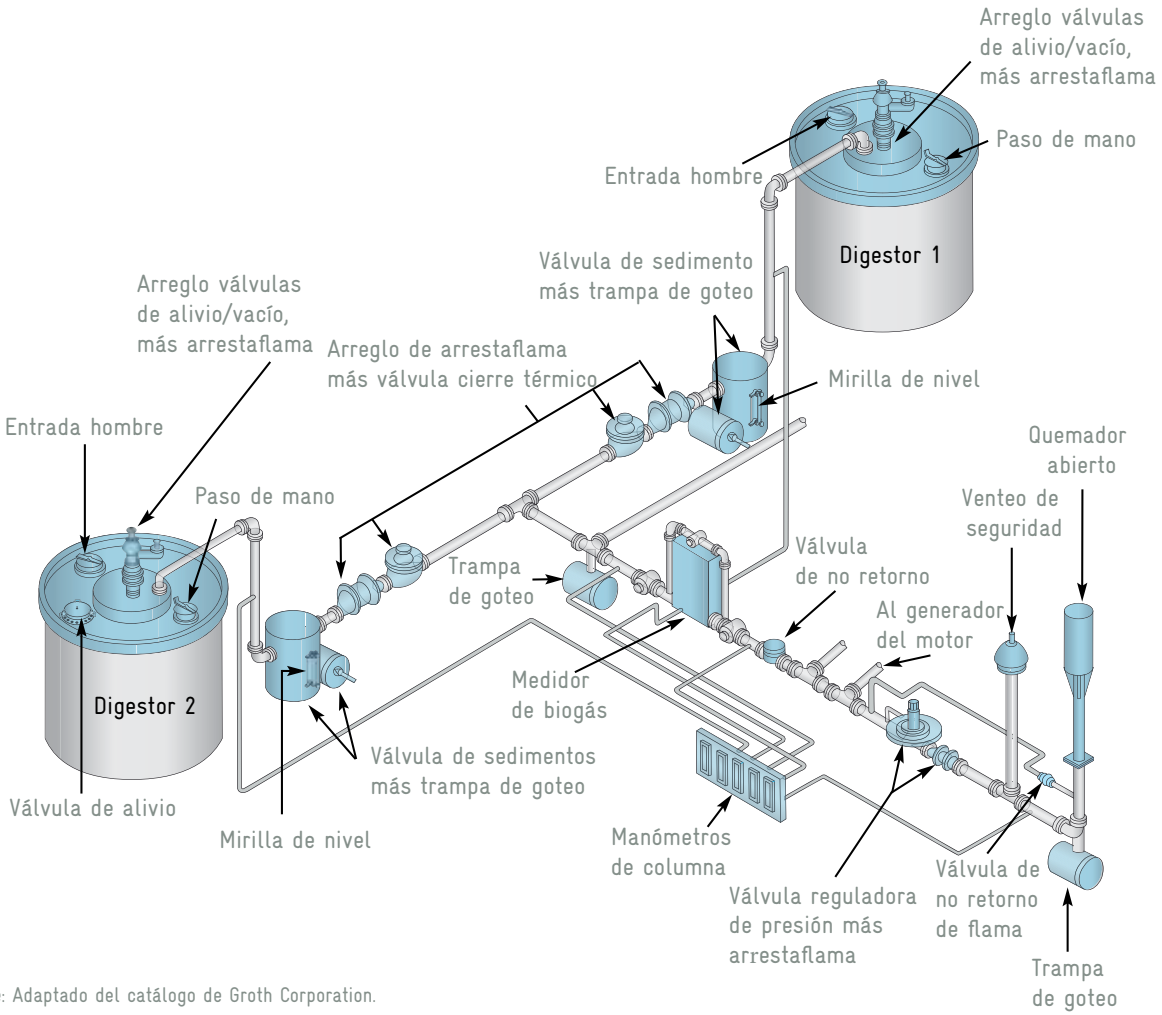
- Una válvula reguladora de presión acoplada con un arrestaflama horizontal y válvula de cierre térmico a fin de evitar retrocesos de llama. Este arreglo se debe instalar lo más cerca posible (menos de 3 m) de la fuente de ignición (el quemador, una caldera, etc.).

- El quemador de biogás propiamente dicho. Como se ha mencionado, este quemador puede ser de dos tipos: abierto o totalmente cerrado. Este último es el recomendado, aunque más caro.

• Cabe señalar que la humedad presente en el biogás se condensa a lo largo de las tuberías, por lo que se deben instalar algunas trampas de goteo o *drip traps* en cada punto donde se espere acumulación de agua. Por ejemplo, el agua atrapada por la trampa de sedimentos generalmente se elimina con regularidad usando una trampa de goteo de operación manual o automática. Los arrestaflamas horizontales son unidades de disipación de calor, por lo que tienden a acumular agua, así que algunos fabricantes los sugieren con trampas de goteo manuales. Se recomienda instalar un separador de gotas en el punto más bajo de la tubería y en la base del tubo del quemador de biogás. Esta trampa puede ser una unidad automática o de accionamiento manual.

Un sistema típico de elementos y accesorios de seguridad en la línea de biogás se muestra en la **figura 8.1**

FIGURA 8.1 ARREGLO GENERAL DE ACCESORIOS EN LA LÍNEA DE BIOGÁS.



Fuente: Adaptado del catálogo de Groth Corporation.

8.2 TUBERÍAS DE CONDUCCIÓN

Aunque en México no hay una norma específica para el uso y manejo de biogás, el 6 de marzo del 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015 acerca del transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos (DOF, 2015), el cual cancela y sustituye la norma NOM-007-SECRE-2010, que se refiere exclusivamente al transporte de gas natural.

Esto permite prever que al menos en el aspecto de la conducción, toda instalación de biogás deberá apegarse a esta norma una vez que resulte aprobada y publicada en el DOF.

En todo caso, y mientras eso sucede, la instalación de la red de tuberías de conducción debe cumplir ciertas especificaciones y normas que garanticen que esa instalación es segura. Por lo tanto, de forma supletoria pueden utilizarse normas internacionales.

En primera instancia, en virtud de que este Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015 no incluye el uso de PVC como material de las tuberías de conducción, deberá evitarse.

En segundo lugar, los tubos conductores de biogás deben estar debidamente identificados. La instalación preferente es la aérea -como sugiere la norma brasileña NBR12209:2011 (NBR 12209, 2011)-, y deben ser fabricados en acero inoxidable o en material plástico como el polietileno de alta densidad (HDPE).

Debido a su mayor resistencia a la corrosión, hay que utilizar preferencialmente acero AISI 316Ti (EN 1.4571) en lugar de acero AISI 304 (EN 1.4301). El espesor mínimo de las paredes de los tubos de acero inoxidable debe seguir las prescripciones de las normas ASTM, la norma ISO 4200 Serie A (DIN EN 12255-1), o la guía técnica ATV-DVWK-M 275.

Los tubos de polietileno de alta densidad (HDPE) se consideran adecuados para la conducción del biogás, a diferencia de los tubos de policloruro de vinilo (PVC), que no deben usarse para este propósito. En el caso de que se emplee el HDPE o la poliamida, hay que asegurar una resistencia eléctrica mayor que 10^9 ohm para disminuir el riesgo de incendio. Además, debido a que los tubos plásticos normalmente presentan baja estabilidad estructural, en instalaciones aéreas es importante colocar un número suficiente de soportes para evitar curvaturas y puntos indeseables de acumulación de agua condensada.

El empleo de tubos de HDPE debe considerar un coeficiente de expansión térmica de 0.20 mm/(m°K), principalmente cuando el tubo no sea asentado en zanjas, sino aéreo soportado.

Los tramos de tubo comprendidos entre posibles fuentes de ignición o arrestaflamas deben ser a prueba de explosión y deben soportar una presión de al menos 6 bar (PN6 mínimo).

De modo general, los gasoductos han de presentar las siguientes resistencias:

- Mecánicas: tensiones mecánicas inducidas por deformación; variación térmica; vibraciones; entre otras. En el proyecto deben preverse dilataciones del material y ser compensadas por medio de la instalación de juntas de expansión u omegas de dilatación (desviaciones en el tubo hecho con codos a 90° que actúan como “resortes” para asegurar la expansión y la contracción de la tubería)

- Térmicas: cumplir los requisitos de protección contra incendio, en especial cuando sean de materiales plásticos

- Químicas: resistentes a la corrosión de compuestos ácidos provenientes, por ejemplo, de la combinación de sulfuro de hidrógeno y agua

En el dimensionamiento de las tuberías se debe:

- Garantizar que las velocidades para la conducción pasiva del biogás (sin soplador) varíen entre 3 m/s (media) y 5 m/s (valor máximo), aproximadamente

- Emplear un diámetro mínimo de 50 mm (NBR 12209, 2011)

- Prever que una alimentación intermitente de los reactores anaerobios con aguas residuales o lodo puede causar picos de generación de biogás

- Observar que el accionamiento de equipos que consumen biogás puede causar caídas de presión por un corto intervalo de tiempo, lo que provocaría el eventual paro de esos equipos. Por lo tanto, el sistema de recolección y de transporte de biogás debe permitir cierta variación de presión operacional, de modo que se evite el accionamiento innecesario de las protecciones de sobrepresión y vacío

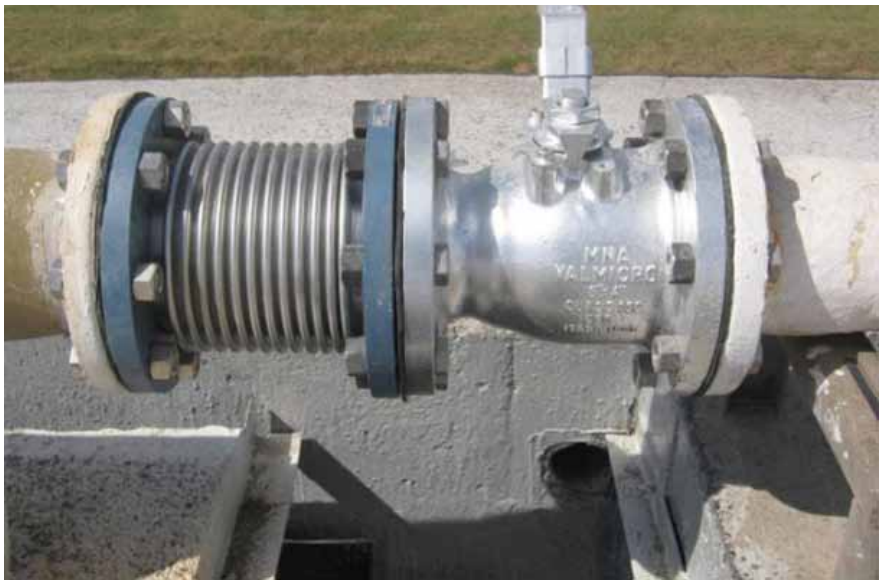
- Procurar reducir al mínimo las pérdidas de presión en la tubería de conducción del biogás hasta los quemadores o sistemas de recuperación energética

• Evitar fugas de biogás en las conexiones bridadas

• Considerar que el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015 acerca del transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos (DOF, 2015) no incluye el uso de PVC como material de las tuberías de conducción, por lo que se debe evitar su uso

En la **figura 8.2** se ilustra una junta de expansión instalada en una tubería que tiene una válvula accionada típicamente durante el mantenimiento de reactores anaerobios.

FIGURA 8.2 JUNTA DE EXPANSIÓN (IZQUIERDA) Y VÁLVULA DE BOLA PARA MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE BIOGÁS.



Como ya se indicó, el biogás saturado con vapor de agua produce condensación en tuberías y accesorios. Debido a ello, las tuberías de biogás deben instalarse obligatoriamente inclinadas en dirección a los puntos bajos en los que el condensado pueda ser eliminado, llamados *puntos de purga o dren*. Estos puntos deben permitir la eliminación del condensado del sistema de manera segura, sin fugas de biogás. Se enfatiza la recomendación de instalar dispositivos automáticos para remoción del condensado en los puntos más bajos de las tuberías, en especial en sitios donde la temperatura ambiental pueda ser muy baja. En este sentido, pueden acoplarse al sitio de purga las llamadas *trampas de goteo* o *drip traps*, o bien un tubo sifón lleno de agua con nivel de columna mayor que la presión dinámica del biogás en ese sitio (sello de agua).

Es deseable que la tubería esté dotada de puntos de muestreo de biogás que posibiliten la inspección y limpieza de los tubos en sitios que lo requieran.

8.3 FILTROS

Para la remoción de partículas grandes presentes en el biogás es recomendable el uso de filtros de grava. Debido al enfriamiento del gas al pasar por el filtro, simultáneamente se puede retirar agua condensada en él. Por ello, se recomienda instalar un dren en el punto más bajo del filtro conectado a una trampa de goteo o a un tubo sifón lleno de agua con nivel de columna mayor que la presión dinámica del biogás en ese sitio. Esos filtros eventualmente pueden ser retrolavados por medio de conexiones colocadas para tal fin. Deben instalarse manómetros antes y después de los filtros a fin de controlar la pérdida de presión y también para identificar su saturación.

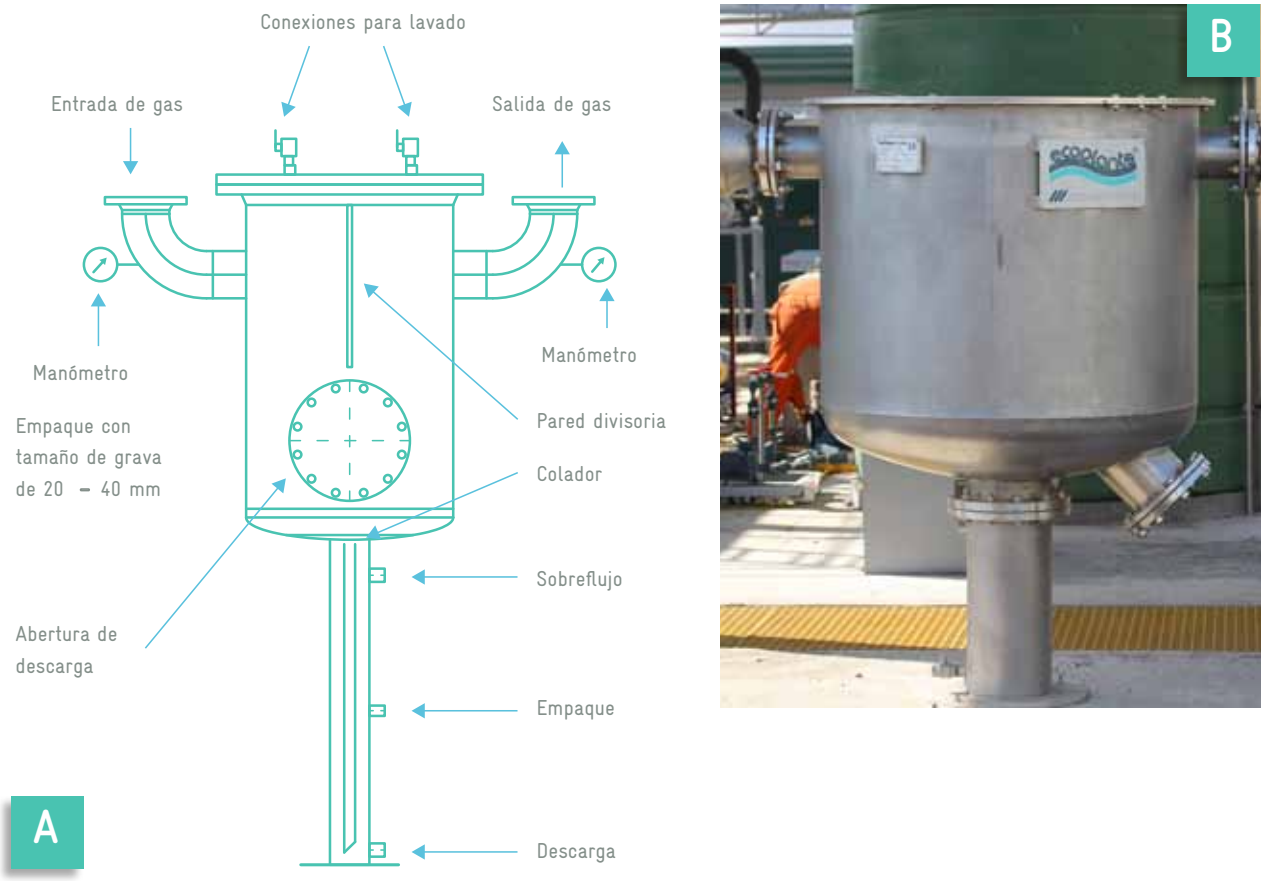
Para la remoción de partículas muy finas pueden utilizarse filtros de cerámica, cuya operación es similar a la de los filtros de grava.

Los filtros de grava y de cerámica son particularmente importantes en digestores de lodo, ya que auxilian en la contención de espumas. No obstante, como ya se indicó puede instalarse un dispositivo de eliminación de espuma por aspersión.

Debido a la humedad presente en el biogás y sus características tendientes a ser corrosivas, el material de fabricación de los filtros deberá ser AISI 316 o bien, un acero que tenga un recubrimiento interior sumamente resistente, como la poliurea, el alquitrán de hulla o la fibra de vidrio.

En la **figura 8.3a** se presenta un diagrama esquemático de esos filtros, que posibilitan la remoción simultánea de sedimentos y de condensados. Por su parte, en la **figura 8.3b** se muestra este equipo.

FIGURA 8.3 A) DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN FILTRO DE GRAVA O DE CERÁMICA PARA REMOCIÓN SIMULTÁNEA DE SEDIMENTOS Y DE CONDENSADOS Y B) FOTO DE FILTRO DE GRAVA



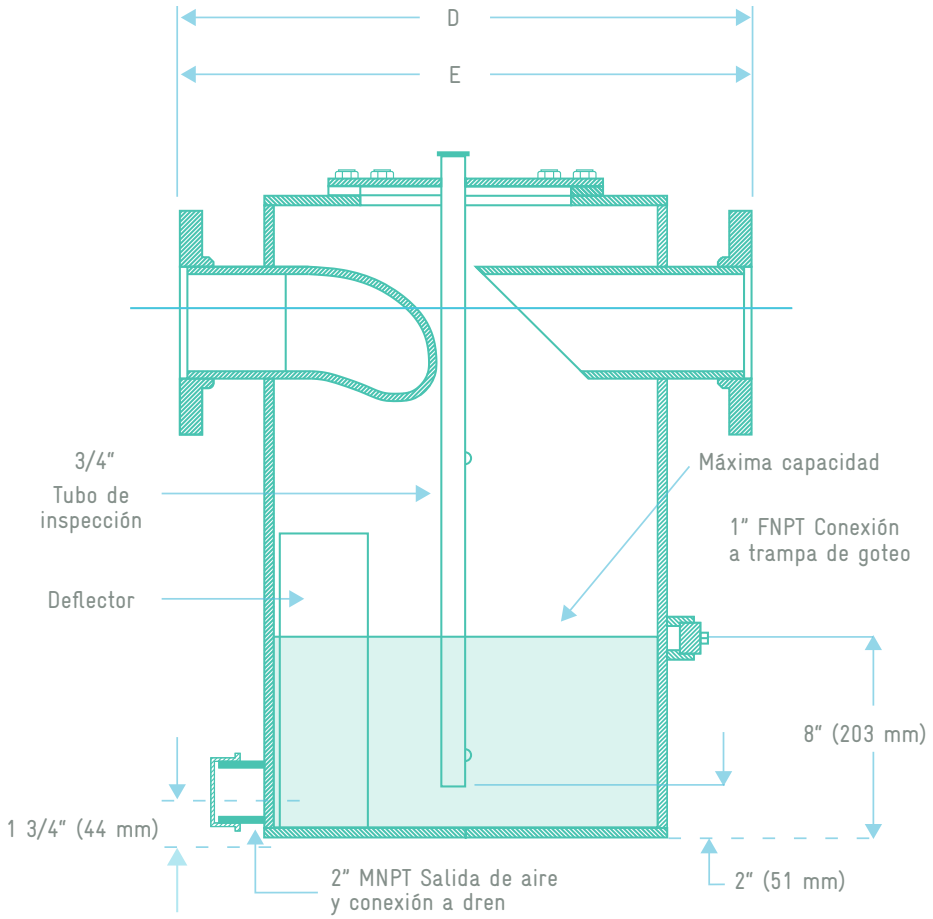
Fuente: a) DWA-M 212 (2008) y b) IBTech (2011).

8.4 TRAMPA DE SEDIMENTOS Y CONDENSADOS

Las trampas de humedad y sedimentos están diseñadas para remover líquidos y sólidos del biogás húmedo y de esta forma proteger de corrosión y taponamiento las tuberías y el equipo instalado corriente abajo. Funcionan generando un vórtice en el interior del tanque, de modo que el vapor de agua presente en el biogás se condensa y se separan los sólidos y el agua, que se van acumulando poco a poco en este recipiente.

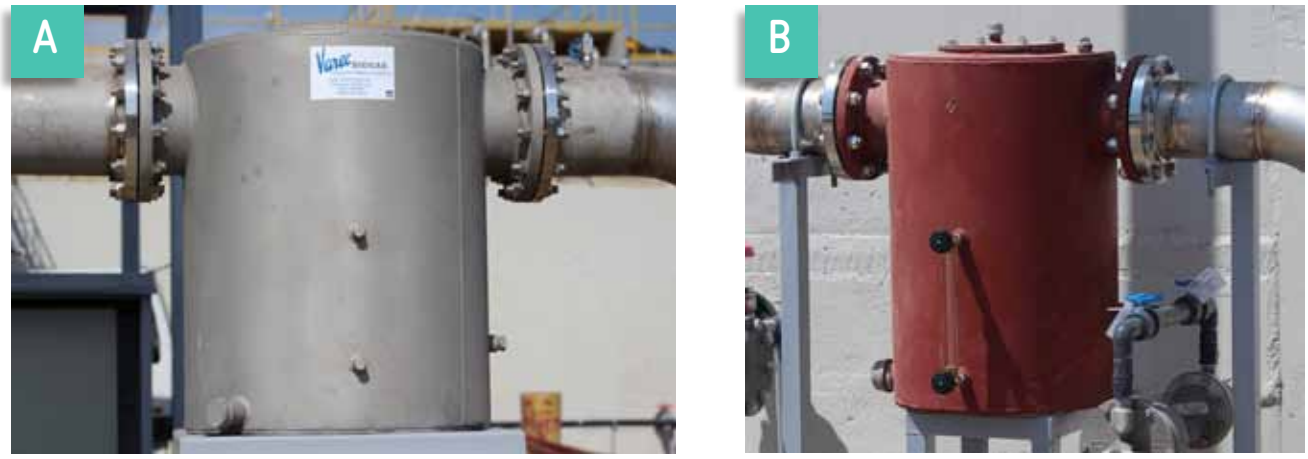
En la **figura 8.4** se muestra un corte esquemático de este equipo. Por su parte, en la **figura 8.5** se presentan dos arreglos en sitios de alta corrosión y de baja corrosión.

FIGURA 8.4 CORTE ESQUEMÁTICO DEL INTERIOR DE UNA TRAMPA DE SEDIMENTOS Y HUMEDAD.



Fuente: Adaptado del catálogo de Tyco Varec (2012).

FIGURA 8.5 TRAMPAS A) DE SEDIMENTOS DE 10 GALONES EN ACERO INOXIDABLE (PARA SITIOS DONDE EL GAS ES MUY HÚMEDO) Y B) DE SEDIMENTOS DE 6 GALONES EN ACERO AL CARBÓN RECUBIERTO INTERIORMENTE (PARA SITIOS CON BAJA HUMEDAD).



Fuente: IBTech (2011).

8.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBREPRESIÓN Y VACÍO

En las tuberías que provienen de reactores y digestores anaerobios siempre deben instalarse dispositivos de protección contra sobrepresión y vacío. Estos usualmente son válvulas de alivio de presión y válvulas rompedoras de vacío que se ajustan con pesas de plomo para asegurar el cierre.

En el caso de válvulas de alivio de presión, se debe cuidar que el dispositivo instalado junto al gasómetro sea accionado antes de aquél que esté ubicado en el reactor UASB o en el digestor de lodos. Es decir, la válvula de alivio de presión en el sitio de generación impone la presión total máxima de la red de biogás. Los demás dispositivos deben ser accionados sólo en caso de presiones aún más elevadas; por ejemplo, si ocurriera un sello hidráulico originado por taponamiento de la tubería con agua condensada. El ajuste de la válvula de alivio de presión de los reactores anaerobios depende de la presión dinámica, que en general es de aproximadamente 1 500 Pa (15 mbar) por encima de la presión dinámica máxima permitida en el reactor UASB y en el digestor de lodos.

La válvula de alivio protege el reactor de presión excesiva o alivio de vacío dentro del tanque. El sistema opera a presión, ya que el biogás no es normalmente venteado a la atmósfera. Estos dispositivos funcionan cuando la presión del gas excede los valores de calibración de las válvulas. En el caso de una sobrepresión, el exceso de ésta es aliviado venteando el biogás a la atmósfera.

Por otro parte, en una condición de vacío dentro del reactor, entrará aire a éste solo para aliviar esta condición. Ambas válvulas permanecen cerradas cuando el sistema trabaja en condiciones normales.

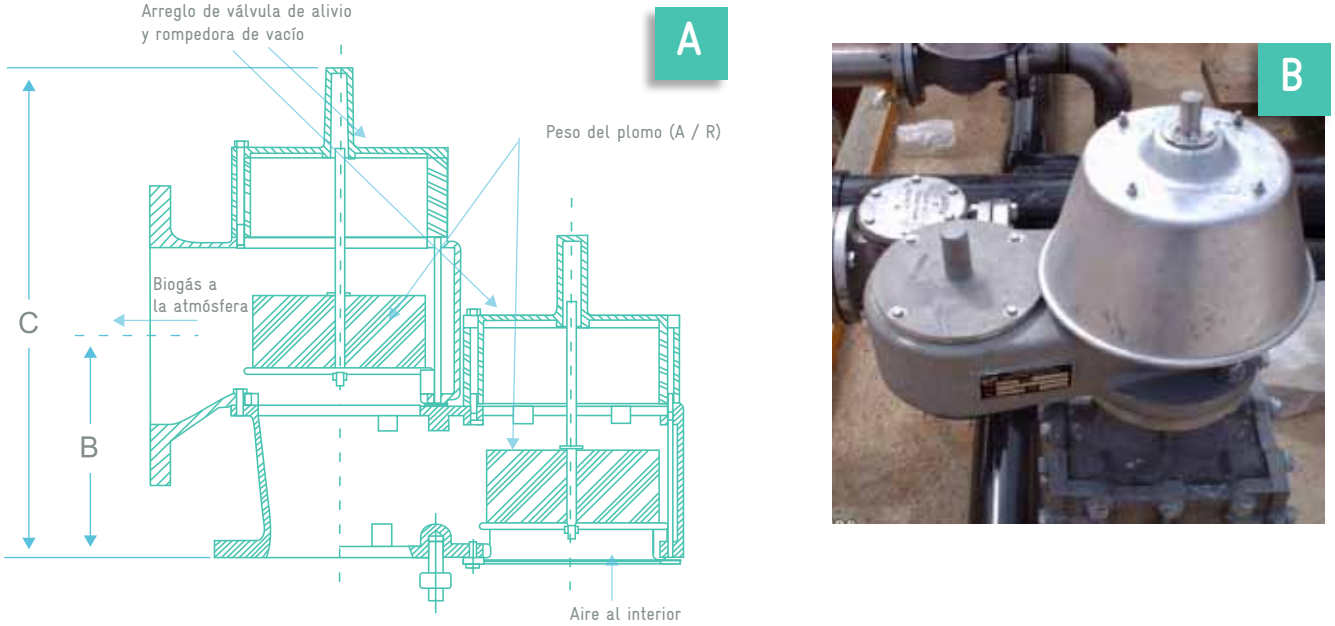
Cada válvula se ajusta mediante unas pesas de plomo que se deslizan en un vástago acoplado en su extremo al asiento de la válvula, el cual tapa el orificio de salida de biogás (función de alivio) o de entrada de aire al reactor (función de evitar vacío).

En la base hay un arrestaflama vertical, cuya función es proteger de ignición accidental dentro del reactor en caso de que se abra la válvula de alivio o la rompedora de vacío y en ese momento haya una chispa presente, la cual extingue por disipación de calor.

En gasómetros no presurizados, los dispositivos de alivio de presión del gasómetro y del reactor anaerobio deben ser dimensionados junto con el fabricante del gasómetro. Las válvulas de alivio de presión y rompedora de vacío deben garantizar que el funcionamiento del sistema permanezca intacto, aunque sean accionadas una o varias veces.

En la **figura 8.6** se presenta un arreglo de válvulas de alivio de presión y rompedora de vacío acopladas con un arrestaflama vertical.

FIGURA 8.6 A) CORTE ESQUEMÁTICO DE UN ARREGLO DE VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN/ROMPEDORA DE VACÍO Y (B) ARREGLO DE VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN/ROMPEDORA DE VACÍO ACOPLADO A ARRESTAFLAMA VERTICAL.



Fuente: a) Adaptado del catálogo de Tyco Varec (2012) y b) IBTech (2011).

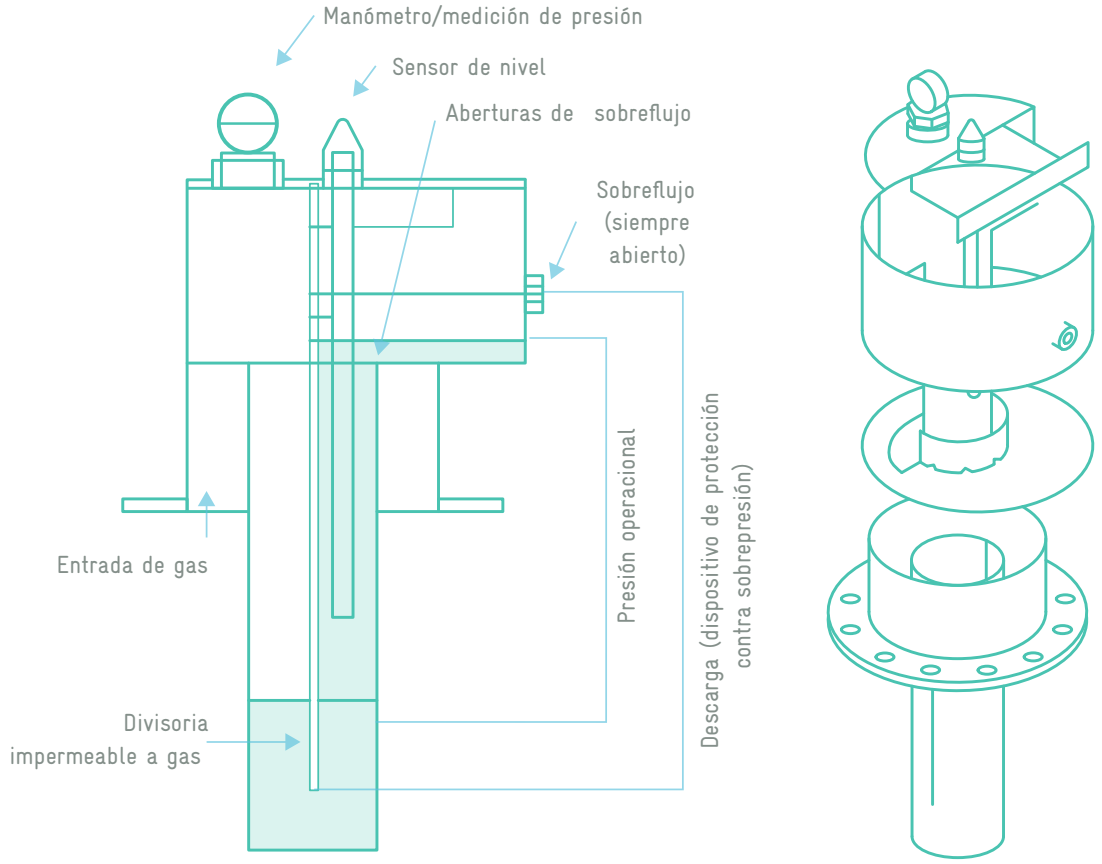
Por otro lado, el sello hidráulico es un mecanismo que puede actuar como válvula de sobrepresión y vacío. Se trata de un dispositivo de seguridad hidráulico que ofrece, en comparación con otros sistemas, mayor seguridad y menor tiempo de respuesta.

En el interior del sello hidráulico ocurre una diferencia de nivel de agua correspondiente a la presión del biogás en el interior del reactor anaerobio. Cuando la presión operacional se incrementa, la diferencia del nivel de agua se eleva hasta la presión de seguridad. Si el aumento de la presión continúa, el biogás es expulsado. Durante la expulsión, el líquido sellador es comprimido en el tanque de compensación. Una vez reducida la presión por debajo de la de expulsión, el líquido regresa sin pérdidas y, de esa forma, la presión de seguridad se preserva después del accionamiento.

En caso contrario, cuando la presión es negativa (vacío) o inferior a los valores predefinidos, el agua es "aspirada" y para evitarlo se realiza una conexión con la atmósfera que contrarreste la presión negativa. El líquido de sellado debe ser repuesto para restaurar la función del dispositivo de seguridad tras un accionamiento por vacío.

Para proteger ante una sobrepresión o vacío se recomienda incluir una alarma de nivel en el colector de agua, lo que permite la rápida identificación de situaciones en las que se escape el biogás por falta de sellado. Si no se aplican estas medidas, es posible que en la tubería se forme una mezcla explosiva que contenga biogás y aire. El nivel del líquido sellador debe ser revisado de manera periódica y completado cuando sea necesario. En la **figura 8.7** se muestra un sello hidráulico.

FIGURA 8.7 SELLO HIDRÁULICO COMO REGULADOR HIDRÁULICO DE SOBREPRESIÓN Y VACÍO.



Fuente: DWA-M 212 (2008).

Se pueden instalar dispositivos de protección contra sobrepresión y vacío diferentes de los indicados en esta guía, siempre que cumplan las funciones de protección equivalentes.

8.6 VÁLVULAS PARA CONTROL DE FLUJO

Las tuberías de conducción deben contar con dispositivos de control de flujo, es decir, válvulas instaladas en lugares que permitan el aislamiento de los reactores anaerobios, digestores, gasómetros y equipos cerrados (por ejemplo, compresores de biogás).

Es necesario que esas válvulas puedan ser operadas de manera fácil y segura para aislar diferentes tramos de la tubería cuando sea necesario. Es deseable la instalación de por lo menos una válvula por reactor o digestor anaerobio, el cual debe posibilitar el aislamiento de su respectiva cámara de gas.

Las válvulas más utilizadas son de bola y mariposa. En tubos con diámetro nominal hasta DN 50 frecuentemente se utilizan las de bola. Las de mariposa deben estar dotadas de tope.

Se deben emplear válvulas de hierro fundido nodular o aceros de calidad superior para resistir la corrosión del biogás. No se permite el uso de válvulas de hierro gris.

Las válvulas son dispositivos que no ofrecen sellado completo a los gases. Para que no ocurra la penetración de gas durante reparaciones de componentes del sistema o tuberías no deben utilizarse las válvulas como única forma de bloqueo. Para completar el sellado en el proyecto hay que prever equipos con sello para gases, como válvulas de doble cierre con sistema de purga o sellos hidráulicos acotados conforme con la presión operacional máxima.

8.7 ARRESTAFLAMAS Y VÁLVULAS DE CORTE TÉRMICO

Muy cerca de equipos de consumo de biogás o bien inmediatamente antes de equipos que representan una fuente potencial de ignición, las tuberías deben estar dotadas de válvulas cortallamas. Estos componentes de seguridad han de ser inspeccionados por un técnico autorizado por el fabricante y el protocolo de verificación de funcionamiento debe estar disponible en la PTAR.

En caso de falla estos accesorios pueden proteger los equipos de generación o de almacenamiento de biogás contra llamas que eventualmente se propaguen por la tubería a partir de sopladores o de equipos de consumo de biogás, como calderas y motores de combustión interna.

Las válvulas cortallamas pueden clasificarse en términos de la protección que ofrecen en:

- Protección contra deflagración
- Protección contra detonación
- Protección contra combustión continua

La **figura 8.8** muestra un arreglo de válvula reguladora de presión acoplada a un arrestaflama horizontal

FIGURA 8.8 ARREGLO DE VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN Y ARRESTAFLAMA HORIZONTAL.

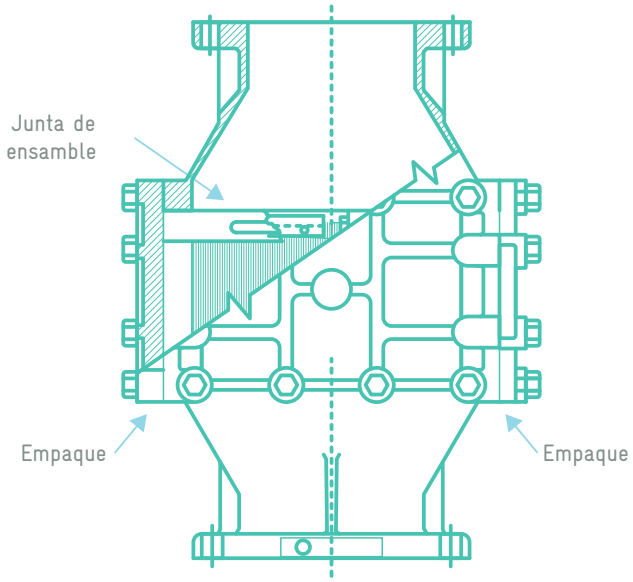
Fuente: IBTech (2011).

Los dispositivos de protección contra combustión continua normalmente no son empleados en reactores y digestores anaerobios.

En las válvulas cortallamas con protección contra deflagración y detonación, la energía térmica de las llamas es neutralizada en una malla metálica hasta su extinción. Funcionan como elementos de disipación de calor, ya que disminuyen la temperatura de la llama por debajo del punto en que puede mantenerse viva.

Su nombre común en México es *arrestaflamas* o *apagallamas* y se ilustra en la **figura 8.9.**

FIGURA 8.9 CORTE ESQUEMÁTICO DE UN ARRESTAFLAMA VERTICAL.



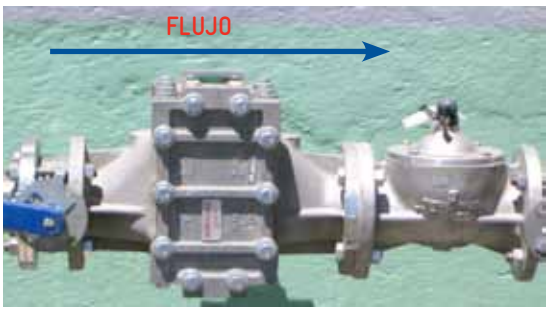
Fuente: Adaptado del catálogo de Tyco Varec (2012).

Por su parte, las válvulas cortallamas con protección contra detonación poseen, al frente de esa malla, un amortiguador que puede reducir la energía de la presión de una eventual llama (**figura 8.10**).

Para que una deflagración o detonación ocurra en una tubería es necesaria la presencia de una mezcla explosiva de biogás y oxígeno. Una deflagración inicial siempre hace una detonación después de un recorrido muy corto, a partir del punto de origen. Las ondas de impacto asociadas originan presiones muy elevadas que ocasionan grandes estragos.

Para combatir con eficacia la propagación de una deflagración/detonación es preciso instalar una válvula cortallamas en el punto más próximo posible del equipo que consume el biogás y que potencialmente puede generar una llama o encendido. La distancia máxima admisible entre la fuente de encendido y la válvula cortallamas debe revisarse junto al fabricante, aunque en general no debe ser mayor a 3 metros. La determinación exacta de las dimensiones y posición de las válvulas cortallamas es una tarea difícil en las fases de proyecto. Por eso se recomienda utilizar válvulas cortallamas con protección contra detonación que puedan garantizar la seguridad de la planta, independientemente del local de instalación y por un costo adicional justificable.

FIGURA 8.10 ARREGLO DE ARRESTAFLAMA HORIZONTAL Y VÁLVULA CORTALLAMA DE OPERACIÓN TÉRMICA.



Fuente: IBTech (2011).

Las válvulas cortallamas pueden presentar problemas en su operación por la ocurrencia de sedimentos y condensados (**figura 8.11**). El mantenimiento y la revisión regular de esas válvulas, por lo tanto, deben ser incluidos en el plan operacional de la PTAR.

FIGURA 8.11 INTERIOR DE UN ARRESTAFLAMA HORIZONTAL TOTALMENTE OCLUIDO CON DEPÓSITOS DE SALES DE CALCIO.

Fuente: IBTech (2005).

Hay que seleccionar la ubicación de estas válvulas de forma que se facilite su montaje y desmontaje. Para válvulas cortallamas instaladas entre bridas se deben utilizar compensadores y piezas de desmontaje. Las carcasas de las válvulas cortallamas tiene la ventaja de poder ser inspeccionadas sin la necesidad de remover la válvula de la tubería. Se deben instalar válvulas de corte antes y después de las válvulas cortallamas para que el mantenimiento se realice de forma segura y se evite la entrada de aire en la red de tuberías de biogás.

8.8 MEDIDORES DE BIOGÁS

8.8.1 Medición de la presión del biogás

Se sugiere instalar cuantos manómetros requiera el proceso. Es recomendable también medir la presión del biogás al menos en el interior de las cámaras de gas de los reactores anaerobios y del gasómetro. Se sugiere monitorear la presión del biogás en las tuberías antes y después de filtros con objeto de identificar fallos eventuales o taponamientos. La medición de la presión del biogás puede ayudar a identificar problemas por caídas de presión no admisibles causadas por operaciones de extracción de lodo de los reactores anaerobios. La descarga de lodo exige que el gasómetro tenga el volumen suficiente para que el biogás pueda fluir de vuelta y compensar la reducción del volumen de la cámara de gas de los reactores anaerobios. De lo contrario, con el gasómetro vacío, ocurriría una caída de presión no permitida, lo que ocasionaría un vacío y la penetración de aire en el sistema.

Los elementos o dispositivos mecánicos para medición de presión se dividen básicamente en dos grupos (Bega *et al.*, 2011):

- Elementos mecánicos de medición directa de presión: en ellos, la presión se mide por medio de la comparación con la presión ejercida por una columna de líquido con densidad y altura conocidas. Los manómetros de tubo en "U" y de tubo inclinado sirven como ejemplos de ese tipo de equipo

- Elementos mecánicos elásticos de medición de presión: se deforman debido a la presión ejercida en ellos por el fluido sujeto a la medición. Son ejemplos: diafragma, fuelle, tubo de Bourdon, elemento espiral y elemento helicoidal

En la **figura 8.12** se muestra un manómetro de presión de biogás tipo Bourdon. Por su parte, en la figura 8.13 se presenta un manómetro de columna.

FIGURA 8.12 MANÓMETRO DE MEDICIÓN DE PRESIÓN DE BIOGÁS TIPO BOURDON CON DIAL.

Fuente: IBTech (2012).

FIGURA 8.13 MANÓMETRO DE MEDICIÓN DE PRESIÓN DE BIOGÁS TIPO COLUMNA.

Fuente: IBTech (2012).

Para salvaguardar la integridad de los elementos mecánicos elásticos es necesario impedir el contacto directo del biogás con el dispositivo de medición. En ese caso se deben utilizar sellos de protección (Bega *et al.,* 2011), los cuales pueden utilizar líquido de menor o mayor densidad que el biogás, o por medio de una membrana/diafragma instalada entre el biogás y el elemento de medición.

Los manómetros pueden ser analógicos o digitales. Si es posible integrarlo a un sistema de supervisión, entonces se recomienda la instalación de transmisores de presión, los cuales pueden clasificarse en neumáticos o electrónicos (Bega *et al.*, 2011). Ambos transmisores se basan en elementos mecánicos elásticos. Los transmisores neumáticos utilizan, como transductores, el sistema boquilla obturador o álabe de tobera. Por su parte, los transmisores electrónicos emplean un elemento primario mecánico elástico ligado a un transductor eléctrico, el cual genera una señal eléctrica estandarizada, correspondiente a la presión medida.

Así, los transmisores electrónicos de presión pueden clasificarse en los siguientes tipos: equilibrio de fuerzas, resistivos, magnéticos, capacitivos, extensométricos y piezoeléctricos (Bega *et al.,* 2011). Los transmisores de presión capacitivos se han caracterizado por su robustez, precisión y sensibilidad en las mediciones de biogás.

8.8.2 Medición de flujo de biogás

Se recomienda medir el flujo de biogás por cada reactor anaerobio, debiendo instalarse una derivación o bypass para poder dar mantenimiento al sensor (NBR 12209, 2011). Sin embargo, la forma de medición del flujo de biogás, su exactitud y precisión deben definirse en función del uso del mismo. Por ejemplo, en el caso de que se ocupe para la generación de energía térmica el costo de la medición puede reducirse. La aplicación en una planta de cogeneración de calor y energía eléctrica conlleva mayores costos de medición por los requisitos de monitoreo del proceso. Procesos de transferencia de custodia implicarán también mayores costos, entre ellos el debido a la inyección de biometano en redes de distribución de gas natural.

Cabe destacar que la medición de flujo de biogás puede ser útil para el monitoreo de las condiciones operacionales de los reactores anaerobios, así como para la definición de estrategias para su correcto manejo.

Se pueden usar diferentes tecnologías para medir el flujo y el volumen del biogás. Sus ventajas y desventajas se presentan en la **tabla 8.1.**

TABLA 8.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE FLUJO (VOLUMEN) DE BIOGÁS.

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Medidor ultrasónico	• Buenos resultados en baja presión • Sin partes móviles	• Larga distancia lineal de medición necesaria (15 veces el diámetro de la tubería) • Alto costo
Medidor vórtex	• Sin partes móviles • Alta precisión • Resistente a la corrosión • Baja pérdida de carga	•Larga distancia lineal de medición necesaria (20 veces el diámetro de la tubería) • La razón entre los valores máximo y mínimo del intervalo de medición es pequeña • Resultados en CNTP requieren mediciones complementarias de temperatura y presión
Medición por medio de presión dinámica	• Alta durabilidad • Poca influencia de gases sucios • Variaciones de presión no tienen influencia negativa en la precisión	• Trabaja mejor en alta presión • Gran esfuerzo de calibración • Error de 1.5 a 5% • Para el cálculo de Nm^3 es necesario conocer la densidad del gas • Necesita gran distancia lineal de medición
Flujómetro	• Sin partes móviles • Alta precisión • Bajo costo • Fácil de limpiar, manejar y cambiar	• Cálculo complejo de Nm^3 • Error del 1.5% • Sensible a vibraciones en el biogás causadas, por ejemplo, por compresores de pistón
Medidor de turbina	• Bajo costo de inversión • Tecnología de medición simple	• Depósitos causan problemas • Partes móviles se pueden atascar • Mantenimiento intensivo y costoso • Baja resolución
Medidor másico por dispersión térmica	• Fácil instalación • Medición directa de Nm^3/masa • Medición precisa incluso ante fluctuaciones de presión • Bajo costo de inversión • Amplio intervalo de medición • Baja pérdida de carga • Recomendado para control de proceso	• Sensible a la humedad y partículas presentes en el gas • Larga distancia lineal de medición necesaria (15 veces el diámetro) • Calibración requiere de gas normalizado • No recomendado para transferencia de custodia (inyección de biogás a una red)

Fuente: Adaptado de IEA Bioenergy (2000) y experiencias propias.

A continuación en la **figura 8.14** se muestran el medidor de salida tipo vórtex, el másico por dispersión térmica y el ultrasónico.

FIGURA 8.14 MEDIDORES DE SALIDA DE BIOGÁS: A) Y B) TIPO VÓRTEX; C) Y D) TIPO MÁSICO POR DISPERSIÓN TÉRMICA, E) Y F) ULTRASÓNICO.

Fuente: a) Höntzsch GmbH; b) Rotária de Brasil;, c), e) y f) IBTech; d) Endress+Hauser.

8.8.3 Medición de la composición del biogás

Es recomendable el monitoreo regular de la composición del biogás, en especial del contenido de CH_4, ya que éste define su potencial de recuperación energética. Además, la composición del biogás es un parámetro útil para la supervisión y control del proceso de degradación anaerobia. Una caída en el contenido de metano puede representar, por ejemplo, un choque de carga orgánica o la inhibición del proceso anaerobio, lo que indicaría la necesidad de revisar posibles alteraciones en el sustrato (aguas residuales o lodo). El contenido de CO_2 también puede ser monitoreado para auxiliar en el control operacional del proceso, así como los niveles de H_2S y de O_2. El interés en la medición del contenido de O_2 está asociado al hecho de que su combinación con el CH_4 puede generar una mezcla explosiva. Esto puede acontecer si las cámaras de gas o las tuberías de los reactores UASB o de los digestores de lodo son contaminadas con aire. Actividades de mantenimiento, fallos en procedimientos operacionales, la falta de estanqueidad y el manejo equivocado de registros son causas comunes de contaminación del biogás con aire y, consecuentemente, con O_2.

Aunque la concentración de los compuestos antes citados puede evaluarse con gran exactitud en laboratorios, por ejemplo, mediante cromatógrafos de gases, en la actualidad también es posible determinarlos en tiempo real con el auxilio de equipos portátiles o con analizadores en línea.

En ese sentido, los sensores ópticos con doble haz que operan en el rango del infrarrojo se están utilizando con éxito en las determinaciones de la concentración de CH_4 y de CO_2. Por su parte, las celdas electroquímicas son empleadas con éxito para la medición de H_2S y O_2.

En la **figura 8.15** se observa un medidor de composición de biogás que utiliza los dispositivos antes citados.

FIGURA 8.15 MEDIDOR DE COMPOSICIÓN DE BIOGÁS.

Fuente: Union Instruments GmbH.

Por otro lado, también es esencial monitorear el medio ambiente de las instalaciones donde se manejan equipos de biogás, para lo cual pueden emplearse estaciones de medición multiparamétrica como la presentada en la **figura 8.16**.

FIGURA 8.16 ESTACIÓN DE MEDICIÓN MULTIPARAMÉTRICA DEL MEDIO AMBIENTE.

Fuente: ADOS GmbH.

8.8.4 Medición de parámetros relevantes para la operación de una planta de aprovechamiento de biogás

En la **tabla 8.2** se resumen los principales parámetros que deben determinarse a fin de supervisar la producción de biogás en una PTAR. En esta tabla se presentan las frecuencias sugeridas de monitoreo y la importancia de su determinación.

TABLA 8.2 PARÁMETROS QUE DEBEN MONITOREARSE EN UNA PLANTA DE APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS

PARÁMETRO	FRECUENCIA	COMENTARIOS
Flujo del sustrato	Continuamente, en tiempo real	Es de fundamental importancia el monitoreo continuo de los flujos de entrada a los reactores UASB y a los digestores de lodo
Caracterización de nuevos sustratos (pH, TKN, sólidos totales, sólidos volátiles)	Puntual, cuando hay nuevo sustrato	En el caso de reactores UASB, deben ser evaluados aportes adicionales de sustratos; por ejemplo, de lodo de tanque séptico, lixiviado de relleno sanitario, residuos de cuartos de baño químicos, lodo de PTAR Cuando el digestor de lodo reciba nuevos cosustratos, éstos deben ser caracterizados para evitar desestabilización del proceso
Biodegradabilidad anaerobia de nuevos sustratos (prueba BMP, potencial de biometano)	Puntual, cuando hay nuevo sustrato	Cuando el reactor UASB o el digestor de lodo reciba nuevos cosustratos debe revisarse su potencial de degradación anaerobio. Pruebas BMP son usualmente utilizadas para ese propósito
Flujo de biogás	Continuamente, en tiempo real	Puede indicar inestabilidad del proceso anaerobio. Útil para tomar decisiones con relación a inversiones para plantas de aprovechamiento de biogás
Calidad del biogás (CH_4)	Continuamente, en tiempo real y cuando hay aprovechamiento de biogás	El conocimiento del contenido de CH_4 es importante cuando se planea o ya existe el aprovechamiento de biogás. Cambios en el contenido de CH_4 pueden indicar inestabilidad del proceso
Calidad del biogás (H_2S, CO_2 y O_2)	Continuamente, en tiempo real y cuando hay aprovechamiento de biogás	Parámetros auxiliares para control de proceso. El contenido de O_2 es importante para identificar eventuales formaciones de mezclas explosivas motivadas por contaminación del biogás con aire. Su medición es importante, sobre todo, para reactores UASB
Temperatura del biogás	Continuamente, en tiempo real	Parámetro de fácil medición y para control de proceso. Útil para expresar la producción de biogás en CNTP
Presión del biogás	Continuamente, en tiempo real	Parámetro de fácil medición y para control de proceso. Útil para expresar la producción de biogás en CNTP
Temperatura en el reactor anaerobio	Continuamente, en tiempo real	La temperatura debe ser medida, obligatoriamente, en el caso de digestores de lodo que trabajan en el régimen mesofílico y presentan sistema de calentamiento, revestimiento térmico, o ambos Se recomienda también la medición de la temperatura en reactores UASB y en el caso de digestores de lodo en condiciones psicrofílicas
DQO del sustrato	Dos a cuatro veces por semana	Útil para la evaluación de la eficiencia de degradación de la materia orgánica
Sólidos totales y volátiles del sustrato	Dos a cuatro veces por semana	Útil para la evaluación de la eficiencia de degradación de la materia orgánica. En los digestores de lodo, la determinación es necesaria para control de bombeo y mezcla
pH del sustrato	Dos a cuatro veces por semana	Se recomienda en el caso de digestores de lodo y de reactores UASB

8.9 DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA DE BIOGÁS

De acuerdo con las recomendaciones de Noyola y sus colaboradores (Noyola *et al.* ,2006), para el dimensionamiento de las tuberías y accesorios en la línea de biogás deben considerarse los siguientes criterios:

- El flujo de diseño de biogás, en condiciones mínima, normal y máxima. Estos datos son obligatorios para dimensionar correctamente las tuberías de biogás, accesorios e instalaciones de almacenamiento

- La presión del biogás en el lugar de generación. Esto es muy importante a fin de determinar si se requiere una etapa de compresión. La mayoría de los quemadores abiertos se especifican para operar con una presión de entrada de al menos 15 mbar. De la misma manera, la mayoría de las calderas necesita una presión mínima de biogás a la entrada de 30 mbar (calderas de tubos de humos) o bien, de 10 mbar para calderas de tubos de agua flexibles

- Para un correcto funcionamiento de un quemador abierto, la presión mínima en la salida del fuste debe ser de 15 mbar. Se trata de una simple regla práctica, por lo que para un procedimiento de cálculo detallado se recomienda referirse a la bibliografía técnica sobre el tema

- De acuerdo con el Manual de Prácticas Nº 8 de la WEF (WEF, 1999) la tubería debe dimensionarse con una velocidad máxima de gas de 3.7 m/s. Esta velocidad evitará arrastre de líquidos y sólidos que pueden dañar los equipos aguas abajo. Además, el número de codos y tuberías largas debe reducirse al mínimo para disminuir las pérdidas de presión en la línea de biogás hasta el quemador

Los procedimientos de cálculo se describen en otras referencias técnicas más allá del alcance de esta guía, pero en términos generales se puede considerar el siguiente enfoque:

- Estime la producción de biogás

- Determine la presión de operación necesaria para todos los equipos de uso del gas

- Seleccione el tamaño de la tubería para cumplir el criterio de velocidad del gas. Determine las pérdidas de presión que genera cada accesorio en la tubería que conduce al quemador. La suma de la presión requerida en la entrada de éste y la caída total de presión en la línea de biogás determina la presión mínima necesaria debajo de la tapa del reactor o digestor, para mantener el flujo de biogás fluyendo hasta el quemador sin requerir de compresión. Si esa suma es mayor que la presión que puede soportar la tapa del digestor o bien, sobrepasa la especificación de la válvula de alivio, entonces se requerirá comprimir el biogás. Se sugiere consultar los manuales de los fabricantes de accesorios para determinar la caída de presión en todos los accesorios instalados en la línea de biogás

- En los sistemas más complejos, es necesario determinar las presiones mínimas de entrada y pérdidas de carga de cada línea antes de calcular la presión de la tapa del digestor. Un gasómetro podría ser necesario para manejar la presión durante períodos de baja producción de biogás

En términos generales, la válvula de alivio de presión en la tapa del digestor debe ser ajustada para abrir a unos 2 mbar debajo de la presión máxima de operación. Para asegurarse de que la válvula de alivio de presión esté efectivamente cerrada por completo la presión interna del digestor debe ser alrededor de 80% de la presión de ajuste de la válvula. Por ejemplo, si la válvula se fija en 35 mBar, la presión interna del digestor debe ser no más de 28 mbar. De lo contrario, la válvula de alivio no estará completamente cerrada y habrá cierto escape de biogás.

Se recomienda una válvula reguladora de presión para mantener una presión adecuada en la entrada del quemador o en el equipo de uso de biogás. Como regla, la válvula de regulación se ajustará a una presión calculada utilizando la presión máxima del sistema (presión de biogás interna en el reactor/digestor) menos las pérdidas de presión calculadas para toda la tubería y accesorios en el sistema. Cuando se selecciona correctamente, la válvula reguladora de presión tiene, en general, el siguiente diámetro nominal más pequeño tomando el diámetro de la tubería como referencia.

SEGURIDAD EN EL MANEJO DE BIOGÁS

9

La seguridad en el manejo del biogás es el aspecto más importante que debe considerarse en una PTAR. Se trata tanto de la vida de quienes operan el sistema de biogás como de la de las personas alrededor de una instalación de producción y uso de biogás. En este capítulo se presentan los riesgos relacionados con la operación de uno de tales sistemas, además de las medidas que han de aplicarse para reducir la posibilidad de que sucedan accidentes.

9.1 GASES PRESENTES EN EL BIOGÁS Y EN LAS PTAR

Aunque en el capítulo 2 ya se mencionó su composición típica, conviene establecer aquí las propiedades que imponen al biogás su carácter de peligrosidad, igual que la de otros gases que suelen hallarse en una PTAR:

TABLA 9.1 PELIGROSIDAD DE LOS GASES PRESENTES EN EL BIOGÁS Y EN UNA PTAR.

	CARACTERÍSTICAS	DENSIDAD	REACTIVIDAD	DAÑOS A LA SALUD	CONC.
CH_4	Sin olor	Más ligero que el aire	Sumamente inflamable (explosivo entre 5-15% vol. en aire)	Desplaza el aire y puede causar explosión	
CO_2	Olor rancio	Más pesado que el aire	Posible acumulación en pozos o cavidades	De 6 a 10% causa problemas en la respiración y aumento en la presión sanguínea, agitación, palpitaciones dolor de cabeza	5000 ppm = 0.5% vol.
H_2S	100-250 ppm olor a huevo podrido >250 ppm sin olor	Más pesado que el aire	Sumamente inflamable (explosivo a 4.3-4.5 vol. % en aire)	Efectos de la exposición: < 100ppm: se arriesga la vida después de varias horas > 100 ppm: se arriesga la vida en menos de 1 h ~ 500 ppm: se arriesga la vida en menos de 30 min	10 ppm
NH_3	Olor picante, causa ardor en los ojos	Más ligero que el aire	Sumamente inflamable (explosivo a 15-30% vol. en aire) Cuando entra en contacto con vapor, forma una niebla más pesada que el aire	Es cáustico ante piel húmeda y membranas mucosas Letal a 0.5% (500 ppm) después de 30-60 minutos	50 ppm

Fuente: Pfeifer (2015)

9.2 RIESGOS

Debido a su composición y propiedades, el biogás tiene un elevado potencial de riesgo. Los accidentes debidos a la exposición al gas durante trabajos en pozos de visita, lugares confinados y durante el mantenimiento de plantas pueden ocasionar graves daños a la salud y, en casos extremos, incluso la muerte.

Los riesgos relacionados con la manipulación del biogás son de tres tipos:

- Asfixia por expulsión del aire en espacios confinados o por presencia de componentes gaseosos con acción asfixiante
- Riesgos a la salud por determinados componentes del gas, como el envenenamiento por exposición a biogás con elevada concentración de H_2S
- Explosión por la formación de mezclas gaseosas explosivas

Si tenemos en consideración estos riesgos, los equipos y procesos en la línea de biogás deben ser diseñados, construidos, operados y monitoreados conforme los requisitos técnicos de seguridad.

9.2.1 Peligro de asfixia y acción tóxica de los componentes del biogás

La expulsión del aire en espacios confinados puede causar la falta de oxígeno. La proporción de oxígeno en el aire en condiciones normales es de 21% y hay riesgo para la salud si se reduce hasta un nivel debajo de 17%. Si la concentración de oxígeno en el aire inhalado es menor a 14% hay riesgo de asfixia y muerte.

El dióxido de carbono (CO_2), un gas inodoro, puede producir la parálisis del sistema respiratorio, lo que resulta en convulsiones, desmayos y descenso de la presión sanguínea. En la **tabla 9.2** se presentan los efectos del CO_2 a diferentes concentraciones. La elevada concentración de dióxido de carbono en el biogás representa un grave peligro de intoxicación.

TABLA 9.2. EFECTOS DEL DIÓXIDO DE CARBONO (CO_2).

CONCENTRACIÓN DE CO_2 EN EL AIRE (mg/m^3)	EFECTO
9100	Límite de seguridad ocupacional conforme a TGRS 900
59 000	Soportable durante una hora máximo
91 000	Fatal después de ½ hora
177 000	Muerte entre 5 y 10 minutos

Observaciones: 19 646 mg/m^3 = 1% en vol. El biogás de una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas contiene típicamente un 35% en vol. de CO2 equivalente a 687 610 mg/m^3 de CO2

Fuente: DWA-M 363 (2010).

Otro componente tóxico del biogás es el sulfuro de hidrógeno (H_2S), que puede encontrarse en concentraciones moderadamente elevadas en el biogás proveniente de aguas residuales domésticas. Típicamente, se caracteriza por su olor a huevo podrido; sin embargo, en elevadas concentraciones y largas exposiciones el olor ocasiona la pérdida temporal del sentido del olfato de las personas expuestas, lo que representa un gran peligro, pues el olor deja de actuar como advertencia. Después de ser inhalado junto con el aire, el H_2S tiene efecto tóxico en el metabolismo celular. En la **tabla 9.3** se resumen los efectos de este gas en humanos que lo inhalan.

TABLA 9.3 EFECTOS DEL SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S).

CONCENTRACIÓN DE H_2S EN EL AIRE (mg/m³)	EFECTO
0.15	Umbral de detección del olor
15	Recomendado como límite de exposición ocupacional
100	Olor desagradable
100–200	Irritación de los ojos y de las mucosas de las vías respiratorias
300–425	Por encima de esa concentración, el H2S no es percibido por el olfato; causa dolores de cabeza y vértigo
425–700	Cólicos, sudoración excesiva, falta de aire, perturbación del sentido de orientación
1010	Concentración letal LC_{50} en 1 hora
Por encima de 1200	Muerte instantánea

Observaciones: 15 300 mg/ m³ = 1% en vol. El biogás de una planta de tratamiento de aguas residuales doméstico con 0.2% en vol. de H2S tiene, por lo tanto, una concentración equivalente a 3.060 mg/m³ de H2S
Fuente: DWA-M 363 (2010).

Si se supone que el biogás generado en una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas tiene una composición media de 35% de CO_2 y 0.2% de H_2S, ello representaría, respectivamente, 76 y 204 veces concentraciones superiores a los respectivos valores límites establecidos actualmente por la legislación de seguridad de trabajo en Alemania. Una persona que permaneciera en un ambiente lleno por ese biogás tendría pocas oportunidades de sobrevivencia.

La protección a la salud contra esas sustancias debe asegurarse ante todo por medio de medidas de índole técnica y organizacional; por ejemplo, un Programa de Prevención de Accidentes (PPA). Solo cuando tales medidas hayan sido efectivamente puestas en marcha en la planta puede optarse por la usar EPP (equipo de protección personal, como la mascarilla de protección) para asegurar la eficacia de la protección contra accidentes.

La evaluación de accidentes ha demostrado que las causas se deben menos a factores como deficiencias técnicas que a factores relacionados con la organización y el comportamiento de las personas que trabajan o actúan en el área expuesta a los gases.

9.2.2 Riesgo de explosión

La de una explosión exige que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- Presencia de una mezcla explosiva combustible/aire
- Presencia de una fuente de ignición con energía suficiente

Si hay una fuente de ignición el peligro de explosión se presenta si:

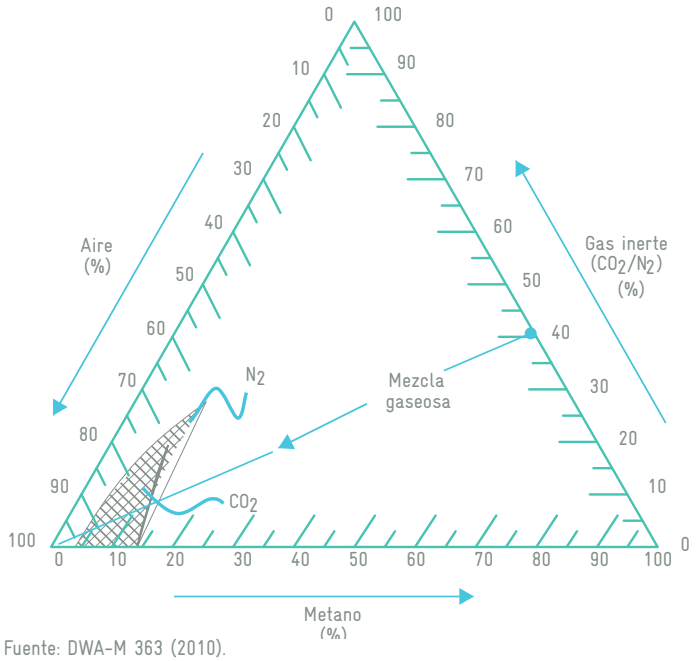
- Cantidades suficientes de biogás proveniente de unidades operando con sobrepresión penetran en sitios confinados
- Cantidades suficientes de aire penetran en unidades operando con ligero vacío, lo que forma mezclas explosivas; unidades que, en condiciones normales, están herméticamente cerradas
- Mezclas gaseosas explosivas son succionadas (por ejemplo, en vertederos por succión excesiva del lodo)

A pesar de contener metano, gas inflamable, el biogás aisladamente no tiene propiedades explosivas. Para la formación de una mezcla explosiva el metano y el aire deben combinarse en un determinado intervalo de concentraciones. Los extremos de ese intervalo son los *límites inferior y superior de explosividad*, y el intervalo en sí recibe el nombre de *intervalo explosivo*; no es posible que ocurran explosiones fuera del intervalo explosivo. Para iniciar el proceso de combustión el aire debe ser inyectado controladamente por encima del límite superior de explosividad. Abajo del límite inferior la mezcla es tan pobre que no es inflamable ni explosiva.

La presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y monóxido de carbono (CO) puede aumentar el intervalo explosivo. El dióxido de carbono, el nitrógeno (N_2) y el vapor de agua tienen el efecto de hacer el ambiente inerte, lo que neutraliza la explosividad. Como el vapor de agua se condensa y es extraído por el enfriamiento, solo el CO_2 y el N_2 son tratados como gases inertes para determinar los límites de explosividad.

El intervalo explosivo de mezclas gaseosas se representa por diagramas ternarios. En la **figura 9.1** se presenta un diagrama ternario que indica los intervalos explosivos para una mezcla gaseosa compuesta de metano, aire y dos gases inertes: dióxido de carbono y nitrógeno.

FIGURA 9.1 DIAGRAMA TERNARIO DEL INTERVALO EXPLOSIVO DE MEZCLAS DE METANO/ AIRE/DIÓXIDO DE CARBONO Y MEZCLAS DE METANO/AIRE/ NITRÓGENO.



Fuente: DWA-M 363 (2010).

El intervalo explosivo del metano mezclado con aire está entre 4.4% en vol. (límite inferior de explosividad o LEL, Lower Explosive Limit) y 16.5% en vol. (límite superior de explosividad o UEL, Upper Explosive Limit).

Para calcular el límite de explosividad de una mezcla se utiliza el principio de Le Chatelier, que en lenguaje matemático se expresa como sigue:

$$L = \frac{100}{(P_1/L_1 + P_2/L_2 + \ldots P_n/L_n)}$$

donde: L = límite de explosividad (alto o bajo) de la mezcla de gases
$L_1, L_2, \ldots L_n$ = límite de explosividad (en %) de cada gas en la mezcla
$P_1 + P_2 + \ldots + P_n = 100$ son los porcentajes de cada gas en la mezcla

El aumento de la proporción de gas inerte ocasiona un estrechamiento del intervalo explosivo, el cual se anula a una concentración de 58% de aire. En esa condición los límites superior e inferior de explosividad se igualan. Para saber si una mezcla gaseosa es explosiva basta conocer las proporciones volumétricas del metano, aire y gas inerte para obtener el punto de intersección en el diagrama ternario. Una mezcla gaseosa se considera explosiva solo si el punto de intersección se sitúa en el intervalo explosivo.

Por medio de la tasa de adición de aire también es posible determinar la variación de las proporciones volumétricas que deben sufrir los componentes para que la mezcla se vuelva explosiva.

En la **figura 9.1** se muestra también el caso de una mezcla de gases no explosiva, compuesta por 55% de metano, 40% de dióxido de carbono y 5% de aire. Al aumentar gradualmente la proporción de aire en la mezcla, el límite explosivo es alcanzado cuando el metano presenta aproximadamente una concentración de 11.5%, el dióxido de carbono 7.5% y el aire 81%.

En la misma figura desaparecen los límites de seguridad de proporciones volumétricas en que no se comprueba explosividad de la mezcla gaseosa:

- Por encima de 16.5% de metano, proporción de aire indiferente
- Debajo de 4.4% de metano, proporción de aire indiferente
- Abajo de 58% de aire (11.6% de oxígeno), proporciones de metano y gas inerte indiferentes
- Por encima de 36% de gas inerte, proporción de aire indiferente.

Siempre hay que tener en mente que cuando se mide la concentración de gases en zonas donde se maneja biogás lo que indica un instrumento analítico normalmente es concentración de oxígeno, metano y dióxido de carbono; pero lo que se lee en el diagrama ternario es el porcentaje de aire en la mezcla. Por ejemplo, en la **tabla 9.4** se señala el resultado de dos mediciones en términos de concentración de aire, para poder utilizar el diagrama ternario de la **figura 9.1**

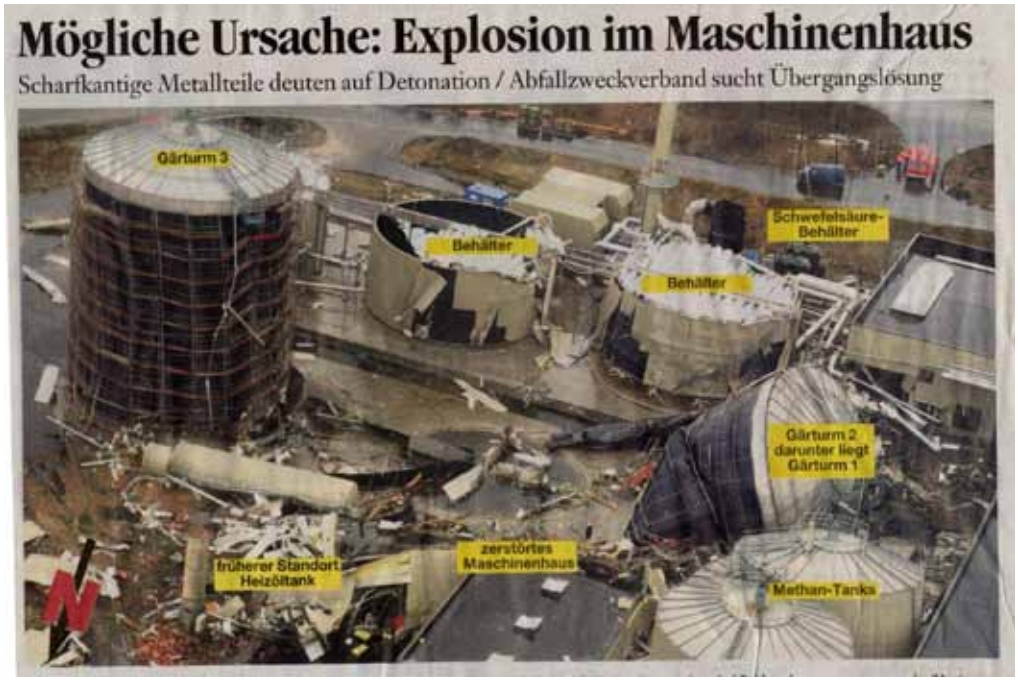
TABLA 9.4 RESULTANTE DE UNA MEZCLA GASEOSA CUANDO SE MIDE O_2, CH_4 Y CO_2.

COMPONENTE MEDIDO	CONC. %	CONC. %
O_2	0.4	1.0
CH_4	52.0	50.5
CO_2	45.5	44.0
Resultante en aire	2.0	5.0

9.3 SEGURIDAD CONTRA EXPLOSIÓN

Las consecuencias de una explosión son devastadoras en términos de pérdidas materiales y monetarias, pero sobre todo de vidas humanas. En la **figura 9.2** se muestra una fotografía del estado de una planta de biogás después de una explosión.

FIGURA 9.2 PLANTA DE BIOGÁS EN ALEMANIA DESPUÉS DE UNA EXPLOSIÓN.



En virtud de la gran importancia de la protección contra explosión e incendio, y de los elevados costos implicados en caso de accidente hay que considerar estos aspectos en la fase de proyecto. Es preciso contratar profesionales calificados para la elaboración preliminar de un proyecto de protección contra explosión e incendio.

Por otro lado, cabe mencionar que en México la Manifestación de Impacto Ambiental (MAI) es el primer elemento por considerar en un nuevo proyecto y aquellos relacionados con el biogás seguramente deben tener en cuenta el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) y el Programa de Prevención de Accidentes ya mencionado, el cual debe estar debidamente aprobado por la Secretaría del Medio Ambiente (SEMARNAT).

La misma SEMARNAT establece de manera específica la necesidad de efectuar el ERA para los establecimientos industriales, comerciales o de servicio que realicen actividades consideradas de alto riesgo de acuerdo con lo establecido en el Primer y Segundo Listados de Actividades Altamente Riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992, respectivamente, en cantidades iguales o mayores a las que se encuentran definidas en tales listas.

Es evidente que una PTAR con instalaciones de manejo de biogás involucra actividades de riesgo, por lo que es necesario revisar los procedimientos y trámites indicados.

Asimismo, antes del arranque del sistema deben estipularse las medidas de protección adecuadas, dictadas por peritos calificados para las zonas donde hay la posibilidad de que se presenta una atmósfera con riesgo de explosión.

Como regla, hay que evitar al máximo posible la ocurrencia de atmósferas con riesgo de explosión por medio de medidas de protección como la ventilación y el sellado de los equipos. En el caso de puntos en los que no se puede evitar por completo la posibilidad de que se presente ese tipo de atmósfera deben medirse y delimitarse suficientemente las inmediaciones (por ejemplo, salida de gas de dispositivos de seguridad). En esas áreas hay que poner en marcha medidas para suprimir fuentes de incendio. Los rayos son una fuente importante de ignición, por lo que debe instalarse un sistema de pararrayos como protección contra descargas atmosféricas. El tipo de sistema de protección depende del grado de protección requerido contra rayos, según lo establezcan las condiciones locales. La clasificación en una determinada clase de protección y la calificación del sistema de protección contra descargas atmosféricas instalado deben ser verificadas y revisadas por un especialista.

Durante las reparaciones hechas en la planta es necesario tomar medidas de seguridad adicionales, que deben ser definidas caso por caso por un permiso o autorización de trabajo en zona de riesgo.

Debido a la gran variedad de configuraciones posibles de las plantas de biogás y a las condiciones locales diversas, esta guía técnica no presenta detalles muy específicos acerca de cada área con riesgo de explosión.

Los resultados de la evaluación de riesgo deben traducirse en un plan para zonas con riesgo de explosión. Ambos documentos, tanto la evaluación como el plan, deben estar disponibles antes de poner equipos en funcionamiento.

9.3.1 Clasificación de zonas con riesgo de explosión

Las zonas con riesgo de explosión deben ser clasificadas de acuerdo con la probabilidad de que se presenten atmósferas explosivas y su duración, conforme se presenta en seguida:

- Zona 0. Comprende áreas en que una atmósfera explosiva y peligrosa ocurre continuamente por periodos prolongados o frecuentes

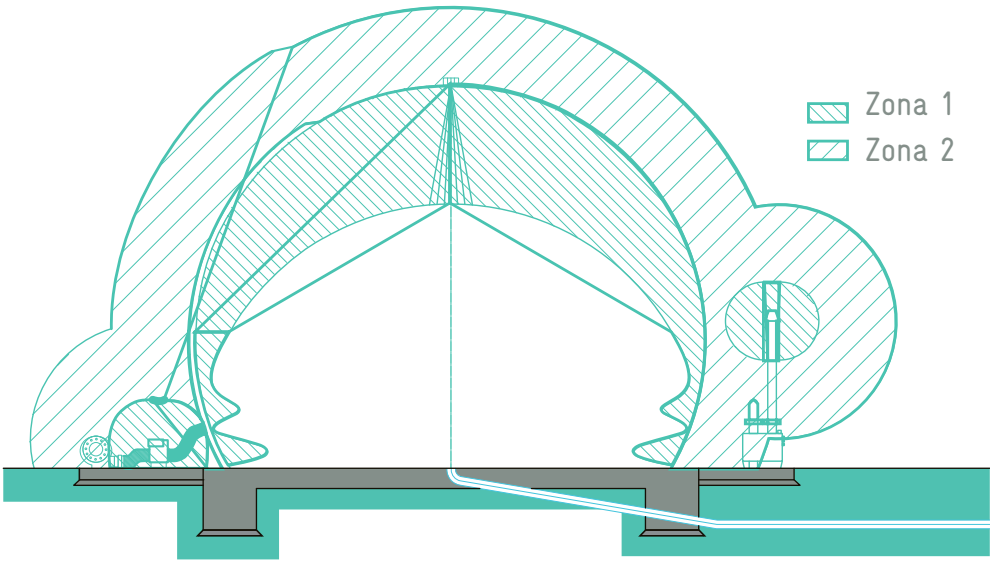
- Zona 1. Comprende áreas en las que, en condiciones de operación normales, hay la posibilidad de ocurrencia ocasional de atmósferas peligrosas explosivas

- Zona 2. Comprende áreas en las que, en condiciones de operación normales, la posibilidad de atmósferas peligrosas explosivas normalmente no existe o existe sólo brevemente

A partir de estas clasificaciones se advierte que la zona 0, en la cual una atmósfera peligrosa y explosiva ocurre continuamente o por periodo prolongado, debe evitarse siempre. Por ejemplo, una zona 0 puede ser el interior de un digestor o un gasómetro, incluida toda la tubería de biogás con sus componentes. Una zona 1 corresponde a un lugar donde en funcionamiento normal hay presencia de gas, la cual se determina en un radio de 3 metros alrededor del punto emisor: un dispositivo de alivio de gas, un drenaje o una válvula. Una zona 2 se observa con una frecuencia de ocurrencia menor, o también se extiende a 3 metros más allá de una zona 1, excepto ciertas condiciones particulares (Bradfer, 2002).

En la **figura 9.3** se presenta un ejemplo de clasificación de zonas de riesgo para un gasómetro de biogás.

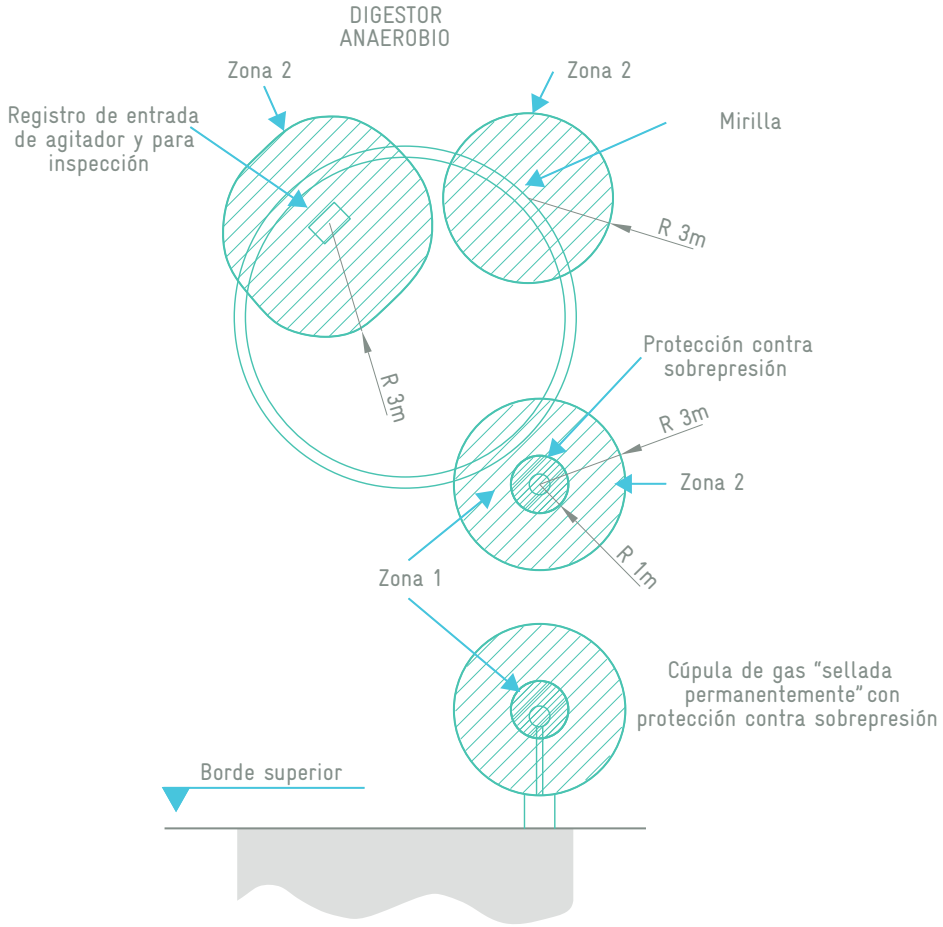
FIGURA 9.3 ZONAS DE RIESGO DE EXPLOSIÓN PROPUESTAS PARA UN GASÓMETRO.



Fuente: Adaptado del Manual de operación de un gasómetro de Sattler Cenotec (2015).

Por su parte, en la **figura 9.4** se muestra una propuesta de clasificación de zonas para un digestor anaerobio.

FIGURA 9.4 ZONAS DE RIESGO DE EXPLOSIÓN PROPUESTAS PARA UN DIGESTOR ANAEROBIO.



Fuente: Adaptado de German Agricultural Occupational Health and Safety Agency (2008).

Como se observa, un área esférica con un radio de 3 metros alrededor de las partes del sistema que se clasifican como "selladas" es zona 2, como los registros de servicio o extracción de equipos. El radio de 3 metros se aplica en el caso de la ventilación natural. Los espacios confinados son totalmente áreas de la zona 2.

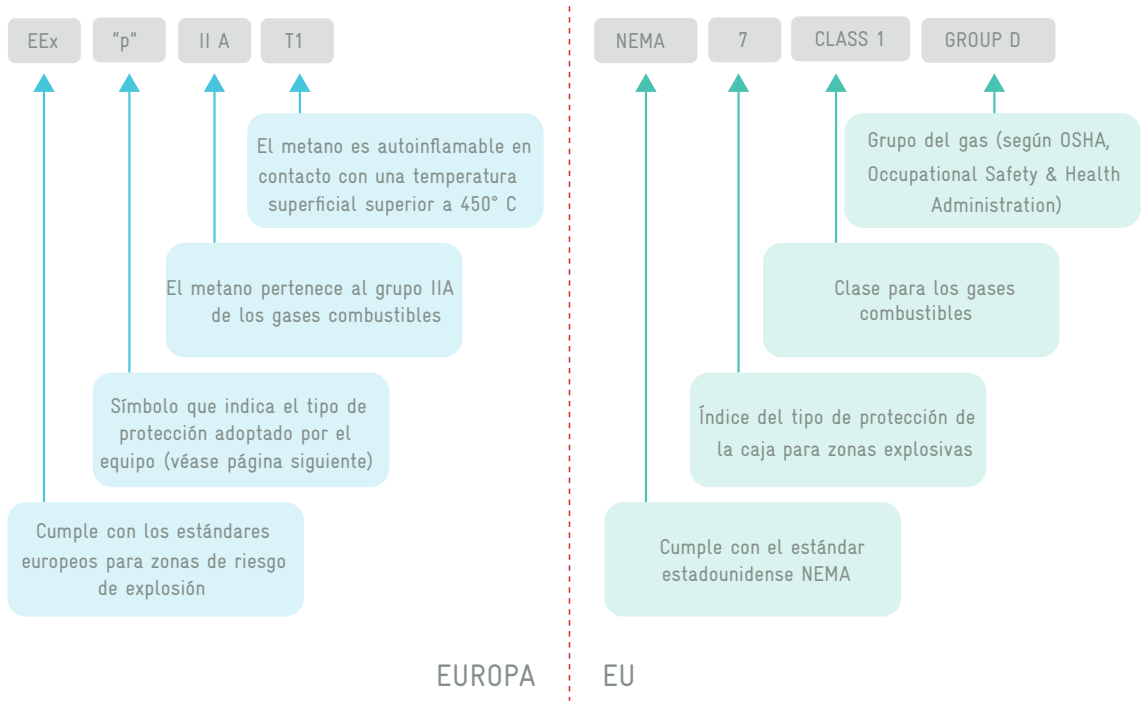
Una capa esférica con un radio de 2 metros alrededor de las partes del sistema no clasificadas como selladas o herméticas se considera área de la zona 2, como las piezas del equipo de mezclado, conexiones, mirillas, registros de servicio. Finalmente, en el sistema de conducción de biogás del digestor, así como alrededor de la salida de las válvulas de sobrepresión, a un radio de 1 metro alrededor de estas partes del sistema el área se clasifica como zona 1.

9.3.2 Clasificación de equipamiento e instrumentación para zonas con riesgo de explosión

En cuanto a la especificación del equipo electromecánico e instrumentos, se utilizan principalmente dos codificaciones internacionales para clasificar los riesgos de explosión y la selección de equipos seguros para su prevención. Estas son la norma europea según IEC/CENELEC y la norma estadounidense NFPA-70 (NEC, art. 500) (Bradfer, 2002).

En zonas de riesgo con presencia de biogás se debe emplear la codificación indicada en la **figura 9.5.**

FIGURA 9.5 CLASIFICACIÓN DE LA EXPLOSIVIDAD DEL BIOGÁS SEGÚN NORMAS EUROPEA Y ESTADOUNIDENSE.



Fuente: Bradfer (2002).

9.3.3 Medidas de protección

Las normas y la ejecución de las medidas contra una explosión deben ser aplicadas de acuerdo con lo indicado por un estudio de análisis de riesgos como el HAZOP (Hazard and Operability Analysis). Según este estudio, las medidas de protección se clasifican en:

- Protección primaria contra explosión
- Protección secundaria contra explosión
- Protección constructiva contra explosión

Las medidas primarias de protección contra explosión tienen como objetivo evitar o restringir la formación de atmósferas peligrosas con potencial de explosión. Desde el punto de vista de la seguridad, esas medidas deben tener prioridad.

Las medidas secundarias buscan evitar la ignición de atmósferas peligrosas potencialmente explosivas. Antes de ponerlas en marcha es necesario definir las áreas con riesgo de explosión. Según la finalidad, las medidas secundarias pueden emplearse para proteger ya sea el interior o el exterior (el ambiente) de los equipos o instalaciones que contienen gas.

La protección contra explosión constructiva comprende medidas que restringen los efectos de una explosión a niveles inofensivos. El objetivo de esas medidas constructivas es, en el caso de una explosión en el interior de la planta de biogás, evitar consecuencias peligrosas para el ambiente. Eso puede lograrse construyendo algunos elementos de la planta con cierta resistencia a las explosiones y usando dispositivos cortallamas para proteger las partes de la planta que no sean resistentes contra explosiones.

Es recomendable la elaboración de un proyecto de seguridad para estipular las medidas de protección.

Por ejemplo, en la **figura 9.6** se observa una protección constructiva para una instalación de gasómetros de doble membrana.

FIGURA 9.6 PROTECCIÓN CONSTRUCTIVA PARA GASÓMETROS DE DOBLE MEMBRANA.

Fuente: IBTech (2010).

9.3.4 Fuentes de ignición

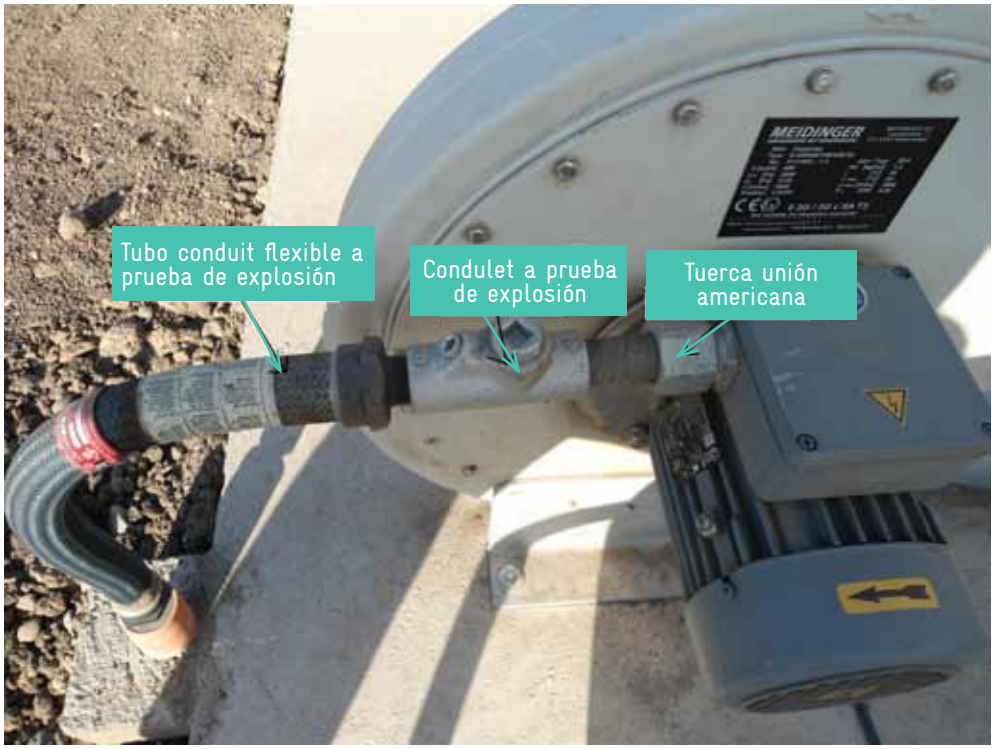
La explosión de una mezcla gaseosa explosiva sólo ocurre cuando se suministra una determinada energía de ignición, la cual depende, en esencia, de la composición de dicha mezcla. La autoignición también depende de la composición de la mezcla. La temperatura mínima de autoignición de una mezcla explosiva de aire y metano es de aproximadamente 595° C.

Entre las fuentes de ignición se destacan las siguientes:

- Las superficies calientes [T > 500° C (turbocompresor)]
- Las llamas expuestas (fuego, llamas, brasas)
- Chispas de origen mecánico (labores de esmerilado, corte, molienda)
- Chispas de origen eléctrico (las operaciones de arranque y paro de motores, contactos sueltos o flojos, las corrientes de compensación; falla a tierra, inducción magnética, conexiones de protección catódica)
- Las reacciones exotérmicas (la ignición espontánea de polvos)
- Rayos
- Descargas electrostáticas diversas (descarga de piezas conductoras cargadas)
- Las ondas electromagnéticas [entre 10 000 Hz y 3 000 000 000 000 Hz (HF)]
- Transmisores de radio, máquinas de soldar
- Fuentes de radiación láser
- Radiación ionizante (rayos X, emisiones radiactivas)
- Ondas ultrasónicas
- La compresión adiabática

En la **figura 9.7** se muestra un ejemplo de instalación eléctrica a prueba de explosión para un ventilador axial que suministra aire a un gasómetro de doble membrana.

FIGURA 9.7 INSTALACIÓN ELÉCTRICA A PRUEBA DE EXPLOSIÓN.



Fuente: IBTech (2011).

9.3.5 Protección contra rayos

Todas las partes del sistema de aprovechamiento de biogás deben estar dotadas de un sistema de protección contra descargas atmosféricas. En la **figura 9.8** se presenta un ejemplo para protección contra rayos, con tres pararrayos circundando un gasómetro.

FIGURA 9.8 EJEMPLO DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA UN GASÓMETRO.

Fuente: HYDRO INGENIEUR (2015).

El sistema de protección contra descargas atmosféricas debe ser proyectado e instalado atendiendo las exigencias establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 (SENER, 2012). Por ejemplo, las varillas de tierra, malla de alambre y registros de tierra deben colocarse fuera de la zona con riesgo de explosión. Los conectores eléctricos no deben ser instalados en zonas con riesgo de explosión clasificadas como zona 0. En zona 1 sí pueden instalarse los conectores, aunque aislados por medio de registros condulet antillama, cerrados en la parte superior e inferior y sellados con cemento "chico". En áreas con riesgo de explosión clasificadas como Zona 2, los conectores eléctricos pueden ser instalados sin restricción.

9.4 NORMATIVA DE SEGURIDAD

En México hay una ley y tres normas que regulan aspectos de seguridad laboral, que son las siguientes:

- Ley Federal del Trabajo – Términos de seguridad laboral en general, regulados por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2015)
- NOM-026-STPS-2008
- Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB/2002
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 (SENER, 2012)

La NOM-001-SEDE-2012 establece los requisitos y las condiciones mínimas necesarias para instalaciones eléctricas en sus diferentes fases, como la generación, transmisión, distribución y consumo. Su objetivo es hacer que las instalaciones eléctricas sean seguras y se garantice la protección y la salud de todos los profesionales que intervienen en acciones físicas, con la interferencia directa o indirecta, en servicios o instalaciones eléctricas. Esa norma debe ser considerada en las etapas de proyecto siguientes: construcción, montaje, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

La Ley Federal del Trabajo, en su caso, dispone los requisitos mínimos para la gestión de la seguridad y salud en el trabajo contra los factores de riesgo de accidentes provenientes de actividades productivas diversas, aunque actualmente no hay un capitulado que regule de manera concreta el trabajo en instalaciones de biogás; sin embargo, sí la seguridad en instalaciones donde fluyen materiales peligrosos (STPS, 2008).

En esta ley se establecen sobre todo las responsabilidades del empleador y del trabajador en cuanto a relaciones laborales y de seguridad en el trabajo.

9.5 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

La prevención contra incendios consiste en evitar la ocurrencia de fuego, utilizando ciertas medidas básicas que implican la necesidad de conocer, entre otros, los aspectos siguientes:

- Las características del fuego
- Las hojas de seguridad de los materiales
- Las causas de los incendios
- El estudio de los combustibles

En caso de incendio es importante que se combata de manera eficaz para reducir al mínimo sus consecuencias.

En plantas de aprovechamiento de biogás los incendios podrán ocurrir a partir de las fuentes citadas en seguida:

- Biogás con metano como componente combustible (reactores/digestores anaerobios, tubería de transporte del biogás, unidades de almacenamiento del biogás, etc.)
- Aislamiento térmico de edificaciones y equipos, cuando los haya
- Instalaciones eléctricas sin aislamiento
- Aceite de lubricación de los equipos
- Materiales inflamables, sustancias auxiliares o peligrosas
- Materiales de envase (papel usado, polines y pallets de madera, etc.)

La prevención del incendio se basa en el análisis de las condiciones que posibilitan el surgimiento de un foco de conflagración. A continuación se resumen algunos principios de prevención:

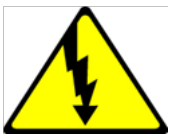
- Sistematización y planificación de la prevención
- Seguridad contra riesgos: la planta debe ser proyectada de forma que su operación y mantenimiento no induzca riesgos de accidentes. El mantenimiento de las plantas debe ser preventivo para reducir en lo posible el deterioro de las instalaciones y los equipos que impliquen riesgo de incendio
- Evaluación de riesgos inevitables
- Combate del riesgo en el origen
- Consideración del factor humano
- Consideración de las técnicas más modernas
- Eliminación o reducción de posibles riesgos
- Capacitación de los operadores

9.6 SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD

En esta sección se presentan las principales señales que deben emplearse en plantas de biogás. Cabe destacar que los trabajadores han de recibir capacitación para comprenderlas.

De conformidad con Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB-2011, que se refiere a las señales y avisos para protección civil, así como la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, que se refiere a los colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, se han preparado las **tablas 9.5, 9.6** y **9.7.**

TABLA 9.5 SEÑALIZACIÓN DE PROHIBICIÓN Y AVISO DE PELIGRO.

SEÑALES DE PROHIBICIÓN			
	Prohibición de acceso a personas no autorizadas		Prohibición de producción de fuego
SEÑALES DE AVISO DE PELIGRO			
	Área con materiales inflamables o combustibles		Área con sustancias corrosivas
	Piso resbaloso		Área con presencia de sustancia tóxica
	Área con riesgo de explosión		Área con presencia de sustancias oxidantes y comburentes
	Área con riesgo de descarga eléctrica		Superficie caliente

Fuente: Poder Ejecutivo y Secretaría de Gobernación (2011); y STPS (2008).

TABLA 9.6 SEÑALIZACIÓN DE EMERGENCIA Y COMBATE A INCENDIO.

SEÑAL DE SALUD Y RESCATE/EMERGENCIA			
	Ruta de evacuación.		Primeros auxilios
	Camino a una salida de emergencia		Camino a una escalera de emergencia
	Punto de reunión		Regadera de emergencia
	Ubicación de lavaojos		Zona de seguridad
SEÑAL DE COMBATE A INCENDIO			
	Manguera contra Incendio		Teléfono de emergencia
	Extintor		Dispositivo de activación de alarma
	Ubicación de equipo de emergencia		Puesto de vigilancia

Fuente: Poder Ejecutivo y Secretaría de Gobernación (2011); y STPS (2008).

TABLA 9.7 SEÑALIZACIÓN DE OBLIGACIONES.

SEÑALIZACIÓN DE MEDIDAS OBLIGATORIAS EN LA PLANTA			
	Uso obligatorio de caso		Uso obligatorio de protección auditiva
	Uso obligatorio de botas de seguridad		Uso obligatorio de guantes
	Uso obligatorio de mascarilla o equipo de respiración autónoma		Uso obligatorio de arnés y cuerda de vida

Fuente: Poder Ejecutivo y Secretaría de Gobernación (2011); y STPS (2008).

9.7 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN PLANTAS DE BIOGÁS

Los proyectos estructurales deben considerar la necesidad de escotillas o boquillas para la instalación de equipo electromecánico (por ejemplo, mezcladores). Para aumentar la seguridad contra impactos de vehículos en unidades con riesgo de explosión se pueden implantar medidas administrativas como límites de velocidad en las vías de circulación o medidas constructivas como la instalación de estructuras anticolisión.

Las tuberías de biogás no enterradas deben tener estructuras de protección debidamente especificadas según el sitio de instalación.

En el caso de aislamiento térmico de algunas estructuras en la planta (por ejemplo, en los digestores anaerobios de lodo), el material utilizado debe ser de "inflamabilidad normal". Los materiales empleados alrededor de boquillas o registros donde puede haber atmósferas explosivas deben ser de tipo "no inflamable". Esta clasificación es abordada en la norma europea EN 13501-1 y en la estadounidense ASTM E-84. Los códigos y las clases de acuerdo con cada estándar se muestran en la **tabla 9.8.**

TABLA 9.8 CLASIFICACIÓN DE INFLAMABILIDAD DE MATERIALES.

LOCAL	NORMA	CLASE DE INFLAMABILIDAD	
		INFLAMABILIDAD	NO INFLAMABLE
Europa	EN 13501-1	C	B
EUA	ASTM E-84	II	I

Fuente: Probiogás (2015).

9.7.1 Ventilación de salas y edificios donde se maneja y almacena biogás

De acuerdo con la Agencia Alemana de Salud y Seguridad Ocupacional, las salas y los edificios para el manejo o almacenamiento de gas deben tener una ventilación eficaz (ventilación cruzada o en diagonal). La entrada del aire fresco en la sala debe colocarse en la parte baja de la planta, en tanto que la salida de aire de escape ha de instalarse inmediatamente debajo del techo.

Cada apertura de aire de entrada y de escape debe tener el área mínima indicada en la **tabla 9.9** (German Agricultural Occupational Health and Safety Agency, 2008).

TABLA 9.9 REQUISITOS DE VENTILACIÓN PARA SALAS QUE ALMACENAN BIOGÁS.

VOLUMEN DE GAS ALMACENADO (m^3)	AREA DE LA VENTILA (cm^2)
Hasta 100	700
Hasta 200	1000
Más de 200	2000

Fuente: German Agricultural Occupational Health and Safety Agency (2008).

9.7.2 Distancias de seguridad para instalaciones de biogás

Aparte de lo señalado ya en el capítulo 4 para la instalación de quemadores, la Agencia Alemana de Salud y Seguridad Ocupacional propone que para evitar el impacto mutuo en el caso de explosión, prevención de flameo de sistemas adyacentes en caso de incendio, y para la protección del almacenamiento de gas de los daños consecuenciales, como calentamiento a consecuencia de un incendio, se debe proporcionar una distancia de seguridad D_{safety} de por lo menos 6 metros en la dirección horizontal entre el almacenamiento de gas y los sistemas adyacentes, equipos o edificios (con una altura inferior a 7.5 m) que no pertenecen al sistema de biogás (German Agricultural Occupational Health and Safety Agency, 2008).

La distancia mínima entre el almacenamiento de biogás y un edificio que no pertenece a la instalación, con uno de ellos con una altura mayor a 7.5 metros (H_1), corresponderá a la fórmula siguiente (en metros):

$$D_{safety} = 0.4 \cdot H_1 + 3$$

La distancia mínima entre el almacenamiento de biogás y un edificio que no pertenece a la instalación, con ambos con alturas mayores a 7.5 m (H_1 y H_2 respectivamente), se calcula mediante la fórmula siguiente (en metros):

$$D_{safety} = 0.4 \cdot H_1 + 0.4 \cdot H_2$$

Finalmente, dentro del sistema de biogás, una distancia de seguridad de por lo menos 6 metros debe respetarse entre el almacenamiento de gas y la sala de instalación para los motores de combustión, calderas, etcétera, y entre el almacenamiento de biogás y el quemador. Si éste es abierto, se recomienda una distancia de al menos 15 metros.

La distancia de seguridad se mide desde las proyecciones verticales del borde del almacenamiento de biogás y de los edificios adyacentes.

Las distancias de seguridad se pueden reducir mediante coberturas de tierra, muros de seguridad o algún sistema de protección contra el fuego, los que deberán ser diseñados para tal fin.

Dentro de las zonas definidas por las distancias de seguridad se debe cumplir con lo siguiente:

a) No debe haber ningún almacenamiento de combustibles en cantidades superiores a 200 kg con sus respectivas medidas de protección.

b) No debe haber otros edificios ni calles públicas o caminos.

c) Se permiten rutas de transporte necesarias para la operación de la Instalación de biogás.

d) Se prohíbe todo tipo de máquina y actividad que pueda producir un riesgo a la integridad del almacenamiento de biogás sin las correspondientes medidas de protección.

e) No debe haber quema de biogás.

f) Se prohíbe todo tipo de fuego, llamas abiertas y fumar.

9.7.3 Reactores herméticamente cerrados

Los reactores considerados en esta sección son los anaerobios UASB y los digestores anaerobios de lodo.

Las boquillas para paso de tubería, las canalizaciones eléctricas y el paso de flechas de equipos electromecánicos (por ejemplo, flechas de mezcladores) deben ser ejecutados de forma que se garantice el cierre hermético del reactor. Esto puede realizarse por medio de sellos mecánicos a prueba de gases o del principio de sellado hidráulico.

Los reactores deben incluir un dispositivo de protección contra sobrepresión y contra vacío. Se recomienda el monitoreo de la presión de la fase gaseosa y del nivel de llenado de cada reactor.

9.7.3.1 Operación regular del sistema

Durante la operación regular del sistema no existe atmósfera explosiva en los reactores herméticamente sellados, ya que la concentración de oxígeno es menor a 11.6%. Tampoco hay peligro en la parte externa de los reactores, pues durante la operación regular no existe emisión de biogás.

Cabe destacar que las irregularidades de construcción (grietas en las paredes o losas de hormigón, cubiertas sin sellos, etc.) pueden generar riesgos aún en operación normal.

El monitoreo continuo del nivel de llenado de los tanques debe ser vinculado con las medidas preventivas. De esa forma, un nivel por encima del máximo establecido debe resultar en el apagado de las bombas de alimentación. En caso contrario, si se llegara a detectar nivel inferior al mínimo, los equipos de alivio de vacío abrirán con el ingreso consecuente de aire ambiental dentro del reactor. Tales accesorios deben ser desconectados automáticamente, lo mismo que los equipos electromecánicos no certificados para uso en áreas con riesgo de explosión.

Las siguientes son algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Inspección periódica de las instalaciones
- Verificación periódica de la hermeticidad
- Verificación diaria de fugas en escotillas y boquillas de transición (tubos, canalizaciones eléctricas, ejes de equipos, etc.)
- Verificación periódica del nivel de agua en los sellos hidráulicos (equipos de alivio de presión y vacío, etc.)
- Monitoreo en línea del nivel de agua de reactores y de la presión de gas
- Verificación anual del funcionamiento de la instrumentación

9.7.3.2 Mantenimiento del sistema

Durante el mantenimiento de los reactores puede ser necesario abrirlos para que ingrese personal. Debido a que durante tales maniobras se puede llegar a generar una atmósfera explosiva hay que evitar las fuentes de ignición. Debe utilizarse ropa, calzado y herramientas que no generen electricidad estática y que no produzcan chispas. Si el nivel de agua de los reactores se reduce por debajo de los equipos sumergibles, estos deben ser apagados.

A continuación se describen algunas medidas recomendadas para la reducción de riesgos durante operaciones de mantenimiento:

- Antes de abrir reactores herméticamente cerrados deben desconectarse los equipos instalados y la producción de biogás debe ser reducida al mínimo (por ejemplo, disminuyendo la alimentación de agua residual o lodo)

- En caso de conexión con otras unidades de tratamiento, la línea de biogás del reactor que deba recibir mantenimiento debe ser aislada de las demás unidades, de forma que no haya retorno de biogás

- Durante los trabajos debe garantizarse una ventilación adecuada y permanente

- Deben utilizarse equipos de protección personal que detecten por lo menos los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

- Deben usarse herramientas anti chispa, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario

- La hermeticidad debe revisarse después de concluir los trabajos de mantenimiento

- Los equipos instalados en el interior pueden ser reenergizados sólo hasta después de que concluyan los trabajos de mantenimiento

9.7.3.3 Fallo del sistema

Siempre hay la probabilidad de que el oxígeno entre en el sistema o que el biogás escape de él, por lo que debe definírsele en el estudio de análisis de riesgos. Por ello, durante la operación y el mantenimiento deben evitarse las fuentes de ignición.

Medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Inspección periódica de las instalaciones

- Conexión a tierra adecuada de los componentes instalados

- Instalaciones de protección contra descargas atmosféricas (pararrayos)

- Instalaciones de seguridad con accionamiento mecánico (válvula de cierre manual, etc.)

9.7.4 Gasómetros

9.7.4.1 Operación regular

Durante la operación regular no hay atmósfera explosiva en los gasómetros, pues la concentración de oxígeno es inferior a 11.6%. Tampoco hay peligro en la parte externa del gasómetro, ya que durante dicha operación no hay emisión de biogás.

Entre las medidas recomendadas para reducir riesgos se cuentan las siguientes:

- Inspección periódica de las instalaciones

- Verificación periódica de hermeticidad

- Monitoreo en línea de la presión operacional y establecimiento de una alarma de presión mínima y máxima admisible

9.7.4.2 Mantenimiento

La probabilidad de que haya emisiones de biogás durante las actividades de mantenimiento es elevada. Por ello, durante el mantenimiento del gasómetro no debe haber fuentes de ignición. Las consecuencias de una posible ignición serían significativas, puesto que es probable la presencia de personal en las proximidades y la ocurrencia de daños en las instalaciones.

Las siguientes son algunas medidas recomendadas para reducir los riesgos:

- Antes de iniciar actividades de mantenimiento deben cerrarse las tuberías corriente arriba y abajo

- En caso de ser necesario, el gasómetro debe ser vaciado o inertizado (con nitrógeno o dióxido de carbono)

- Durante los trabajos siempre debe haber ventilación adecuada y permanente

- Deben utilizarse equipos de protección individual que detecten, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

- Deben emplearse herramientas antichispas, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario

9.7.4.3 Fallo

En caso de no conformidad, es posible que el oxígeno entre en el sistema o, más aún, que el biogás escape. La probabilidad de este tipo de incidentes debe definirse en el análisis de riesgos. Hay que cuidar que durante la ejecución de maniobras de operación y mantenimiento no haya fuentes de ignición.

La entrada de aire en el sistema puede detectarse mediante una alarma por baja presión; el escape de biogás, por medio de una alarma por alta presión.

Las consecuencias de un posible incendio serían significativas debido al daño que sufrirían las instalaciones, independientemente de eventuales lesiones por la presencia de operadores en las proximidades (lo cual tal vez sería menos probable).

Entre las medidas recomendadas para reducir riesgos se hallan las siguientes:

- En caso de que haya espacios confinados alrededor de los gasómetros hay que garantizar una ventilación adecuada

- Los componentes eléctricos deben ser protegidos con sello y encuadrarse en la clasificación compatible con la zona de riesgo

- Ante el accionamiento de una alarma de presión por encima de la máxima admisible deben conectarse señalizadores ópticos/acústicos y a su vez desconectarse todos los equipos eléctricos

9.7.5 Tuberías de biogás

9.7.5.1 Operación regular

Deben evitarse atmósferas con riesgo de explosión tanto dentro como alrededor de las tuberías de biogás. La presencia de esas atmósferas dentro de los tubos puede evitarse si se mantiene el equilibrio entre el consumo y la producción de biogás, con lo que se evita la succión de aire del ambiente y, en consecuencia, de oxígeno.

Para evitar atmósferas con riesgo de explosión alrededor de los tubos hay que garantizar la hermeticidad de las instalaciones, la cual debe revisarse periódicamente.

No es necesario clasificar el interior de los tubos como área de riesgo cuando la presión de succión en la entrada de compresores se monitorea.

A continuación se presentan algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Monitoreo redundante en la succión de los compresores con paro de emergencia
- Monitoreo de la presión en los reactores herméticamente cerrados con función de alarma
- Monitoreo de la presencia de biogás en el interior de la tubería por medio de la medición de CH_4 y O_2, con función de cierre automático de la alimentación de biogás
- Verificación periódica de la hermeticidad con espuma y detectores de gases inflamables
- Inspección periódica y mantenimiento
- Capacitación de los operadores

9.7.5.2 Mantenimiento

La probabilidad de que se presenten emisiones de biogás durante los procedimientos de mantenimiento es elevada. En el desarrollo de las maniobras con este fin no debe haber fuentes de ignición. Las consecuencias de una posible ignición serían significativas, puesto que es probable la presencia de personal en las proximidades y la ocurrencia de daños en las instalaciones.

En seguida se enumeran algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Debe procurarse una ventilación adecuada durante los trabajos junto a tubos abiertos
- Deben utilizarse equipos de protección personal que detectan, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno
- Deben emplearse herramientas antichispa, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario.
- Conexión a tierra de los componentes instalados
- En caso necesario, los equipos deben ser humedecidos
- En caso de ser necesario, los tramos afectados deben ser inertizados (con nitrógeno) y la presión operacional debe reducirse a la presión atmosférica
- Intensificar las inspecciones después de concluir el mantenimiento
- En caso de daño estructural debe realizarse de nuevo una prueba de hermeticidad

9.7.5.3 Fallo

En caso de no conformidad, puede acontecer una caída de presión en el interior de la tubería. Si simultáneamente hay problemas con la hermeticidad o falta de agua en los sellos hidráulicos puede entrar aire ambiental en la tubería; mientras que, en caso de sobrepresión, el biogás escaparía hacia el exterior.

En el desarrollo de los procedimientos de mantenimiento no debe haber fuentes de ignición. Las consecuencias de un posible incendio serían significativas, debido a los daños en las instalaciones independientemente de eventuales lesiones que por la presencia de operadores en las proximidades (lo cual sería menos probable).

Entre las medidas recomendadas para reducir riesgos se hallan las siguientes:

- Procurar la ventilación adecuada de espacios confinados donde pasa tubería de gas
- Los equipos y conectores eléctricos no deben instalarse en zonas clasificadas, salvo cuando presenten certificación adecuada

9.7.6 Registros de condensado

Los registros de condensado deben ubicarse en sitios abiertos. Antes de abrir la trampa de condensado o su sello hidráulico hay que medir la concentración de gases para verificar la no peligrosidad de la atmósfera del lugar. Esa medida debe ser realizada solamente por operadores capacitados.

9.7.6.1 Operación regular

Durante el funcionamiento normal puede haber una atmósfera peligrosa debido a algún error en el diseño del sello hidráulico. Sin embargo, en general es raro encontrar una fuente de ignición en esta área.

El sello de agua debe diseñarse de manera que, después de una fuga de líquido de sellado debido a alguna sobrepresión, ésta vuelva a su condición inicial.

El nivel del sello hidráulico en el registro de condensado debe tener una inmersión cinco veces mayor a la presión de accionamiento de las válvulas de alivio de presión. Los sellos de agua deben revisarse con regularidad, y en cada revisión ha de verificarse el nivel de llenado.

Para la instalación de los registros de condensado debe considerarse el flujo de biogás, la presión operacional, la longitud y el diámetro de las tuberías.

A continuación se enumeran algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Ventilación natural para evitar la entrada de agua pluvial y de insectos
- Monitoreo del nivel de condensado en el registro
- Instalaciones eléctricas a prueba de gas
- Inspección diaria
- Prueba de hermeticidad anual con indicadores como espumantes con soplador desconectado
- Mantenimiento preventivo

9.7.6.2 Mantenimiento

Es probable que durante las labores de mantenimiento se detecte biogás en el ambiente. Por ello, en esos momentos no debe haber fuentes de ignición. Las consecuencias de un posible incendio serían significativas por la alta probabilidad de que haya operadores en las inmediaciones.

En seguida se presentan algunas medidas recomendadas para reducir de riesgos:

- Promover ventilación adecuada

- En caso necesario, los equipos deben ser humedecidos

- Deben utilizarse equipos de protección individual que detecten, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

- Deben emplearse herramientas antichispa, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario

- En caso necesario, los tramos afectados deben ser inertizados (con nitrógeno)

- Después del reinicio de operaciones las inspecciones deben intensificarse

9.7.6.3 Fallo

En caso de no conformidad podría escapar biogás, aunque la probabilidad de que eso suceda es baja. Si durante la operación y mantenimiento no hay fuentes de ignición, las consecuencias de un posible encendido serían poco significativas.

Entre las medidas recomendadas para reducir riesgos se cuentan las siguientes:

- Las instalaciones eléctricas deben corresponder a la clasificación de la zona

- Deben utilizarse equipos de protección individual que detectan, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

- Debe verificarse el nivel de llenado en los sellos de agua después del paro de emergencia de la planta

9.7.7 Unidad de desulfuración biológica

9.7.7.1 Operación regular

La concentración de oxígeno para el tratamiento de desulfuración biológica es significativamente inferior a 11.6%, por lo que no representa una atmósfera con riesgo de explosión. Durante la operación regular no debe haber fugas de biogás o entrada de aire no controladas. No hay fuente de ignición en el interior del ambiente de desulfurización.

A continuación se presentan algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

- Verificación regular de la hermeticidad del sistema de transporte de biogás

- Control de la inyección de aire regulada a través de la salida de biogás

- Monitoreo de contenido de oxígeno en el biogás

9.7.7.2 Mantenimiento

Durante el mantenimiento, puede ser necesario abrir el equipo de desulfurización, donde, en función de la entrada de oxígeno o escape de biogás, podría formarse una atmósfera explosiva. En consecuencia, durante la realización de maniobras de operación y mantenimiento se debe evitar cualquier fuente de ignición.

Las consecuencias de un posible incendio serían significativas debido al tránsito de operadores en las inmediaciones.

Entre las medidas recomendadas para reducir riesgos se hallan la siguientes:

• Antes de iniciar labores de mantenimiento deben cerrarse las tuberías corriente arriba y abajo

• Deben utilizarse equipos de protección individual que detecten, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

9.7.7.3 Fallo

En caso de no conformidad, es posible que el oxígeno entre en el sistema o, peor aún, que el biogás escape.

9.7.8 Unidad de cogeneración (CHP)

Es preciso destacar la diferencia entre el motogenerador ciclo Otto y el ciclo Diésel. En el caso del motogenerador de ciclo Diésel, al permitir la compensación de una reducción de poder calorífico del gas debido a la entrada de aire no deseado, una atmósfera explosiva puede pasar inadvertida. Los motogeneradores de ciclo Otto sin posibilidad de compensación resultarían en un paro automático con contenido de metano de 40% v/v, lo cual es significativamente mayor que el límite superior de explosividad del 16.5% v/v CH_4.

9.7.8.1 Operación regular

Durante la operación regular no hay atmósfera explosiva, si se considera que durante la operación con sobrepresión no hay entrada de oxígeno en el interior del sistema.

Las siguientes son algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

• Monitoreo en línea del contenido de metano en el biogás

• Monitoreo en línea del contenido de metano de la atmósfera en la sala del motogenerador, con control de la ventilación forzada y el accionamiento de alarma con paro de emergencia

• Instalación de válvulas cortallama, especialmente en el caso de motogeneradores de ciclo Diésel

• Pruebas de hermeticidad periódica de todas las unidades en la planta

• Monitoreo en línea de la presión en la alimentación del motogenerador

• Accionamiento del sistema de automatización de las válvulas de cierre rápido en caso de no conformidad

• Inspección regular en la instalación del motogenerador

9.7.8.2 Mantenimiento

Durante la realización de trabajos de mantenimiento pueden ocurrir fugas de biogás y formarse una atmósfera explosiva aledaña al motogenerador.

Algunas medidas recomendadas para reducir riesgos se presentan en seguida:

• Cierre de la línea de alimentación de biogás por medio de una válvula situada en el exterior del cuarto de operación

• Esperar el enfriamiento de las superficies calientes

• Utilizar equipos de protección individual que detecten, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

• Deben utilizarse herramientas antichispas, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario

• En caso necesario, los tramos afectados deben ser inertizados (con nitrógeno)

• Los trabajos de mantenimiento deben ser realizados solamente por operadores calificados y autorizados

• Pruebas de hermeticidad regulares en la planta

• Después de reiniciar la operación hay que intensificar las inspecciones

9.7.8.3 Fallo

En caso de no conformidad, la mezcla de gas del motogenerador y la ignición podrían propagar el fuego por la tubería de biogás. El riesgo debe ser mitigado por el proveedor del motogenerador; por ejemplo, con la sincronización de la apertura de las válvulas de la cámara de combustión.

La probabilidad de que se presente una atmósfera explosiva en el interior de las instalaciones del motogenerador es baja, siempre que haya ventilación forzada con factor de recambio de atmósfera suficientemente elevado. Por ejemplo, se recomienda una ventilación continua con seis renovaciones por hora según la norma estadounidense NFPA820/1999 (Bradfer, 2002).

9.7.9 Caldera y quemador de biogás

9.7.9.1 Operación regular

Durante la operación regular no debe generarse ninguna atmósfera peligrosa.

En seguida se enumeran algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

• Monitoreo en línea de la composición de biogás

• Monitoreo de la llama

• Control de la válvula de cierre rápido en la alimentación del quemador en caso de reducción de la flama, lo cual puede deberse a una reducción en el flujo de biogás o a la calidad del mismo, detectado por una reducción de temperatura

• Instalación de válvula cortallamas en la línea de alimentación

• El sistema de automatización debe prever el accionamiento de válvulas de cierre rápido en caso de que se presenten no conformidades

• Verificación periódica de la hermeticidad del sistema de transporte de biogás

9.7.9.2 Mantenimiento

Durante la realización adecuada de labores de mantenimiento no hay fuentes de ignición. En caso de que ocurra ésta, las consecuencias probables serían bajas.

A continuación se indican algunas medidas recomendadas para reducir riesgos:

• La válvula en la línea de biogás corriente arriba del quemador debe estar cerrada

• Deben utilizarse equipos de protección individual que detecten, como mínimo, los gases metano, oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno

• Deben utilizarse herramientas antichispas, ropa que no se cargue electrostáticamente y equipos de respiración autónoma, en caso necesario

• En caso necesario, los tramos afectados deben ser inertizados (con nitrógeno)

9.7.9.3 Fallo

En el caso de fallos, una válvula de cierre rápido vinculada al monitoreo de la flama permite evitar la emisión de gas. Se sugiere también que en el sistema de control se accione una alarma después de que ocurra un determinado número de intentos fallidos de ignición.

9.8 INSPECCIONES

La seguridad del sistema de biogás debe revisarse antes y durante la operación, así como después de modificaciones en su configuración. Profesionales capacitados deben realizar las inspecciones. Todas éstas deben llevarse a cabo y documentarse de forma adecuada; por ejemplo, por medio de protocolos de inspección. La documentación de una inspección debe contener el objeto y el tipo de inspección, el nombre del inspector y la fecha de su realización. Además, debe presentar una posición clara, desde el punto de vista de la seguridad, y si hay reservas sobre la continuación del funcionamiento de la planta.

Además de las verificaciones citadas a continuación, hay que considerar medidas de protección contra explosión recomendadas por los diversos fabricantes del equipo.

9.8.1 Inspecciones antes de la entrada en operación

La planta de biogás debe revisarse en cuanto a la hermeticidad antes de su entrada en operación. Por lo menos 10% de los tubos enterrados o soldados en el área deben ser sometidos a una inspección por radiación antes de entrar en funcionamiento.

Antes de colocar sistemas de biogás en funcionamiento, en los componentes de la planta se deben realizar todas las pruebas en frío y pruebas de funcionamiento de acuerdo con las indicaciones de los fabricantes. Esto ha de observarse especialmente en el caso de equipos de gran importancia para la seguridad. Además, todos los sellos de agua con función de protección contra sobrepresión y vacío deben llenarse, y los equipos de colección de condensado deben ser vaciados.

Después se debe llenar la línea con gas inerte o biogás. Si se emplea este último, momentáneamente puede ocurrir una atmósfera con riesgo de explosión en la red de tuberías. Por consiguiente, hay que garantizar que la atmósfera sea eliminada con seguridad. Para el proceso de llenado de las tuberías debe haber una cantidad suficiente de boquillas y válvulas de cierre, considerándose el llenado de tramos parciales de la línea.

Las inspecciones mínimas necesarias antes de la entrada en operación se indican en la **tabla 9.10** Todas las inspecciones debe realizarlas la empresa contratista, con supervisión de un responsable calificado de la compañía operadora.

TABLA 9.10 INSPECCIONES ANTES DE LA ENTRADA EN OPERACIÓN.

OBJETO DE LA INSPECCIÓN	DESCRIPCIÓN	INSPECTOR
Sistema completo	Inspección visual de daños, existencia de la documentación exigida e identificación de tuberías y áreas de riesgo	Profesional calificado
Seguridad de los sitios de trabajo contra explosiones	Verificación de la documentación, de la relevancia y concreción del proyecto de protección contra explosión	Profesional calificado
Materiales y equipos eléctricos en áreas bajo riesgo de explosión	Estado adecuado en cuanto al montaje, instalación y funcionamiento	Profesional calificado
Equipos de seguridad	Inspección de los equipos de seguridad en cuanto a la eficacia y capacidad de reacción	Profesional calificado
Registros y sus componentes	Calificación (comprobación del fabricante); verificación del funcionamiento de los registros	Profesional calificado
Estado de las soldaduras de la tubería de gas	Muestreo de 10% al menos	Empresa especializada y certificada
Tubería de gas, incluso registros y sus componentes	Inspección de la presión por detectores de gas o ensayo de presión	Profesional calificado

Fuente: DWA-M 212 (2008).

Todas las inspecciones también pueden ser realizadas por organismos verificadores o de inspección autorizados. La exigencia de inspección de toda la planta y su hermeticidad no se restringe a la fase de puesta en marcha, sino también a los posibles trabajos de mantenimiento o modificaciones importantes a la infraestructura.

9.8.2 Inspecciones periódicas

El tipo, alcance e intervalos de las inspecciones periódicas deben definirse con base en el análisis de riesgos realizado por el empleador. En la **tabla 9.11** se presentan datos de referencia que, junto con las indicaciones de los fabricantes, sirven de recomendación para la definición interna de los controles.

Todas las inspecciones también pueden ser realizadas por órganos de inspección autorizados.

TABLA 9.11 INSPECCIONES PERIÓDICAS.

OBJETO DE INSPECCIÓN	DESCRIPCIÓN	PLAZO
Sistema completo	Inspección visual para identificar daños y olor del gas	Semanalmente
Equipos de seguridad, identificación de los equipos	Inspección visual de dispositivos hidráulicos contra sub y sobrepresión; inspección de los dispositivos de seguridad e identificación de los equipos en relación a la eficacia y al tiempo de respuesta	Semanalmente / Anualmente
Registros y sus componentes	Verificación del funcionamiento de los equipos de paro	Mensualmente
Tubería de gas, incluso registros y componentes	Inspección de los empaques por detectores de gas o agentes espumantes	Bianual
Sensores de gas	Inspección de funcionamiento	Anualmente
Gasómetro	Inspección conforme a la guía técnica DWA-M 376 "Normas de seguridad para gasómetros de membrana"	
Sistema de protección contra descargas atmosféricas (rayos)	Inspección de daños y corrosión de los cables de conexión a tierra, resistencia de la red de tierra	Conforme a la clase de protección contra rayos de la instalación; anualmente como mínimo
Materiales y equipos (eléctricos) en áreas de bajo riesgo de explosión	Estado adecuado en cuanto al montaje, instalación y funcionamiento	Cada tres años como máximo

Fuente: DWA-M 212 (2008).

Las inspecciones exigidas deben ser documentadas por el responsable de la planta en un protocolo de inspección adecuado.

Además de las verificaciones del buen funcionamiento de los equipos, la planta entera debe ser inspeccionada regularmente o, como mínimo, cada cuatro años. La experiencia práctica recomienda reducir ese periodo a 2 años.

9.8.3 Inspecciones después de reparaciones

Después de que el fabricante realice reparaciones de componentes protegidos contra explosión se recomienda asegurar que el equipo nuevamente cumpla con las características que exige un componente a prueba de explosión. Si no es así, el componente no conforme deberá ser reemplazado por uno nuevo.

9.9 MONITOREO

9.9.1 Monitoreo de la composición del biogás

La composición del biogás debe revisarse por medio de la medición regular del contenido de metano y oxígeno (véase la sección 9.6.3) conforme al plan de seguridad. El contenido de dióxido de carbono brinda información adicional para evaluar el estado operacional.

La medición de concentraciones traza de otros gases puede llevarse a cabo mediante un muestreo.

9.9.2 Monitoreo del aire en edificaciones y pozos de visita

Para evaluar el riesgo que conlleva un incendio causado por biogás acumulado o expelido, al ingresar en el área de riesgo hay que realizar regularmente mediciones del contenido de metano y oxígeno utilizando detectores portátiles. Según el caso, se puede prescindir de la medición de las concentraciones de oxígeno cuando se usen detectores de atmósfera explosiva.

En las edificaciones y otras áreas en las que haya alto riesgo deben instalarse detectores fijos dotados de alarma acústica o luminosa que se disparen cuando se alcancen determinadas concentraciones de gas.

9.9.3 Medición de gases combustibles

Las concentraciones de metano y otros compuestos orgánicos en el biogás se obtienen por la medición del calor de reacción (tonalidad térmica) generado en la combustión catalítica con aire. La aplicabilidad de este método se limita a bajas concentraciones de metano (hasta 5%, aproximadamente). El método no es específico para el metano, ya que también detecta otros compuestos orgánicos inflamables. Se basa en el mismo principio de los metanómetros o explosímetros ofertados en el mercado y que se utilizan para detectar atmósferas explosivas.

Concentraciones más elevadas de metano exigen métodos diferentes; por ejemplo, por medio de la determinación de la conductividad térmica. La conductividad térmica del biogás es medida y comparada con la conductividad de un gas de referencia. Sin embargo, la medición de la conductividad térmica del metano puede sufrir interferencia debido a la presencia de otros componentes orgánicos en el biogás.

Por ello, sea en aplicaciones fijas o portátiles, hay que dar preferencia a los analizadores de gases por infrarrojo, en especial los dedicados a la medición de la concentración de metano.

Para cualquiera de los tres casos, los equipos y las estructuras pueden ser dotados con sensores de valor límite, los cuales emiten una alarma cuando se alcanzan determinadas concentraciones.

9.9.4 Medición del oxígeno

En el análisis del oxígeno ocurre una oxidación catalítica en el interior de una celda galvánica. La energía eléctrica generada varía conforme con el contenido de oxígeno, el cual sirve de parámetro de medición. Este principio de medición se utiliza principalmente en aparatos portátiles. La celda de medición tiene una vida útil limitada y debe remplazarse después de cierto número de mediciones o cuando se almacena en un ambiente no exento de oxígeno.

Otro método, basado en las propiedades paramagnéticas del oxígeno, es particularmente adecuado para análisis continuos en equipos de medición estacionarios.

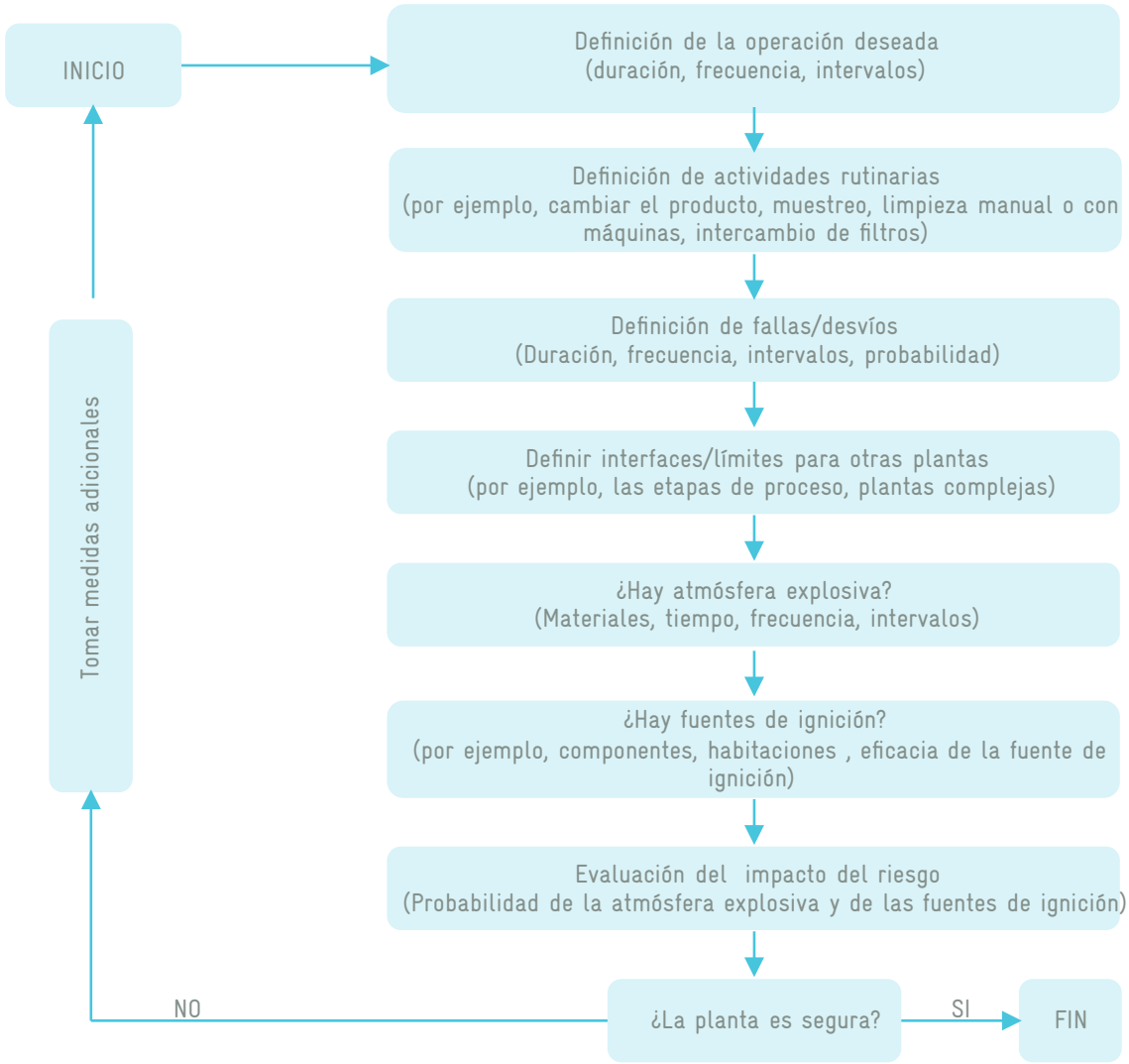
9.10 EVALUACIÓN Y GESTIÓN DE RIESGOS

Los riesgos de accidentes en plantas de biogás deben gestionarse por medio del PPA. Pero, en general, deben manejarse de forma que se permita el uso del biogás como fuente de energía, de forma eficaz y con menor impacto al medio ambiente, al mismo tiempo que se garantice la seguridad de los trabajadores. El documento de análisis de riesgos y el PPA deben revisarse y actualizarse periódicamente a fin de incluir nuevas situaciones de riesgo que se hayan identificado. Así se perfecciona la operación de la planta, ya que se garantiza que sea segura y conforme a la legislación pertinente. La identificación de los riesgos debe utilizar la técnica cualitativa APP (análisis preliminar de peligro), también conocida como APR (análisis preliminar de riesgo), que tiene como objetivo identificar los peligros presentes en las instalaciones que pueden causar efectos indeseables. Este procedimiento puede ser adoptado para nuevas instalaciones o bien, para unidades ya en operación, donde se fomenta la revisión de los procedimientos de seguridad existentes.

La elaboración de la APP se inicia con la reunión de todos los proyectos, datos e informaciones sobre la unidad en estudio. Se puede basar también en revisiones ya realizadas de plantas similares.

La técnica APP se observa en la **figura 9.9.**

FIGURA 9.9 ANÁLISIS DE RIESGOS.



Fuente: Probiogás (2015).

Todo el proceso de evaluación y gestión de riesgos debe estar debidamente documentado en el PPA. El objetivo de la documentación de la evaluación de seguridad es suministrar un registro permanente de los resultados finales, argumentos y pruebas que demuestren que los hábitos del personal asociados a la implementación de un sistema de seguridad han disminuido los riesgos a un nivel tolerable.

Además de describir el resultado de la evaluación de seguridad, la documentación debe contener un resumen de los métodos empleados, los riesgos identificados y las medidas de minimización que han de adoptarse y que deben atender a los criterios de evaluación de la seguridad. El registro de riesgos siempre debe estar incluido.

La documentación debe prepararse con suficiente detalle para que cualquier persona que la lea pueda entender no sólo qué decisiones se tomaron, sino también cuáles fueron las justificaciones para la clasificación de riesgos como aceptables o tolerables. Es importante incluir en la documentación los nombres de las personas que participaron del proceso de evaluación de riesgos.

En resumen, una gestión eficaz defiende la salud, la seguridad y el bienestar de los trabajadores al reducir riesgos y aumentar la protección contra lesiones o enfermedades resultantes de la actividad profesional.

9.10.1 Matriz de prevención de riesgos

Con fines ilustrativos se presenta a continuación una matriz de evaluación de riesgos para una instalación de biogás:

FIGURA 9.10 MATRIZ DE RIESGOS PARA UNA INSTALACIÓN DE BIOGÁS.

		NIVEL DEL RIESGO				
SEVERIDAD DE LAS CONSECUENCIAS* / FRECUENCIA / PROBABILIDAD		Insignificante	Menor	Moderado	Mayor	Catastrófica
	Humanas	Daño insignificante. Primeros auxilios	Daño menor. Primeros auxilios	Daño severo. Reversible	Daño severo, irreversible. Una sola muerte.	Muertes múltiples
	Ambientales	Daño insignificante a nivel local.	Daño a nivel local.	Reversible, daño menor fuera del sitio.	Reversible, daño severo fuera del sitio.	Daño severo irreversible fuera del sitio (con efectos durante 10 años)
Altamente probable (aprox. una vez al año)	$> 10^{-1}$	Moderado	Alto	Alto	Extremo	Extremo
Probable (aprox. una vez cada 100 años)	10^{-3} a 10^{-1}	Moderado	Moderado	Alto	Alto	Extremo
Improbable (aprox. una vez cada 10,000 años)	10^{-5} a 10^{-3}	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	Alto
Extremadamente improbable (aprox. una vez cada millón de años)	$< 10^{-5}$	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Alto

Fuente: Adaptado de ETPIS (2010).

En esta matriz, el nivel de riesgo asociado depende tanto de la probabilidad de ocurrencia del evento como de la severidad de sus consecuencias. Por ejemplo, si las consecuencias humanas y ambientales son muy bajas y la probabilidad de que suceda el evento también, el nivel de riesgo asociado en la tabla es “bajo”. Por el contrario, si las consecuencias son catastróficas y la probabilidad de que suceda el evento es muy alta, el nivel de riesgo “es extremo”.

La probabilidad del riesgo debe calcularse utilizando una historia de datos lo más amplia posible utilizando una función de distribución de probabilidades adecuada (distribución de Weibul, por ejemplo).

OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS PARA EL USO DE BIOGÁS EN MÉXICO 10

En esta sección se abordan de manera general las oportunidades, los desafíos y las perspectivas del uso del biogás en las PTAR en México, las cuales muestran viabilidad para emplearlo en la generación de energía eléctrica y térmica. Esto es relevante y trascendente debido a que México ha firmado el Acuerdo de París con fines de reducción de los GEI y el biogás es una fuente de energía limpia, cuyo uso contribuirá de forma importante a alcanzar las metas que el gobierno mexicano se ha trazado para el año 2030.

Por otra parte, en un futuro es necesario atender los aspectos legales de uso y manejo de biogás para que estén acordes con los compromisos de nuestro país en el concierto de las naciones en materia de reducción GEI.

A la fecha de esta publicación, en México no hay regulación específica respecto al uso y manejo de biogás. En el Anexo B se indican las normas nacionales relacionadas con el tema que podrían servir como referencia para generar la norma que regule la producción y aprovechamiento del biogás para producir energía.

Independientemente de lo anterior, hay evidencias contundentes que indican que la vía anaerobia para tratar aguas residuales es la mejor opción para el caso de México y Latinoamérica: aunque el biogás no se utilice, la reducción en GEI y los mejores resultados en análisis de ciclo de vida (ACV) muestran que esa es la opción tecnológica que debe privilegiarse en el futuro.

10.1 CONTEXTO

En los países de América Latina los sistemas de tratamiento de aguas residuales municipales fueron implantados originalmente por razones de higiene y saneamiento. Sin embargo, dada la necesidad de lograr su sostenibilidad en el largo plazo, los objetivos deben ir más allá de la mera protección de la salud pública y la calidad del medio ambiente. Hoy en día es necesario reducir los impactos negativos sobre los recursos naturales, optimizar el uso de energía y agua, reducir la generación de residuos y permitir que los nutrientes regresen a los cultivos.

La selección de la tecnología de tratamiento de aguas residuales no debe basarse principalmente en aspectos técnicos o económicos, sino que ha de ser el resultado de la integración de las actividades tecnológicas, económicas, sociales y medioambientales que la rodean, en busca de oportunidades de reutilización de aguas residuales y de generación de energía, en la medida de lo posible (Noyola *et al.*, 2012).

Es necesario destacar que el sector de tratamiento de aguas residuales tiene la responsabilidad de contribuir a la reducción de los GEI y el consumo total de energía. Lograr esta meta requiere un diagnóstico preciso, y nuevos instrumentos de análisis son necesarios para que las dependencias gubernamentales y las empresas en el sector de aguas residuales puedan enfrentar mejor el desafío de reducir su huella de carbono, al tiempo que mejoran la sostenibilidad ambiental y económica de los proyectos relacionados con este tema.

El Acuerdo de París es un acuerdo dentro la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) que establece medidas para la reducción de las emisiones de GEI mediante la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a los efectos del Calentamiento Global. El acuerdo fue negociado durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21) por los 195 países miembros y adoptado el 12 de diciembre de 2015.

El 22 de abril del año 2016, el Secretario General de la ONU anunció que 175 países habían firmado el Acuerdo de París sobre Cambio Climático. Puesto que estos 175 países se adhirieron, el acuerdo es finalmente vinculante y su aplicabilidad será desde el año 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kioto.

La importancia de este hecho radica en el compromiso de México, país que suscribió el acuerdo para reducir los GEI, cuyas características se observan en la **figura 10.1.**

FIGURA 10.1 GASES DE EFECTO INVERNADERO.

OBJETO DE INSPECCIÓN		POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL GWP100*	VIDA MEDIA EN LA ATMÓSFERA (AÑOS)	FUENTE O USO
Bióxido de carbono	CO_2	1	>200	Quema de combustibles fósiles
Metano	CH4	28	12	Producción y uso del gas natural y descomposición orgánica
Óxido nitroso	N_2O	265	121	Fertilización de suelos
Gases F	CFC -11	4 660	45	Refrigerante y propelente
	HCFC - 22	1 760	11.9	Refrigerante comercial
	HFC 23	12 400	222	Subproducto en el fabricación del HCFC-22
	HFC -134a	1 300	13.4	Aires acondicionados automotrices
	SF_6	23 500	3 200	Aislante eléctrico
Carbono negro	BC	900	algunos días	Quema de combustibles pesados (diesel, combustóleo, biomasa)

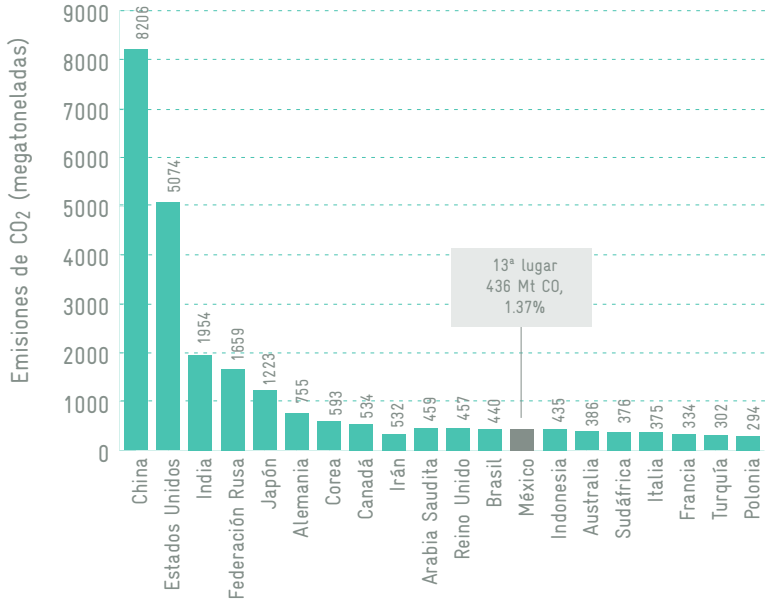
**GWP Global Warming Potential, calculado a 100 años*

Contaminantes climáticos de vida corta (gases o compuestos cuya vida media es por lo general menor a 20 años.

Fuente: Gobierno de la República (2015).

México genera aproximadamente 1.37% de las emisiones globales de dióxido de carbono (CO_2), según se observa en la **figura 10.2**

FIGURA 10.2 CONTRIBUCIÓN DE MÉXICO A LAS EMISIONES DE CO_2 EN EL AÑO 2012.



Fuente: IEA (2015).

10.1.1 Compromisos de México

Los acuerdos de México son voluntarios y no condicionados, y se apegan a los objetivos, instrucciones y prioridades establecidas en la Ley General de Cambio Climático, así como a los acuerdos asumidos en la CMNUCC. Los compromisos de México respecto a la reducción de GEI se ratificaron en marzo del 2016 y se muestran en la **figura 10.3.**

En este sentido, una aportación relativamente pequeña, pero importante para lograr las metas de México para el año 2030 la constituye el uso de biogás y biomasa en general para la producción de energía, por lo que se considera necesario definir una política pública que promueva de manera decisiva, mediante los apoyos financieros que se requieran, el uso de biogás en las PTAR que en identificaron en el capítulo 1 como de viabilidad importante.

FIGURA 10.3 COMPROMISO DE MÉXICO PARA REDUCCIÓN DE LOS GEI.

Meta GEI: -22%

	LÍNEA BASE				Emisiones en $MtCO_2e$ META al 20130 NO Condicionada	
	2013	2020	2025	2030	2030	Δ
TRANSPORTE	148	185	205	229	181	-21%
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	126	143	181	202	139	-31%
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	26	27	27	28	23	-18%
PETROLEO Y GAS	87	123	132	137	118	-14%
INDUSTRIA	141	154	177	202	194	-4%
AGRICULTURA Y GANADERÍA	80	88	90	93	86	-8%
RESIDUOS (sólidos urbanos y aguas residuales)	31	40	45	49	35	-28%
USCUSS (Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura)	33	32	32	32	-14	-144%
EMISIONES DIRECTAS	672	792	888	973	762	-22%

*CN = 900 CO_2

Fuente: Gobierno de la República (2015).

10.2 LA DIGESTIÓN ANAEROBIA COMO LA VÍA MÁS SUSTENTABLE

Es innegable que el optar por esquemas de tratamiento con base en sistemas anaerobios contribuirá a la reducción de GEI, aunque la energía química contenida en el biogás no se aproveche.

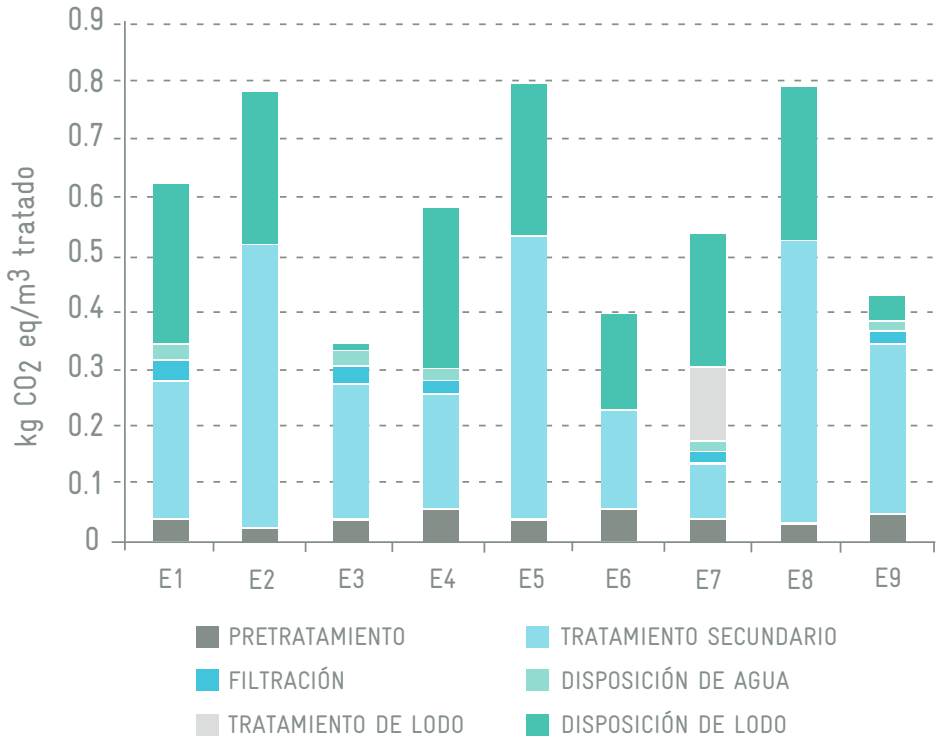
Aunque las plantas de tratamiento de aguas residuales son concebidas como un servicio ambientalmente favorable que ayuda a la sustentabilidad, la realidad es que estos sistemas generan impactos ambientales que deben ser identificados y cuantificados para que, a partir de la información obtenida, puedan tomarse decisiones ambientalmente responsables o bien, diseñar estrategias de mejora del desempeño ambiental en los trenes de tratamiento de aguas residuales.

La mejor herramienta para la evaluación ambiental integral de las tecnologías de tratamiento de aguas residuales es el análisis de ciclo de vida (ACV). El ACV es una metodología que evalúa los efectos ambientales que tienen productos o servicios desde la extracción de la materia prima hasta la disposición final de sus subproductos y residuos, tomando en cuenta todos los vectores implicados (aire, agua, suelo). Se trata de una herramienta normada bajo la serie ISO 14040 e ISO 14044 (Noyola *et al.*, 2013).

Estudios recientes hechos para México y América Latina indican que la adopción de la vía anaerobia para tratar aguas residuales de carácter doméstico, típicamente con reactores UASB, es la que se debe privilegiar por sus mejores resultados según un ACV.

Por ejemplo, las investigaciones realizadas por el Instituto de Ingeniería de la UNAM y graficadas en la **figura 10.4** indican la conformación de los efectos sobre el cambio climático para las diferentes etapas del proceso de tratamiento en nueve distintos escenarios (nueve trenes de tratamiento distintos identificados como E1 a E9), desde el pretratamiento hasta el manejo de lodos (Noyola *et al.*, 2013):

FIGURA 10.4 EFECTO DE DISTINTAS OPERACIONES UNITARIAS EN EL CAMBIO CLIMÁTICO.



Fuente: Noyola *et al.*(2013).

De acuerdo con este estudio, los resultados correspondientes a lagunas de estabilización son los que presentan mayores impactos debido a las emisiones de metano que se generan en las lagunas anaerobias (barras rojas). Asimismo, los escenarios que muestran también impactos importantes son los que implican la tecnología de lodos activados en su versión aireación extendida, debido a la emisión de CO_2 producido en la generación eléctrica utilizada en el proceso de tratamiento para alimentar los sopladores del tanque de aireación, principalmente.

Una gran oportunidad que se detecta es utilizar estos resultados como la base para la conformación típica de trenes de proceso y operaciones unitarias incluidas en un árbol de decisión, que en última instancia será la herramienta que permita la toma de decisiones más sostenibles desde el punto de vista medioambiental y técnico-económico.

Los autores consideran que las bases están bien definidas para que pueda establecerse una política pública que oriente y remita a los distintos actores de la sociedad mexicana a estas opciones, en las que la digestión anaerobia de aguas residuales y lodos con la intención de usar la energía del biogás juega un papel de importancia suprema.

Más aún, a la fecha existen ya indicadores claros que permiten definir de forma cuantitativa los procesos que en una PTAR alcanzan un mejor desempeño en la reducción de emisiones de GEI.

Noyola y sus colaboradores compararon cinco distintos escenarios respecto de una línea base en los que se utilizan distintos trenes de proceso respecto a su capacidad de mitigación de GEI (Noyola *et al.,* 2016). En su estudio, definen la línea base como aquella donde se siguen utilizando las mismas prácticas de mercado y toma de decisiones en aspectos tecnológicos como hasta ahora se ha venido haciendo en México. Luego, definieron distintos escenarios de mejora, que en este documento se identifican como:

- Escenario A2030. El tratamiento de 100% de las aguas residuales en México para el año con fines de cumplimiento de la agenda nacional del agua 2030 (agenda 2030)

- El escenario B1, que contempla el uso exclusivamente de procesos aerobios

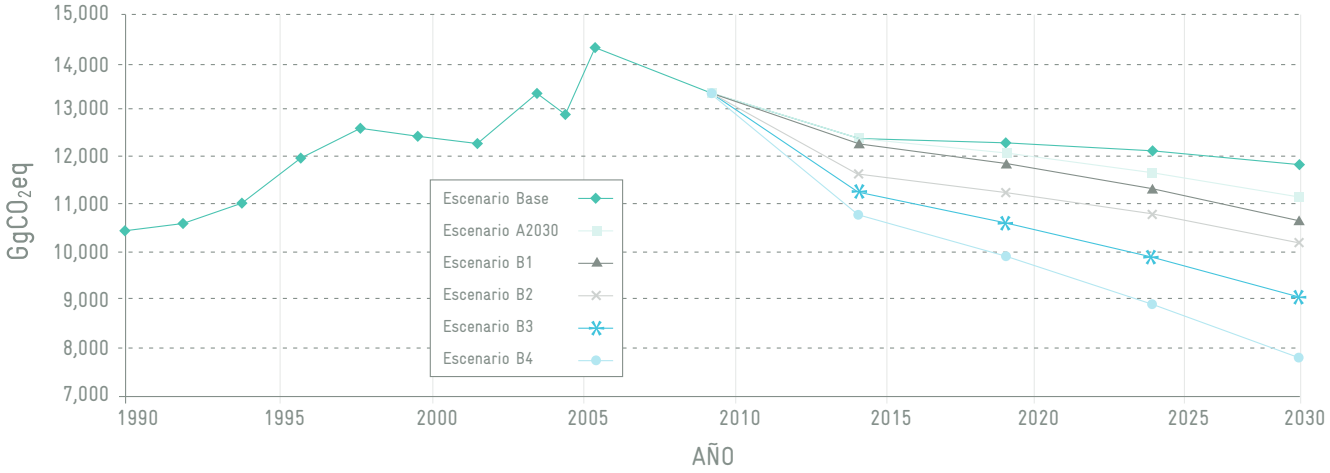
- El escenario B2, que contempla procesos acoplados anaerobio-aerobio y quema de biogás. En éste, sólo 75% del metano generado en la fase anaerobia es recuperado; el 25% restante se oxida en un 50% en el proceso aerobio subsecuente, lo cual implica que 12.5% del metano llega finalmente a la atmósfera

- El escenario B3, que contempla el anterior, pero es más ambiciosos porque contempla que la totalidad del metano disuelto en el agua tratada se recupera y quema

- Finalmente, el escenario B4, más objetivo, contempla el mismo caso que el escenario B2, pero el biogás es utilizado en generación de energía eléctrica en plantas con capacidad superior a los 500 L/s

Los resultados de la comparación del efecto de mitigación se muestran en la **figura 10.5,** que es una adaptación del trabajo de Noyola y sus colaboradores.

FIGURA 10.5 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS CON FINES DE EMISIÓN DE GEI EN PTAR EN MÉXICO.



Fuente: Adaptado de Noyola et al. (2016).

Conforme con lo anterior, al planear nuevas instalaciones de tratamiento deben considerarse los resultados de éste y otros estudios en la materia para que, al hacer las elecciones correctas, puedan alcanzarse las metas de reducción de la descarga directa de aguas residuales sin tratar y, por otro lado, las de mitigación de las emisiones de GEI del sector tratamiento de aguas residuales.

Sin embargo, un desafío a futuro con fines de mitigación ha de contemplar que aún se necesitan importantes esfuerzos de investigación para desarrollar tecnologías de recuperación de metano disuelto que sean eficientes y de bajo costo, así como para lograr el uso de biogás en la generación de electricidad aún en pequeñas plantas de tratamiento. Como fuere, el reforzar la opción anaeróbica para la depuración de aguas residuales resultará en una menor huella de carbono del sector del tratamiento de aguas.

10.3 DESARROLLO DE LA NORMA DE USO DE BIOGÁS

La legislación en México en materia de producción de biogás como fuente de energía está aún por desarrollarse, y hay áreas de oportunidad para mejorar los métodos de medición, regulación, sanción y apoyo para la producción de biogás.

Como se indicó anteriormente, aún no existe una norma específica que regule el manejo y uso de biogás en México. Por esta razón, se considera que a corto plazo es necesario generar una norma que contenga todos os aspectos que involucra este tema, desde la conducción del biogás, su almacenamiento, su incineración, su tratamiento y su utilización, haciendo especial énfasis en aspectos de seguridad, ya abordados con amplitud en el capítulo 9.

Más adelante en el Anexo B se señalan de manera breve las normas mexicanas y las dependencias reguladoras que pueden tener relación con el tema y que eventualmente podrían ser de utilidad en la preparación de la norma mexicana de uso de biogás.

10.4 GENERACIÓN DE LOS ESTÁNDARES DE COMPETENCIA RELACIONADOS CON EL BIOGÁS

Un desafío no menor en este tema es la generación de distintos estándares de competencia que permitan la profesionalización de los ingenieros, técnicos y operadores involucrados en el diseño, operación y mantenimiento de los sistemas de manejo y uso de biogás en las PTAR en México.

Estos estándares deberían generarse y acreditarse dentro del Sistema Nacional de Competencias (SNC) de la Secretaría de Educación Pública (SEP), conforme con las directrices del CONOCER, que hoy en día es el ente regulador de la emisión de los estándares de competencia (EC) laboral en México.

A priori se sugiere el desarrollo de los siguientes estándares de competencia, mismos que pueden desglosarse si así se juzga necesario:

- Estándar de competencia para el diseño de instalaciones de biogás (conducción, almacenamiento y quemado)
- Estándar de competencia para el diseño de sistemas de eliminación de H2S y humedad del biogás
- Estándar de competencia para la operación de sistemas de generación de energía eléctrica y térmica a partir de biogás
- Estándar de competencia para la verificación de seguridad en instalaciones de manejo y uso de biogás

REFERENCIAS GENERALES

AGRAWAL, L.K., HARADA, H., OKUI, H., 1997. *Treatment of Dilute Wastewater in a UASB Reactor at a Moderate Temperature: Performance Aspects.* Journal of Fermentation and Bioengineering.

ALEMANHA, 2002. *Diretriz Técnica Alemã para controle da Poluição Atmosférica - TA Luft: Primeiro Regulamento Administrativo Geral da Lei Alemã de Contra Imissões*. Alemanha: Diário Oficial Ministerial da Alemanha.

ANDREOLI, C.V., VON SPERLING, M., FERNANDES, F., 2010. *Lodos de esgoto: tratamento e disposicao final*. 4th ed. Bello Horizonte: Universidad Federal de Minas Gerais.

ANP, 2015. *Resolução no. 8, de 30 de enero de 2015*. DOU 2.2.2015. Agencia Nacional del Petróleo.

APPELS, L., BAEYENS, J., DEGREVE, J., DEWIL, R., 2008. Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge. *Progress in Energy and Combustion Science*. 34.

ASUE, 2005. *BHKW-Kenndaten. Module Anbieter Koster*. Stadt Krankfurt Am Main. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.

ATV-DVWK-A 131E, 2000. *Dimensioning of Single-Stage Activated Sludge Plants* [en línea]. Hennef Germany: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. Disponible en: http://www.dwa.de/dwa/shop/produkte.nsf/1E5CF27C17A02967C125753C00334FAB/$file/vorschau_ATV-DVWK-A_131E.pdf.

BARBOSA, V., STUETZ, R.M., 2005. *Treatment of hydrogen sulfide in biofuels. En: Lens P, Westermann P, Haberbauer M, Moreno A. Biofuels for fuel cells: renewable energy from biomass fermentation*. Londres: IWA Publishing.

BAUER, F., HULTEBERG, C., PERSSON, T., PERSSON, T., 2013. *Biogas upgrading* [en línea]. Malmö: Review of commercial technologies-Svenskt Gastekniskt Center AB. Disponible en: http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC270.pdf.

BEGA, E.A., DELMEÉ, G.J., COHN, P.E., BULGARELLI, R., KOCH, R., FINKEL, V.S., 2011. *Instrumentação industrial*. 3rd ed. Rio de Janeiro: Interciência.

BEIL, M., 2008. *Biogasaufbereitung zu Biomethan. Atas do 6° Diálogo de Hanau*. Kassel: ISET Institut für Solare Energieversorgungstechnik na Universitätsgesellschaft Kassel e.V.

BELLI, F., 2001. *Tratamento de odores em sistemas de esgotos sanitários. En Chernicharo, Carlos Augusto L. (Coordenador). Póstratamento de efluentes de reactores anaeróbios.* Prosab 2. Belo Horizonte.

BISCHOFSBERGER, W., DICHTL, N., ROSENWINKEL, K.H., SEYFRIED, C.F., BOHNKE, B., 2005. *Anaerobtechnik*. Heidelberg, Berlin: Springer-Verlag.

BRADFER, J.M., 2002. *Riesgos y seguridad en el manejo de biogás en una planta de tratamiento de aguas servidas*. Memorias del XXVIII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental (AIDIS), México.

BRAUN, R., WELLINGER, A., 2002. *Potential of Co-digestion* [en línea]. IEA Bioenergy. Disponible en: http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publi-task37/Potential%20of%20Codigestion%20short%20Brosch221203.pdf.

CABRAL, B., 2016. *Avaliação da produção de biogás para fins energéticos em reatores anaeróbios tratando esgoto sanitário. Dissertação (mestrado)*. Florianópolis: Programa de Pós-graduação em Engenharia Ambientall - Universidad Federal de Santa Catarina.

CABRAL, B., PLATZER, C., CHERNICHARO, C., HOFFMANN, H., BELLI FILHO, P., 2016. *Avaliação do biogás produzido em reatores UASB em ETE.* [en línea]. Jaraguá do Sul, SC, Brazil: XX Exposição de Experiências Municipais em Saneamento. Disponible en: http://sistema.trabalhosassemae.com.br/repositorio/2016/10/anais/ANAIS_20_EEMS_ASSEMAE.pdf.

CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, 2015. *Ley Federal del Trabajo. Reforma del 12-06-2015*. México: Diario Oficial de la Federación.

CHAMY, R., VIVANCO, E., 2007. *Potencial de biogás. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para generación de biogás*. Santiago de Chile: GTZ-CNE.

CHERNICHARO, C.A., 1997. *Reatores Anaeróbios*. 1st ed. Bello Horizonte, Brasil.: Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental. Universidad Federal de Minas Gerais.

CHERNICHARO, C.A., 2007. Reactores anaeróbios. En: *Principios del tratamiento biológico de aguas residuárias*. Bello Horizonte: Departamento de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Universidad Federal de Minas Generales. p. 380.

CHERNICHARO, C.A., ALMEIDA, P.G.., COUTO, T.C., SOUZA, C.L., BORGES, J.M., 2009. M. *Contribuição para a melhoria do projeto e da operação de reatores UASB tratando esgotos domésticos: gerenciamento da escuma. En: Anais do 25o Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental*. Recife PE.

CHERNICHARO, C.A., STUETZ, R.M., 2008. Improving the design and operation of UASB reactors for treating domestic wastewater: Management of gaseous emissions. *X Latin American Workshop and Seminar on Anaerobie Digestion*. pp. 504–512.

CIEEMAD-IPN, 2013. *Diagnóstico de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales mayores de 100 L/s y determinación de estrategias y criterios para mantener en operación la infraestructura de tratamiento*. Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Instituto Politécnico Nacional.

CONSTANT, M., NAVEAU, H., NYNS, E.J., FERRERO, G.L., 1989. *Biogas end-use in the European community*. England: Elservier Science Publisher.

DAVID, A.C., 2002. Secagem térmica de lodos de esgoto. Determinação da umidade de equilíbrio. Dissertação (Maestrado em Energia). Programa de Interunidades de Pós- graduação em Energia- PIPGE (EP/FEA/IEE/IF). Universidade de São Paulo, Sao Paulo.

DOF, 2015. *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos*. Diario Oficial de la Federación.

DWA-A 216, 2015. *Energiecheck und Energieanalyse – Instrumente zur Energieoptimierung von Abwasseranlagen*. Hennef: DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

REFERENCIAS GENERALES

DWA-M 212, 2008. T*echnische Ausrüstung von Faulgasanlagen auf Kläranlagen*. Abril 2008. Hennef: DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

DWA-M 361, 2011. *Aufbereitung von Biogas*. DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

DWA-M 363, 2010. *Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen*. Noviembre 2010. Hennef: DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

DWA-M 380, 2009. C*o-Vergärung in kommunalen Klärschlammfaulbehältern, Abfallvergärungsanlagen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen.* Hennef: DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

EPA-WERF, 2012. *Evaluation of Combined Heat and Power Technologies for Wastewater Facilities*. Georgia.: Brown and Caldwell for Water Columbus Works. Environmental Protection Agency and Water Environment Research Foundation.

ETPIS, 2010. Biogas - *Safety and Regulations. Summary of the workshop*. European Technology Platform on Industrial Safety.

FNR, 2006. *Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Leipzig: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V.

FNR, 2010. *Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização*. Leipzig: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe eV.

FNR, 2013. *Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung*. Leipzig: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe eV.

GERMAN AGRICULTURAL OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY AGENCY, 2008. Safety rules for biogas systems.

GLÓRIA, R.M., 2009. Estudo dos processos de formação, acumulação, emissão e oxidação de sulfato de hidrogénio em reactores UASB tratando esgotos domésticos. Dissertação (Maestrado em Saneamento). Belo Horizonte Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais.

GMI, 2015. *Biogas Wastewater Assessment Technology Tool (BIOWATT)* [en línea]. Global Methane Initiative. World Bank. Disponible en: https://www.globalmethane.org/sectors/index.aspx?sector=ww.

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA, 2015. *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020-2030.* México.

GONZÁLEZ SÁNCHEZ, A., FLORES MÁRQUEZ, T., REVAH, S., MORGAN-SAGASTUME, J.M., 2013. Enrichment and cultivation of a sulfide-oxidizing bacteria consortium for its deploying in full-scale biogás desulfurization. *Biomass and Bioenergy*. 66.

GRANDE, C.A., 2011. *Biogas Upgrading by Pressure Swing Adsorpti*on. Oslo Norway: SINTEF Materials and Chemistry.

HAGMANN, M., 2008. *Faulgas reinigung vor der Gasverwetung in Blockheizkraftwerken*. Neuhausen auf den Fildern: Palestra do workshop da DWA 'Energieoptimiertung und BHKWs'.

HARASEK, M. 2001. *Biomethane regions* [en línea]. Disponible en: http://biomethaneregions.cra.wallonie.be/img/download/TrainingTheTrainers_UK_Biogas_upgrading.pdf.

HARTWIG, P., GERDES, D., SCHREWE, N., 2010. *Energieautarker Kläranlagenbetrieb*. Hannover: Aqua consult Ingenieur GmbH.

HENZE, M., VAN LOODSTRECHT, M., EKAMA, G., BRDJANOVIC, D., 2008. *Biological Wastewater Treatment. Principles, Modelling and Design*. IWA Publishing.

HICKS, T.G., 2012. *Handbook of Energy Engineering Calculations*. McGraw-Hill.

HOFMANN, F., PLÄTTNER, A., LULIES, S., SCHOLWIN, F., URBAN, W., BURMEISTER, F., 2005. *Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Leipzig: Forschungsvorhaben im Auftrag der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V.

HOHMANN, R., 2004. *Siloxanos no biogás - métodos de separação; palestra no Encontro do Biogás da ATV-DVWK em Berlim.*

IEA, 2015. CO2 *emissions from fuel combustion*. Paris: International Energy Agency.

IEA BIOENERGY, 2000. *Biogas Flares. State of the Art and Market Review* [en línea]. Disponible en: https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiAtNbj1rTMAhXE5SYKHdXpDBgQFgglMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.iea-biogas.net%2Ffiles%2Fdaten-redaktion%2Fdownload%2Fpubli-task37%2FFlaring_4-4.pdf&usg=AFQjCNEbeVlMI2H9vUzDXQ-iK5wwQ10lRQ.

IGU, 2011. *Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality*. International Gas Union.

II-UNAM, 2013. *Evaluación de las condiciones físicas y de operación de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales con capacidad menor a 100 L/s y formulación de las estrategias para optimizar su funcionamiento. Instituto de Ingeniería*, Universidad Nacional Autónoma de México.

IPCC, 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 6: Wastewater Treatment and Discharge*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

ISET, 2008. Biogasaufbereitung zu Biomethan. Atas do 6° Diálogo de Hanau. Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik na Universitätsgesellschaft Kassel e.V.

JORDÃO, Y., PESSOA, C., 2005. *Tratamiento de aguas residuales Domésticos*. 3rd ed. Río de Janeiro: ABES.

KELLER, J., HARTLEY, K., 2003. *Greenhouse gas production in wastewater treatment process selection is the major factor*. Water Science and Technology.

KIRK ENVIRONMENTAL LTD, 2009. Biodome Gasholders. A technical introduction.

LETTINGA, G., 1984. High-rate anaerobic waste-water treatment using the UASB reactor under a wide range of temperature conditions. *Biotechnology and Genetic Engineering Reviews*. 2, pp. 253–284.

LETTINGA, G., HULSHOF POL, L., ZEEMAN, G., 1996. Biological Wastewater Treatment. Part I: Anaerobic wastewater treatment. In: . Lecture Notes. Wageningen Agricultural University.

LOBATO, L.C., 2011. Aproveitamento energético de biogás gerado em reatores UASB tratando esgoto doméstico. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte.

METCALF & EDDY, 2003. *Wastewater Engineering - Treatment and Reuse*. 4th Ed. New York: McGraw-Hill Companies.

METCALF & EDDY, 2013. *Wastewater Engineering - Treatment and Resource* Recovery. 5th Ed. New York: McGraw-Hill Companies.

MINENERGIA, PNUD, FAO, GEF, 2011. Manual de biogás. Chile.

MINERGIA, GIZ, 2012. *Guía de planificación para proyectos de biogás en Chile. Proyecto Energías Renovables No Convencionales*. Ministerio de Energía y Cooperación Alemana al Desarrollo en Chile.

MORGAN SAGASTUME, J.M., LÓPEZ HERNÁNDEZ, J.E., 2013. Evaluación de opciones tecnológicas para el tratamiento integral de aguas residuales para el sector pecuario en México. Informe de proyecto. Instituto de Ingeniería, UNAM.

MORGAN-SAGASTUME, J.M., REVAH MOISEEV, S., NOYOLA ROBLES, A., 2001. Algunas tecnologías importantes para el tratamiento de H2S por vía fisicoquímica y microbiológica. *Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos*. 9–12, Septiembre Diciembre, pp. 207–215.

NBR 12209, N.B., 2011. Projeto de Estações de Tratamento de Esgoto Sanitário. Rio de Janeiro: ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas.

NOYOLA, A., CAPDEVILLE, B., ROQUES, H., 1988. *Anaerobic treatment of domestic sewage with a rotating stationary fixed-film reactor*. Toulose France: Water Research.

NOYOLA, A., MORGAN SAGASTUME, J.M., GÜERECA, L.P., 2013. *Selección de tecnologías para el tratamiento de aguas residuales municipales. Guía de apoyo para ciudades pequeñas y medianas*. Instituto de Ingeniería, UNAM.

NOYOLA, A., MORGAN-SAGASTUME, J.M., LÓPEZ-HERNÁNDEZ, J.E., 2006. Treatment of Biogas Produced in Anaerobic Reactors for Domestic Wastewater: Odor Control and Energy/Resource *Recovery. Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*. 5 (1), pp. 93–114.

NOYOLA, A., PADILLA-RIVERA, A., MORGAN-SAGASTUME, J.M., GÜERECA, L.P., HERNÁNDEZ-PADILLA, F., 2012. Typology of Municipal Wastewater Treatment Technologies in Latin America. *Clean – Soil, Air, Water.* 40 (9).

NOYOLA, A., PAREDES, M.G., SAGASTUME-MORGAN, J.M., GÜERECA, L.P., 2016. Reduction of Greenhouse Gas Emissions From Municipal Wastewater Treatment in Mexico Based on Technology Selection. Clean – *Soil, Air, Water.* 44 (9), pp. 1091–1098.

PAGLIUSO, J.D., PASSIG, F.H., VILLELA, L.C.H., 2002. *Odour treatment and energy recovery in anaerobic sewage treatment plants. En: VII Oficina e Simpósio Latino-Americano de Digestão Anaeróbia*. Mérida Yucatán, México: IWA/FEMISCA.

PARK, K.J., ANTONIO, G.C., OLIVEIRA, R.A., PARK, K.J.B., 2007. Conceitos de processo e equipamentos de secagem. [en línea]. Disponible en: http://www.feagri.unicamp.br/ctea/manuais/concproceqsec_07.pdf.

PERRY, R.H. GREEN, D.W., 1997. *Perry's chemical engineers' handbook*. 7th ed. New York: McGraw-Hill.

PERSSON, M., 2003. *Evaluation of Biogas Upgrading Technologies.* Review of commercial technologies-Svenskt Gastekniskt Center AB.

PERSSON, M., JÖNSSON, O., WELLINGER, A., 2006. *Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection* [en línea]. Malmö Aadorf: IEA Bioenergy Task 37-Energy from Biogas and Landfill Gas. Disponible en: http://www.businessregiongoteborg.com/download/18.37dc8386114072e4a2d80003405/1389235333763/upgrading_report_final.pdf.

PFEIFER, B., 2015. International Biogas Operating and Engineering Course. Trouble-shooting.

PIEROTTI, S.M., 2007. Avaliação da partida de reator anaeróbio de fluxo ascendente e manta de lodo (UASB), em escala real, sob condições hidráulicas desfavoráveis. Master's Dissertation. Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos.

PODER EJECUTIVO Y SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN, 2011. Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB/2011, Señales y avisos para protección civil. - Colores, formas y símbolos a utilizar.

POLSTER, A. BRUMMACK, J., 2005. *Preiswerte Biogasentschwefelung an Sekundärrohstoffen* [en línea]. Dresden: Institut für Verfahrenste chnik und Umwelttechnik da Universität Dresden. Disponible en: http://www.tvt-uvt.tu-dresden.de .

POSSETTI, G.R.C., 2013. *Medições em Tempo Real do Biogás Produzido em Reatores UASB Alimentados com Esgoto Doméstico*. Curitiba: Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental (ABES).

POSSETTI, G.R.C., JASINSKI, V.P., ANDREOLI, C.V., BITTENCOURT, S., CARNEIRO, C., 2012. *Sistema térmico de higienizacao de lodo de esgoto movido a biogás para ETEs de médio e pequeno porte.* XV Simpósio Luso-Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental. Belo Horizonte.

PROBIOGÁS, 2015. *Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto*. Brasilia, DF. Brasil: Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Ministerio de las Ciudades.

RANDS, M.B., COOPER, D.E., WOO, C.-P., FLETCHER, G.C., ROLFE, K.A., 1981. *Compost Filters for Removal from Anaerobic Digestion and Rendering Exhausts*. Journal (Water Pollution Control Federation).

RASI, A., VEIJANEN, A., RINTALA, J., 2007. *Trace compounds of biogas from different biogas production plants*. Energy.

RIRDC, 2008. *Assessment of Australian Biogas Flaring Standards* [en línea]. Rural Industries Research and Development Corporation. Australian Government. Disponible en: https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiB-Yn-urTMAhVD5SYKHURBCZYQFggbMAA&url=https%3A%2F%2Frirdc.infoservices.com.au%2Fdownloads%2F08-024&usg=AFQjCNGd4G7rdOktbCLRYNcB37PT43YTrg&cad=rja.

ROSA, A.P., SCHMIDT, A.D.U., BORGES, J.M., CHERNICHARO, C.A. de L., 2013. *Acumulação e remoção de escuma em reatores UASB: Estudo de Caso ETE Laboreaux - Itabira/MG*. Anais do 27° Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental.

ROSSOL, D., SCHMELZ, K.-G., HOHMANN, R., 2003. *Siloxane im Faulgas*. KA-Wasserwirtschaft Abwasser, Abfall.

RYCKEBOSCH, E., DROUILLON, M., VERVAEREN, H., 2011. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*. 35 (5), pp. 1633–1645.

SATTLER CENOTEC, 2015. Gasómetro para biogás.

SCHWEIGKOFLER, M. NIESSNER, R., 2001. *Removal of siloxanes in biogases*. Munich, Germany: Journal of Hazardous Materials.

SEMARNAT, 1993. *NORMA Oficial Mexicana NOM-053-SEMARNAT-1993, que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT, 2002. *NORMA Oficial Mexicana NOM-004-SEMARNAT-2002. Protección ambiental.- Lodos y biosólidos.-Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.* Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT, 2006. *NORMA Oficial mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT, 2012. *NORMA Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011. Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT y CONAGUA, 2015a. Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento (MAPAS). En: *Aplicación de Fuentes de Energía Renovable En PTARs Municipales* (Libro 22). México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT y CONAGUA, 2015b. Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento (MAPAS). En: *Introducción Al Tratamiento de Aguas Residuales Municipales* (Libro 25). México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT y CONAGUA, 2015c. Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento (MAPAS). En: *Diseño de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Municipales: Reactores Anaerobios de Flujo Ascendente* (Libro 28). México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SEMARNAT y CONAGUA, 2015d. Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento (MAPAS). en: *Diseño de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Municipales: Tratamiento Y Disposición de Lodos* (Libro 32). México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Comisión Nacional del Agua.

SENER, 2012. *Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización). Diario Oficial de la Federación*. Secretaría de Energía.

SILVA, T.C.F., POSSETTI, G.R.C., COELHO, S., 2014. *Avaliação da produção de energia potencial do biogás gerado no tratamento de esgotos domésticos*. Florianópolis: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.

SINGH, K.S., VIRARAGHAVAN, T., 1998. Start-up and operation of UASB reactors at 20°C for municipal wastewater treatment. EL *SERVIER Journal of Fermentation and Bioengineering*. 85, pp. 609–614.

SOARES, M., 2015. MSPC - *Informações Técnicas* [en línea]. Disponible en: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0530.shtml>.

SOERANU, G., SYED, M., FALLETA, P., BELANU, M., 2006. Removal of hydrogen sulfide from gas streams using biological processes - A review. *Canadian biosystems engineering*.

SOUZA, C.L., 2010. *Estudo das rotas de formação, transporte e consumo dos gases metano e sulfeto de hidrogênio resultantes do tratamento de esgoto doméstico em reatores UASB. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos.* Escola de Engenharia da UFMG: Bello Horizonte, UFMG.

STATISTISCHES BUNDESAMT, 2015. *Abwasser und Klärschlamm in Deutschland - Statistische Betrachtungen Teil 2: Klärgas, Rechen und Sandfanggut - Korrespondenz Abwasser.* USA.

STPS, 2008. *Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías*. México: Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

SUBTIL, E.L., ALVES CASSINI, S.T., GONCALVES, R.F., 2012. *Sulfate and dissolved sulfide variation under low COD/Sulfate ratio in Up-flow Anaerobic Sludge Blanket (UASB) treating domestic wastewater* [en línea]. Disponible en: http://www.redalyc.org/pdf/928/92823615011.pdf [Accessed 28 Apr 2016].

TUV, 2012. *Biogas to Biomethane Technology Review* [en línea]. Vienna University of Technology. Disponible en: bio.methan.at/sites/default/files/BiogasUpgradingTechnolgyReview_ENGLISH.pdf.

UNEP, 2009. *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia.* [en línea]. Disponible en: http://www.energyefficiencyasia.org/docs/hardcopies/EnergyGuideIndustryAsia.pdf.

URBAN, W., GIROD, K., LOHMANN, H., DACHS, G., ZACH, C., 2009. *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008* [en línea]. Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT. Disponible en: http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-94887.html.

USEPA, 2005. *Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) and User's Manual, Version 3.02. U.S. EPA. Office of Research and Development and Clean Air Technology Center*.

EPA/600/R-05-047. Washington D.C. US.: Enviromental Protection Agency.

VALENTE, V.B., 2015. *Análise de viabilidade económica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em Estações de Tratamento de Esgoto no Brasil*. Río de Janeiro: UFRJ/COPPE.

VAN HAANDEL, A., LETTINGA, G., 1994. *Tratamento anaeróbio de esgoto. Um manual para regiões de clima quente*. Campina Grande, Brasil: Universidad Federal de Paraíba.

VAN ZESSEN, E., 2010. Full-scale Experience with THIOPAQ Technology. An Elegant Way to Desulphurize Biogas.

VON SPERLING, M., 2005. *Principios del tratamiento de aguas residuárias*. 3rd ed. Bello Horizonte, UFMG.

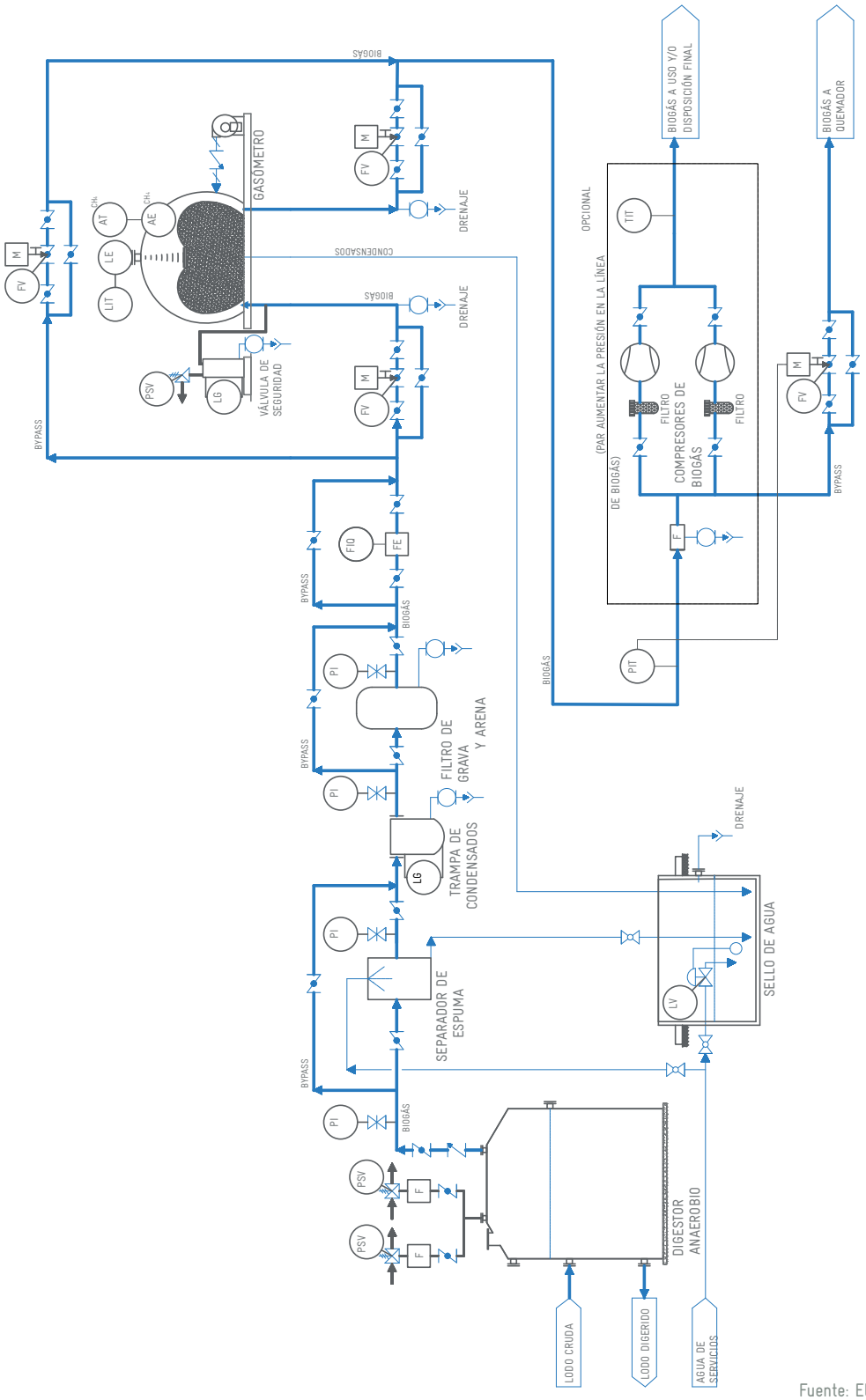
WALSH, J.L., ROSS, C.C., SMITH, M., HARPER, S., WILKINS, W.A., 1988. *Biogas Utilization Handbook*. US Environment, Health and Safety Division. Gerogia Tech Research Institute.

WEF, 1999. *Wastewater Treatment. Water Environment Federation USA. Manual of Practice 8*. USA.

WELLINGER, A., LINDBERG, A., 2000. *Proceedings of Biogas Event 2000: Kick-off for a Future Deployment of Biogas Technology*. Eskilstuna, Sweden.

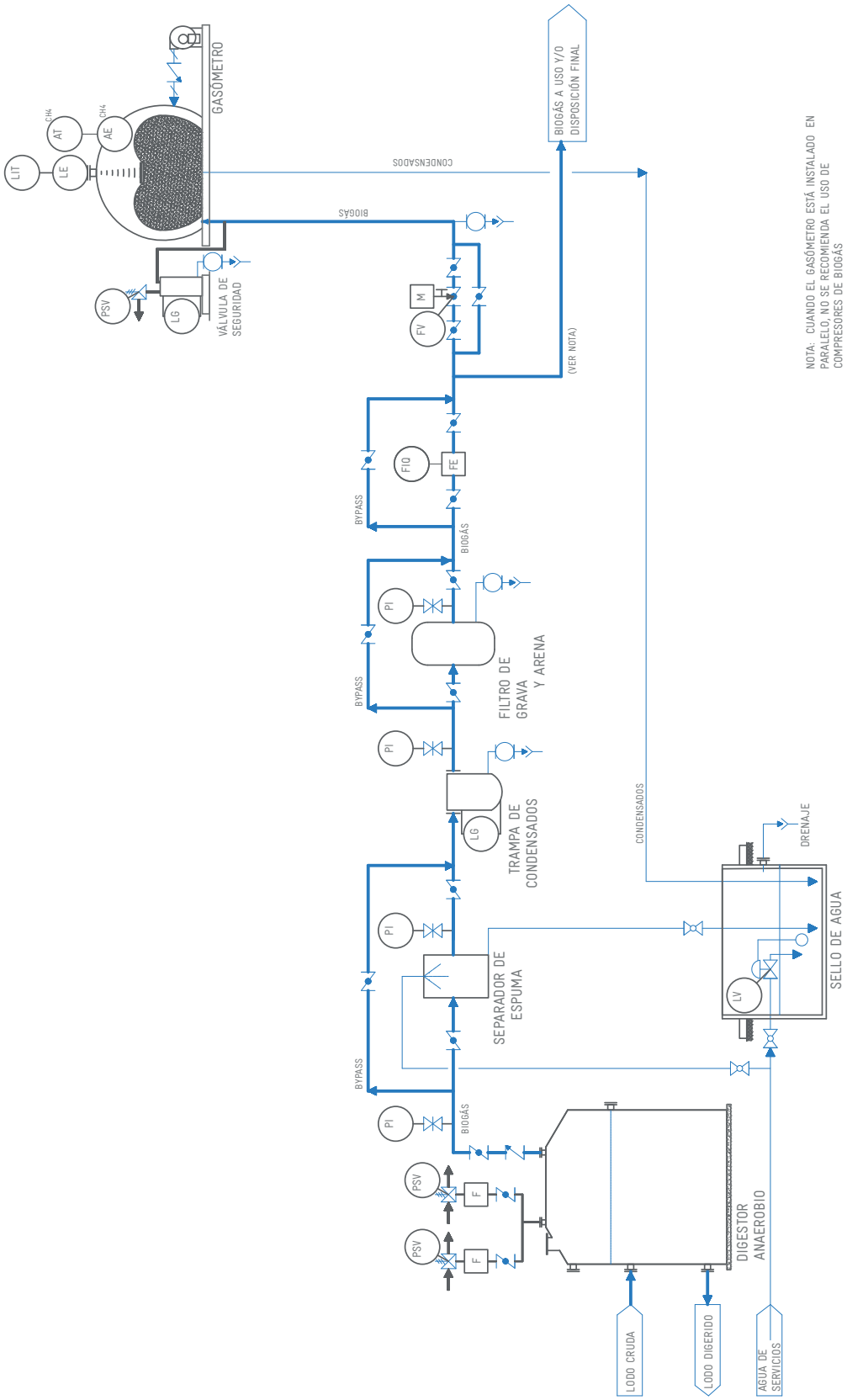
WHELESS, E., PIERCE, J., 2004. *Siloxanes in Landfill and Digester Gas Update* [en línea]. San Antonio Texas: Proceedings of the 27th SWANA Landfill Gas Symposium. Disponible en: http://scsengineers.com/wp-content/uploads/2015/03/Pierce_2004Siloxanes_Update_Paper.pdf.

FIGURA A.1 DIAGRAMA DE PROCESO SIMPLIFICADO DE UN GASÓMETRO INSTALADO EN SERIE.



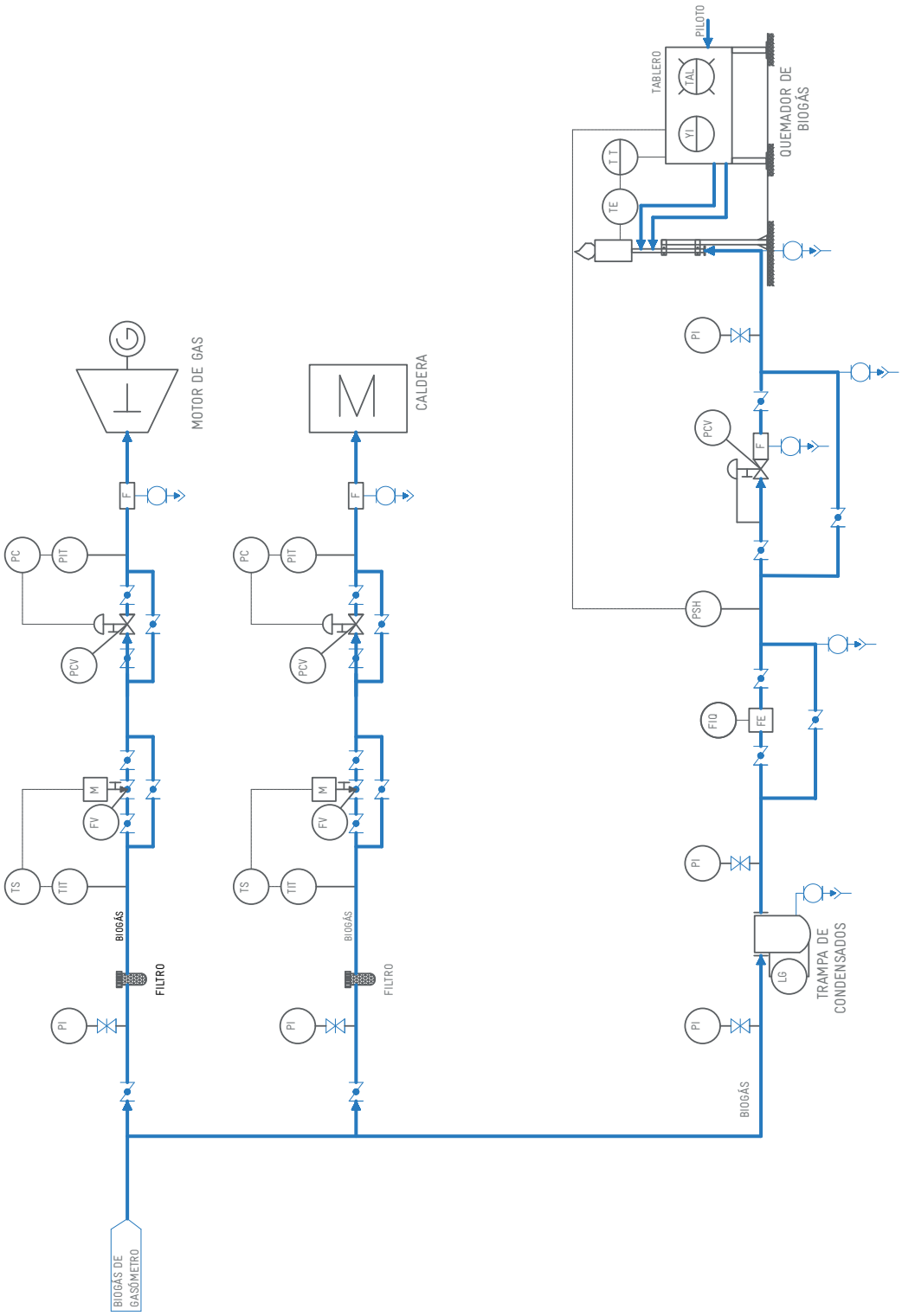
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA A.2 DIAGRAMA DE PROCESO SIMPLIFICADO DE UN GASÓMETRO INSTALADO EN PARALELO.



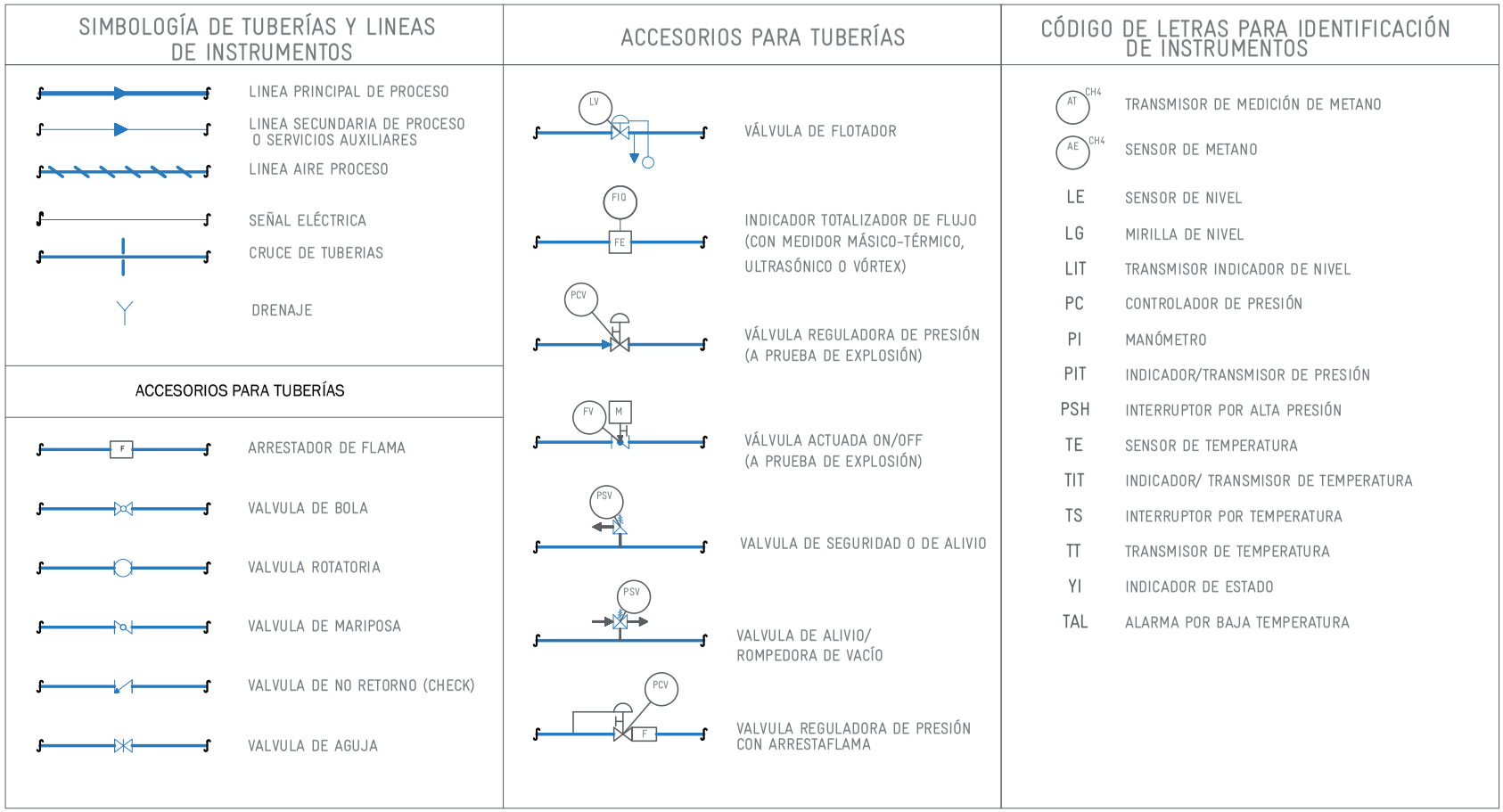
Fuente: Elaboración propia.

FIGURA A.3 DIAGRAMA DE PROCESO SIMPLIFICADO DE LAS INSTALACIONES DE DIVERSOS USOS DEL BIOGÁS.



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA A.4 SIMBOLOGÍA.



Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B.

A continuación, se señalan de manera breve las normas mexicanas y las dependencias reguladoras que pueden tener relación con el tema de aprovechamiento energético de lodos de PTAR y que eventualmente podrían ser de utilidad en la preparación de la norma mexicana de uso de biogás.

B.1 ENTIDADES REGULADORAS

La producción de biogás y sus usos son regulados por organismos gubernamentales, de acuerdo con las funciones para las que fueron creados,debido a que como se comentó en los capítulos anteriores, el biogás tiene potencial explosivo y causa daños ambientales.

B.1.1 SENER

La Secretaria de Energía (SENER) tiene a su cargo la política energética nacional y encabeza el sector gubernamental del que forman parte las tres instituciones federales con atribuciones en el tema de cogeneración, cuyo papel se explica a continuación:

B.1.1.1 CONUEE

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) tiene por objetivo el promover la eficiencia energética y constituirse como órgano de carácter técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía. La CONUEE busca promover la cogeneración de energía con usuarios industriales de alto consumo energético, mediante las siguientes líneas de acción:

- Difundir las ventajas de la cogeneración, resaltando los beneficios y la factibilidad de proyectos en empresas de alto consumo energético, incluyendo aquellas del sector energético

- Promover la coordinación entre los actores del sector para lograr la ejecución de proyectos de cogeneración.

B.1.1.2 CRE

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) está encargada de la regulación de las industrias del gas natural y la energía eléctrica en México. Las facultades de la CRE incluyen, por un lado, el otorgamiento y la revocación de permisos para las actividades de generadores privados, incluida la cogeneración, y por el otro, la aprobación de los instrumentos de regulación y metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que preste la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a los permisionarios, además de los modelos de convenios y contratos a celebrar con la CFE.

A partir de la entrada en vigor de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) en el 2008, la CRE tiene la atribución de expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones administrativas que regulen la producción de energía eléctrica con sistemas de cogeneración, de acuerdo con las definiciones del artículo 36, fracción II de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), siempre que dichos sistemas cumplan los criterios de eficiencia que para tal efecto establezca la CRE (SENER, 2012)

B.1.1.3 CFE

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa del gobierno mexicano, está a cargo de prestar el servicio público de energía eléctrica. Como suministrador, la CFE genera, transmite, distribuye y comercializa la energía eléctrica (SENER, 2012), aunque a partir del año 2016 su función se centra en la distribución de energía eléctrica para uso domiciliario y comercial.

B.1.2 SEMARNAT

La Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) asegura la óptima protección, conservación y aprovechamiento de los recursos naturales del país, con lo que constituye una política ambiental integral e incluyente que permita alcanzar el desarrollo sustentable.

Para cumplir con lo anterior, la SEMARNAT, sus tres subsecretarías y los diversos órganos desconcentrados y descentralizados que forman parte del sector ambiental federal trabajan en cuatro aspectos prioritarios:

- La conservación y el aprovechamiento sustentable de los ecosistemas y su biodiversidad
- La prevención y el control de la contaminación
- La gestión integral de los recursos hídricos
- El combate al cambio climático

B.1.2.1 PROFEPA

La Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), nace por la necesidad de atender y controlar el creciente deterioro ambiental en México.

Una de las tareas principales de la PROFEPA es incrementar los niveles de observancia de la normatividad ambiental a fin de contribuir al desarrollo sustentable.

Entre sus atribuciones se encuentran vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales; salvaguardar los intereses de la población en materia ambiental procurando el cumplimiento de la legislación ambiental, sancionar a las personas físicas y morales que violen dichos preceptos legales

B.2 COMPENDIO DE ACUERDOS, LEYES Y NORMAS

A continuación, en la **tabla B.1**, se enumeran los acuerdos, leyes y normas existentes en México que están relacionados de manera directa o indirecta están relacionados con el aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de agua residual.

TABLA B.1 MARCO TEÓRICO DE LA LEGISLACIÓN

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
Acuerdo internacional: Esta es una medida importante para la unidad de mercado y políticas de energía limpia.				
1	Los compromisos de México en el Acuerdo de París	Presidente de México y Senado de la República	2016	México se ha comprometido internacionalmente a aumentar la contribución de la energía limpia en un 30% para el 2021 y 50% en 2030.
Las leyes nacionales: Estos son de carácter general, abstracta y obligatoria, que regulan lo que está dictado en la Constitución mexicana, examinados por la Cámara de Diputados, promulgada por el Presidente. La legislación nacional de cada uno tiene sus propias normas, que son un grupo de reglas que facilita la ejecución de la ley				
2	Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA)	Presidente de México.	1988, actualizado en 2011	Este el mayor derecho ambiental en México
3	Ley General de Cambio Climático (LGCC)	Presidente de México.	2012, actualizado en 2015	Su finalidad es proporcionar a las políticas públicas, las estructuras administrativas y de participación social para combatir el cambio climático.
4	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (LGPGIR)	Presidente de México.	2003, actualizado en 2015	Esta es la ley suprema de México en relación con la gestión de residuos. Especifica las responsabilidades de los tres niveles de gobierno (federal, estatal y municipal), con respecto a 1) residuos urbanos no peligrosos, 2) residuos peligrosos, y 3) los residuos de manejo especial.
5	**Ley Federal de Derechos**	Presidente de México.	1981, actualizado en 2015	Estipula los pagos, facturas, derechos de uso o explotación de bienes públicos de la nación y de los servicios prestados por el Estado, salvo cuando los servicios sean prestados por organismos descentralizados u órganos desconcentrados.
6	Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la energía (LASE)	Presidente de México.	2008	Pretende fomentar un uso sostenible de la energía. Por medio de esta ley, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE 2014-2018) fueron creados.
7	Ley de Transición Energética (LTE)	Presidente de México.	2015	Su propósito es mantener la competitividad de los sectores productivos eléctrico mediante un incremento de la participación del sector privado.
8	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)	Presidente de México.	2012	Su finalidad es la de regular el uso de las fuentes de energía renovables y de tecnologías limpias para generar energía eléctrica. También establece la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.
9	Ley de Promoción y Desarrollo de Bioenergéticos (LPDB)	Presidente de México.	2008	Tiene por objeto la promoción y desarrollo de los Bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y el desarrollo sustentable como condiciones que permiten garantizar el apoyo al campo mexicano
10	Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	Presidente de México.	2014	Su finalidad es regular la planificación y el control del "Sistema Eléctrico Nacional", el "servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica" y demás actividades de la industria eléctrica.

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
11	La Ley Federal del Trabajo (LFT)	Presidente de México.	1970, actualizado en 2015	Regula las relaciones obrero-patronal
Reglamentación de la energía: Son las resoluciones jurídicas y los modelos de contrato de interconexión que aclaran los permisos y procedimientos para el funcionamiento de un proyecto de generación de energía limpia				
12	RESOLUCION Núm. RES/003/2011	Comisión Reguladora de Energía	2011	Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la "cogeneración eficiente".
13	RESOLUCION Núm. RES/119/2012	Comisión Reguladora de Energía	2012	Normas generales para la interconexión al sistema eléctrico nacional de generadores o titulares de licencias con las fuentes de energía renovables o cogeneración eficiente.
14	RESOLUCION Núm. RES/291/2012	Comisión Reguladora de Energía	2012	Procedimientos para la acreditación de la "cogeneración eficiente" por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
15	Modelos de contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña y mediana escala	Comisión Reguladora de Energía	2012	Instrumentos normativos elaborados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a fin de promover y estimular el desarrollo de proyectos con fuentes de energía renovables o sistemas de cogeneración. Válido para proyectos con una capacidad inferior a 500 kW, que no requieren el permiso de generación de energía eléctrica
16	Modelo de contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente	Comisión Reguladora de Energía	2010	Acuerdo entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el titular de la licencia.
Certificados de energía limpia (CELs): Energía Limpia los certificados son una herramienta para promover la energía limpia. El estado establece un porcentaje mínimo de la generación de energía limpia. Si Generadores o distribuidores no cubra este porcentaje, debe adquirir el número CELs que les permitan cumplir con esa obligación. Los generadores de energía limpia puede vender el CELs en el mercado eléctrico.				
17	Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de certificados de Energías Limpias	Secretaría de Energía	2014	El objetivo es que los CELs contribuyen a alcanzar los objetivos de la participación de las energías limpias en la generación de energía eléctrica, con el mínimo costo y basado en mecanismos de mercado.
18	Bases del mercado energético	Secretaría de Energía	2015	Define las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.
19	Requisitos para la adquisición de certificados de energía limpia en 2019	Secretaría de Energía	2016	La exigencia de certificados de energías limpias será del 5,8% para 2019.
La SEGURIDAD EN LAS PLANTAS DE BIOGÁS: análisis de riesgos ambientales y un programa para la prevención de accidentes son obligatorios para obtener el permiso de operación de la planta de biogás				
20	SEMARNAT-07-008. Estudio de riesgo para empresas que realizan actividades altamente riesgosas.	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2008	Esta es una guía de elaborar un análisis de riesgo ambiental para las instalaciones que ya están en funcionamiento.

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
21	Guías para la elaboración del programa para la prevención de accidentes	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2010	Un programa de prevención de accidentes en las empresas es un requisito previo para las instalaciones de tratamiento de biogás
Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM): Éstas son normas obligatorias elaboradas por las correspondientes Secretarías. Su elaboración de estas normas debe implicar la participación y la asesoría de profesionales en el sector				
	Tratamiento de aguas residuales			
22	NOM-001-SEMARNAT-1996	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1996	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
23	NOM-002-SEMARNAT-1996	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1996	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
24	NOM-003-SEMARNAT-1996	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1997	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes paralas aguas residuales tratadas que se reusen en servicios al público.
	Residuos sólidos de manejo especial			
25	NOM-161-SEMARNAT-2011	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2011	Establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo
26	NOM-083-SEMARNAT-2003	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2003	Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias de un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial.
	Aprovechamiento de lodos y biosólidos			
27	NOM-004-SEMARNAT-2002	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2002	Lodos y biosólidos.-Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final (véase tablas B.4, B.5 y B.6).
	Rellenos sanitarios			
28	PROY-NOM-084-SEMARNAT-1994	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1994	Establece los requisitos para el diseño de un relleno sanitario y la construcción de sus obras complementarias. Este fue un proyecto o propuesta de norma, no oficially emitido.
	Seguridad			
29	NOM-003-SEGOB/2002	Secretaría de Gobierno	2002	Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar.
30	NOM-026-STPS-2008	Secretario del Trabajo y Previsión Social	2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
	Co-procesamiento			

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
31	NOM-040-SEMARNAT-2002	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2002	Niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera por las plantas de fabricación de cemento hidráulico. Importante En el caso de co-procesamiento.
	Reutilización de biogás como biometano			
32	NOM-001-SECRE-2010	Comisión Reguladora de Energía		Especificaciones del gas natural. Importante En el caso de la utilización de biogás en la red de ductos de gas natural.
33	PROY-NOM-007-ASEA- 2016	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y protección ambiental en el sector de los hidrocarburos.	2016	Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
	Emisiones de gas			
34	NOM-098-SEMARNAT-2002	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2002	Especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes en incineradoras de residuos
35	NOM-085-SEMARNAT-2011	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2011	Medición y niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto (véase tabla B.2)
	Transporte de explosivos y sustancias peligrosas			
36	NOM-002-SCT/2011	Secretaría de Transporte y comunicaciones y	2011	Lista de sustancias y materiales peligrosos más usualmente transportados. Metano comprimido está incluido en esta lista.
37	NOM-003-SCT/2008	Secretaría de Transporte y comunicaciones y	2008	Características de las etiquetas de envases y embalajes destinados al transporte de sustancias, materiales y desechos peligrosos.
38	NOM-004-SCT/2008	Secretaría de Transporte y comunicaciones y	2008	Los sistemas de identificación de unidades destinadas al transporte de sustancias, materiales y desechos peligrosos.
39	NOM-005-SCT/2008	Secretaría de Transporte y comunicaciones y	2008	Información de emergencia para el transporte de sustancias, materiales y desechos peligrosos
	Regulación de los vehículos en los cuales puede utilizarse biometano			
40	NOM-047-SEMARNAT-2014	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2014	Características de los equipos y el procedimiento de medición para la verificación de los límites de emisión de contaminantes procedentes de los motores de los vehículos en circulación que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural u otros combustibles alternativos.
41	NOM-076-SEMARNAT-2012	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2012	Los niveles máximos permisibles de emisión de hidrocarburos no quemados, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno de los gases de escape, así como de hidrocarburos por evaporación desde el sistema de combustible, que usan gasolina, gas licuado de petróleo, gas natural y otros combustibles alternativos y que será utilizado para la propulsión de vehículos con un peso bruto superior a 3.857 kilogramos.
	Instalaciones eléctricas.			

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
42	NOM-001-SEDE-2012	Secretaría de Energía	2012	Establecer especificaciones y directrices técnicas que para el uso de electricidad en las instalaciones, con el fin de proporcionar las condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus bienes, en relación a la protección contra los choques eléctricos, efectos térmicos, sobrecorrientes eléctrico, fallos de alimentación y sobretensión.
43	NOM-002-SEDE-1999	Secretaría de Energía	1999	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
	Desarrollo de capacidadades			
44	Reglas generales y criterios para la integración y operación del Sistema Nacional de competencias.	Secretaría de Educación Pública	2009	Este programa tiene como objetivo proporcionar formación en el trabajo, a fin de adquirir conocimientos y habilidades que le permitan al participante a ser debidamente capacitado para desarrollar una actividad técnica
Otras leyes y reglamentos (menos relacionados con el tema).				
	Ley Nacional del Agua	Presidente de México.	1992, actualizada en 2016.	Regula la explotación, el uso, la distribución y el control de las aguas, así como de la preservación de su cantidad y calidad para lograr el desarrollo sostenible e integrado.
	NOM-052-SEMARNAT-2005	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2005	Establece las características, identificación, clasificación y las listas de residuos peligrosos. Ayuda a distinguir si un residuo es peligroso o no. Se establecen características y límites de toxicidad al ambiente y se le asigna un código de acuerdo con su toxicidad.
	NOM-053-SEMARNAT-1993	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1993	procedimiento para determinar si el lodo se consideraría residuo peligroso por su toxicidad al ambiente o si es apto para reusarlo. Los encargados del manejo del lodo tienen que demostrar que no tienen ninguna característica de toxicidad mediante un análisis CRIT (Corrosivo, Reactivo, Inflamable y Tóxico Ambiental) mediante una serie de pruebas de laboratorio
	NOM-054-SEMARNAT-1993	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1993	Procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993.
	NOM-055-SEMARNAT-2003	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2003	Requisitos que deben reunir los sitios que se utilizarán para un confinamiento controlado de residuos peligrosos previamente estabilizados
	NOM-056-SEMARNAT-1993	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1993	Requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.

NO.	LEGISLACIÓN	AUTORIDAD	VIGENCIA DESDE	OBJETIVO / PERTINENCIA
	NOM-057-SEMARNAT-1993	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1993	Requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de un depósito controlado de residuos peligrosos
	NOM-058-SEMARNAT-1993	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	1993	Requisitos para el funcionamiento de un depósito controlado de residuos peligrosos
	NOM-087-ECOL-SSA1-2002	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales	2002	Clasificación y especificaciones de manejo de residuos peligrosos biológico-infecciosos.
	Lineamientos para la Operación orgánica de las actividades agropecuarias	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación	2013	Este documento pretende regular el funcionamiento y establece los procedimientos para la certificación y el reconocimiento de la agricultura y las explotaciones ganaderas.

Fuente: Elaboración propia.

B.3 REQUERIMIENTOS DE NORMAS OFICIALES MEXICANAS RELACIONADAS CON EL TEMA

A continuación, se enumeran los límites máximos solicitados en Normas Oficiales Mexicanas que estipulan la calidad de las emisiones a la atmósfera y la calidad de lodo a disposición, ambos subproductos de tecnologías anaerobias donde se aprovecha energéticamente los lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales.

B.3.1 Contaminación atmosférica por fuentes fijas

La norma NOM-085-SEMARNAT-2011 estipula los niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto (véase tabla B.2), así como el método y la frecuencia de su medición (véase **tabla B.3**), asistida por la PROFEPA, auditan los niveles de emisión mediante pruebas de chimenea. En esta norma, se plantean los niveles máximos permitidos a partir del tipo de combustible utilizado, capacidad térmica del equipo (SEMARNAT, 2012).

TABLA B.2 NIVELES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIÓN DE LOS EQUIPOS EXISTENTES A LA ENTRADA DE LA NOM Y NUEVOS

CAPACIDAD TÉRMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	Equipo antes de NOM / Equipos nuevos	HUMO # de mancha	Partículas mg/m3			Bióxido de azufre			Óxidos de nitrógeno ppm			Monóxido de carbono		
			ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP	ZVM	RP	RP	ZVM	ZC	RP
Mayor de 0.53 a 5.3 (mayor de 15 a 150 CC)	Gas antes NOM	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
	Gas equipos nuevos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
Mayores de 5.3 a 42.4 (mayor de 150 a 1 200 CC)	Gas antes NOM	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
	Gas equipos nuevos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
Mayor de 42.4 a 106 (mayor de 1 200 CC)	Gas antes NOM	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
	Gas equipos nuevos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 106 a 530 (mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Gas antes NOM	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
	Gas equipos nuevos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	250	110	375	250	300	350
Mayor de 530 (más de 15 000 CC)	Gas antes NOM	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
	Gas equipos nuevos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	250	110	220	250	350	350

(1) Para el caso de partículas, SO2, NOX y CO los límites se establecen como concentraciones en volumen y base seca, en condiciones de referencia de 25 °C, 101 325 Pa (1 Atm) y 5% de O2.
(2) Zona Valle de México (ZVM); Zonas Criticas (ZC); Resto del País (RP);
(3) 1 CC (Caballo Caldera) equivale a 35.3 MJ/h, o bien a 9.8055 kWh
Fuente: DWA-M 212 (2008).

TABLA B.3 MÉTODO Y FRECUENCIA DE MEDICIÓN PARA LA VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO

CAPACIDAD TÉRMICA	HUMO (como indicador de partículas)	Partículas mg/m3	Bióxido de azufre, ppmV	Óxidos de nitrógeno, ppmv	Monóxido de carbono, ppmv
NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	NMX-AA-114-1991	NMX-AA-010-2001	Factores de emisión, análisis en chimenea o análisis químicos del combustible	NOM-098-SEMARNAT Anexo 2 o Método 7e USEPA	NMX-AA-035-1976 o Infrarrojo no dispersivo o celda electroquímica
Mayor de 0.53 a 5.3 (mayor de 15 a 150 CC)	Anual	NA	NA	NA	Anual
Mayor de 5.3 a 42.4 (mayor de 150 a 1 200 CC)	NA	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 42.4 a 106 (mayor de 1 200 a 3 000 CC)	NA	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 106 a 530 (mayor de 3 000 a 15 000 CC)	NA	NA	NA	Semestral	-
Mayor de 530 (más de 15 000 CC)	NA	NA	NA	-	-

NA: No Aplica
(1) 1 CC (Caballo Caldera) equivale a 35.3 MJ/h, o bien a 9.8055 kWh
Fuente: SEMARNAT (2012).

B.3.2 Aprovechamiento y disposición final de lodos

Las PTAR producen lodos residuales como subproductos que necesitan ser dispuestos de manera segura para cumplir las normas que se establecen para nuestro país. Para su disposición final, se necesita primero revisar su peligrosidad de acuerdo con las normas NOM-052-SEMARNAT-2005 (SEMARNAT, 2006) y NOM-053-SEMARNAT-1993 (SEMARNAT, 1993) y, de acuerdo con su calidad, poder darle un destino final en lugares designados para desechos o bien aprovecharlo como composta si cumple con la NOM-004-SEMARNAT-2002 (SEMARNAT, 2002).

La norma NOM-004-SEMARNAT-2002 trata sobre lodos y biosólidos, sus especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final. Abarca no sólo los lodos residuales generados en las PTAR, sino también los provenientes de los desazolves de los sistemas de alcantarillado urbano o municipal y de las plantas potabilizadoras.

El primer paso en la aplicación de esta norma es que los generadores de lodos deben de deshidratar estos. En segundo lugar, deben controlar la atracción de vectores, lo cual se logra con una reducción de sólidos volátiles por lo menos de 38%, con lo que se demuestra su eficacia.

Para efectos de esta Norma Oficial Mexicana, los biosólidos se clasifican en tipo: excelente y bueno en función de su contenido de metales pesados (véase la **tabla B.4**); y en clase A, B y C en función de su contenido de patógenos y parásitos (véase la **tabla B.5**). Para llevar a cabo esta clasificación se establecen en esta norma los límites máximos permisibles de metales pesados, patógenos y parásitos. Dependiendo de la clasificación del lodo será el sitio de disposición final del lodo (véase la **tabla B.6**).

TABLA B.4 LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA METALES PESADOS EN BIOSÓLIDOS.

Contaminante (determinados en forma total)	Excelentes mg kg-1 en base seca	Buenos mg kg-1 en base seca
Arsénico	41	75
Cadmio	39	85
Cromo	1 200	3 000
Cobre	1 500	4 300
Plomo	300	840
Mercurio	17	57
Níquel	420	420
Zinc	2 800	7 500

Fuente: SEMARNAT (2002).

TABLA B.5 LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA PATÓGENOS Y PARÁSITOS EN LODOS Y BIOSÓLIDOS.

Clase	Indicador bacteriológico de contaminación	Patógenos	Parásitos
	Coliformes fecales NMP·g-1 en base seca	Salmonella spp. NMP g^{-1} en base seca	Huevos de helmintos/g en base seca
A	Menor de 1 000	Menor de 3	Menor de 1(*)
B	Menor de 1 000	Menor de 3	Menor de 10
C	Menor de 2 000 000	Menor de 300	Menor de 35
*Huevos de helmintos viables NMP número más probable			

Fuente: SEMARNAT (2002).

TABLA B.6 APROVECHAMIENTO DE BIOSÓLIDOS.

Tipo	Clase	Aprovechamiento
Excelente	A	Usos urbanos con contacto público directo durante su aplicación Los establecidos para clase B y C
Excelente o bueno	B	Usos urbanos sin contacto público directo durante su aplicación Los establecidos para clase C
Excelente o bueno	C	Usos forestales Mejoramientos de suelos Usos agrícolas

Fuente: SEMARNAT (2002).

SIGLA	SIGNIFICADO
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
AGV	Ácidos grasos volátiles
ATEX	ATmospheres EXplosives, designación de atmósferas explosivas de la directiva 94/9E7C francesa
CCVC	Contaminantes Climáticos de Vida Corta
CEL	Certificados de Energía Limpia
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Combined Heat and Power, unidad de cogeneración eléctrica y térmica
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO_2e	Dióxido de Carbono Equivalente
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COP21	XXI Conferencia sobre Cambio Climático
COV	Compuestos orgánicos volátiles
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DBO	Demanda bioquímica de oxígeno a los 5 días
DEA	Dietanol amina
DOF	Diario Oficial de la Federación
DQO	Demanda química de oxígeno, utilizando dicromato de potasio como agente oxidante
EGSB	Expanded Granular Sludge Bed, reactor anaerobio de lecho granular expandido
EPP	Equipo de Protección Personal
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
GEI	Gases de efecto invernadero
GNV	Gas natural vehicular
GyA	Grasas y aceites
HAZOP	Hazard and Operability Analysys, análisis de riesgos en operación
HEL	Higher Explosive Level, límite superior de explosividad
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
kWh	kilowatt-hora
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LAP	Lavado con agua presurizada
LASE	Ley de Aprovechamiento Sustentable de Energía
LEL	Lower Explosive Level, límite inferior de explosividad
LFD	Ley Federal de Derechos en materia de agua

SIGLA	SIGNIFICADO
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LGEEPA	Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LGPGIR	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos
LIE	Ley de Industria Eléctrica
LPDB	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
LTE	Ley de Transición Energética
MAI	Manifestación de Impacto Ambiental
MAP	Sal de fosfato de amonio y magnesio, conocido como estruvita
mca	Metros de columna de agua
MDEA	Metildietilamina
MEA	Monoetanol amina
MMBTUh	Millones de BTU por hora
Mt	Megatonelada métrica
MW	megawatt
MWh	megawatt-hora
NFPA	National Fire Protection Agency, Agencia de protección contra incendio de Estados Unidos
NOM	Norma Oficial Mexicana
NTK	Nitrógeno total Kjeldahl
OO	Organismos Operadores
OSHA	Occupational Safety and Health Administration, Administración de seguridad ocupacional y de la salud de Estados Unidos
PCG	Potencial de Calentamiento Global
PCI	Poder calorífico superior
PCS	Poder calorífico inferior
PE	Factor de población equivalente (Population Equivalent)
PL	Aportación per cápita de contaminantes (Person Load)
PPA	Programa de Prevención de Accidentes
ppmv	Partes por millón en términos de volumen
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
PSA	Pressure Swing Adsorption, adsorción con modulación de presión
PTAR	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
RAFA	Reactor anaerobio de flujo ascendente. Puede ser un UASB, un EGSB, un filtro anaerobio, etc.
RP	Residuos peligrosos
SDF	Sólidos disueltos fijos
SDT	Sólidos disueltos totales
SDV	Sólidos disueltos volátiles
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SIGLA	SIGNIFICADO
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SSF	Sólidos suspendidos fijos
SST	Sólidos suspendidos totales
SSV	Sólidos suspendidos volátiles
ST	Sólidos totales
STF	Sólidos totales fijos
STV	Sólidos totales volátiles
TEA	Trietanolamina
UASB	Upflow Anaerobic Sludge Blanket, reactor anaerobio de lecho de lodos y flujo ascendente
UNEP	United Nations Environment Program, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

© Publicado por: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

– Cooperación Alemana al Desarrollo –

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Deutschland
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 – 5
65760 Eschborn, Deutschland
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@giz.de
I www.giz.de

Agencia de la GIZ en México:
Torre Hemicor, PH
Av. Insurgentes Sur No. 826
Col. Del Valle, CP 03100
Ciudad de México, México
T +52 55 5536 2344
F +52 55 5536 2344
E giz-mexiko@giz.de
I www.giz.de/mexico