

INFORME FINAL

“Revisión y actualización del potencial de biomasa para generación de energía eléctrica a partir de plantas de tratamiento de aguas residuales presentado en el Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE)”

SUBCOORDINACIÓN DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

COORDINACIÓN DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DEL AGUA

INSTITUTO MEXICANO DE TECNOLOGÍA DEL AGUA

2016

Contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	REVISIÓN TEÓRICA Y EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO	5
2.1	RESULTADOS DE ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PLANTA.....	6
2.2	FUNDAMENTOS DE LA FERMENTACIÓN METANOGÉNICA.....	12
2.2.1	Hidrólisis	12
2.2.2	Fermentación	13
2.2.3	Metanogénesis.....	13
2.3	DIGESTORES ANAEROBIOS EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	14
2.3.1	Temperatura y tiempo de retención	14
2.3.2	pH.....	14
2.4	FUNDAMENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE LOS MODELOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	15
2.4.1	Producción de biogás a partir de la DQO biodegradable removida durante el tratamiento del agua.....	15
2.4.2	Producción de biogás a partir de la reducción de sólidos volátiles.....	17
2.5	MODELO.....	25
2.5.1	Metodología para la estimación de cogeneración de energía de una planta de tratamiento de aguas residuales.....	26
2.5.2	Datos de entrada del modelo	29
2.5.3	Cálculo de lodo primario.....	31
2.5.4	Cálculo de lodo secundario	31
2.5.5	Generación de biogás, metano y energía eléctrica.....	32
2.5.6	Modelo para plantas duales	34
3	DISEÑO CONCEPTUAL TIPO PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA EN LA GENERACIÓN DE BIOGÁS.....	35
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES.....	36
3.1.1	Selección del equipo para el almacenamiento del biogás.....	36
3.1.2	Selección de quemadores.....	37
3.1.3	Selección de la tecnología para la limpieza del biogás.....	38
3.1.4	Equipo para la generación de energía eléctrica.....	51
3.2	TRENES DE TRATAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN Y LIMPIEZA DEL BIOGÁS Y SU USO EN SISTEMA DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA	56
3.2.1	Diagrama de flujo 1. Tratamiento mínimo requerido para la limpieza del biogás	58
3.2.2	Diagrama de flujo 2. Sistema para limpieza de biogás con remoción parcial de humedad, sulfuros y siloxanos cumpliendo con lo requerido por un sistema de cogeneración	62

3.2.3	Diagrama de flujo 3. Sistema para limpieza de biogás con remoción completa de humedad, siloxanos y sulfuros	65
3.3	DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN	69
4	ESTIMACIÓN DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	73
4.1	CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE PUEDE GENERAR CADA UNA DE LAS PTARS	73
4.2	CONSUMO MEDIO DE ENERGÍA	80
4.3	CONSUMO RESIDENCIAL (VIVIENDAS PARTICULARES) Y AHORRO EN VIVIENDAS.....	84
4.4	ESTABILIZACIÓN AEROBIA DE LOS LODOS RESIDUALES	87
4.5	ESTIMACIÓN DE AHORROS POR CAMBIO DE PROCESO DE ESTABILIZACIÓN	89
5	REDUCCIÓN DE EMISIONES POR APROVECHAMIENTO DE BIOMASA.....	92
5.1	ESTIMACIÓN DE EMISIONES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	92
5.2	FACTOR DE EMISIÓN ELÉCTRICO	93
5.3	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN ELÉCTRICO PROMEDIO DEL SISTEMA.....	93
6	VISITAS TÉCNICAS	99
7	BASE DE DATOS Y FICHAS TÉCNICAS DE LAS PLANTAS SUCEPTIBLES DE REALIZAR APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA	106
	CONCLUSIONES	110
	BIBLIOGRAFÍA	115

TABLAS

Tabla 1.1 Características del lodo residual según su origen.....	3
Tabla 2.1. Características generales del biogás	5
Tabla 2.2. Estimación de potencial de energía eléctrica de las PTARs.....	7
Tabla 2.3. Rangos de temperatura y tiempo de fermentación anaeróbica	14
Tabla 2.4 Tiempo de retención de sólidos (SRT) recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa.....	16
Tabla 2.5 Destrucción de sólidos volátiles en función del tiempo de estabilización.....	17
Tabla 2.6 Producción de gas de varios sustratos orgánicos.....	19
Tabla 2.7 Composición del biogás de diferentes reactores anaerobios	20
Tabla 2.8. Datos esenciales para el modelo de producción de biogás.....	30
Tabla 2.9. Cálculo de lodo primario	31
Tabla 2.10. Estimación de generación de lodo secundario	32
Tabla 2.11. Estimación de generación de biogás, metano y energía eléctrica	33
Tabla 3.1 Tipos de tanques de almacenamiento	37
Tabla 3.2 Calidad del biogás requerida para diferentes aplicaciones en Europa.....	39
Tabla 3.3 Tratamientos, contaminantes y tecnología disponible para la limpieza del biogás.....	42
Tabla 3.4 Resultados obtenidos en los ensayos de optimización para la remoción de H ₂ S en el biogás generado en una PTAR.....	50
Tabla 3.5 Especificaciones de la calidad del biogás	53
Tabla 3.6 Calidad de biogás requerido para unidades de cogeneración CAT	54
Tabla 3.7 Equipos utilizados para la cogeneración de electricidad y calor en PTAR.....	54
Tabla 3.8 Equipos utilizados para la limpieza del biogás y su función	60
Tabla 3.9 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 1.....	61
Tabla 3.10 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 2	65
Tabla 3.11 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 3	69
Tabla 4.1 Estimación anual de biogás, metano y energía en las plantas de tratamiento	75
Tabla 4.2 . Consumo de energía de los electrodomésticos utilizados en México.....	80
Tabla 4.3 Estimación del número de viviendas que pueden ser alimentadas por la energía producida por la PTAR.....	84
Tabla 4.4 Criterios de diseño	88
Tabla 4.5 Estimación de ahorros derivados por cambio de proceso de estabilización de lodos residuales en las plantas de tratamiento con recibo de energía eléctrica.....	90
Tabla 5.1 Factores de emisión por tipo de combustible	94
Tabla 5.2 Factores de emisión de electricidad promedio tCO ₂ e MWh ⁻¹	94
Tabla 5.3 Reducción de emisiones de las PTARs por no utilizar la red convencional de energía eléctrica	96
Tabla 6.1 Relación de plantas de tratamiento	99
Tabla 6.2. Plantas de tratamiento que por diversas razones no se pudieron visitar	105

FIGURAS

Figura 2.1 Proceso simplificado de estabilización anaerobia.....	12
Figura 2.2 Balance de masas sobre la producción de biogás en base a la reducción de SV	18
Figura 2.3 Ilustración esquemática de una planta de tratamiento de aguas residuales típica con digestión anaerobia.....	27
Figura 2.4 Tipos de tratamiento distribuidos en las PTARs	28
Figura 3.1 Esquema conceptual de la producción, tratamiento y uso de biogás (Tetra Tech)	35
Figura 3.2 Quemador abierto.....	38
Figura 3.3 Tren de tratamiento de biogás	41
Figura 3.4 Uso del biogás en la PTAR de Cd Juárez	52
Figura 3.5 Equipos utilizados para la producción de energía en plantas de biogás.....	56
Figura 3.6 Etapas de tratamiento del biogás para ser utilizado en unidades de cogeneración	57
Figura 3.7 Tratamiento mínimo requerido para la limpieza del biogás	59
Figura 3.8 Sistema de producción y limpieza de biogás para bajas concentraciones de sulfuros y siloxanos.....	64
Figura 3.9 Sistema de producción y limpieza de biogás para remoción > 90% de humedad, sulfuros y siloxanos.....	68
Figura 7.1 Imagen de la ubicación de las PTARs visitadas.....	108
Figura 7.2 Información de la planta de tratamiento La Purísima, Gto.	109

1 INTRODUCCIÓN

En el tratamiento de las aguas residuales municipales se deben considerar dos procesos: el tratamiento del agua *per se*, y el tratamiento de los lodos residuales, subproducto del tratamiento proceso de depuración del agua.

El tratamiento y disposición de lodos de plantas de tratamiento municipales es una parte muy importante dentro del tratamiento del agua residual, ya que llega a representar hasta un 50% de la infraestructura y del costo para dar un tratamiento, uso o disposición final tanto al agua como al lodo residual.

Una gran cantidad de lodo se produce en los drenajes durante la estación de secas como resultado de la sedimentación durante el transporte del agua residual, ya que la velocidad disminuye. La producción de lodos de aguas residuales municipales se estimó en 640 millones t año⁻¹ en base seca (SEMARNAT, 2008) y esta cantidad se incrementó en los años subsecuentes gracias al programa de construcción de grandes plantas de tratamiento, siendo la principal de ellas la PTAR Atotonilco, que servirá a la ciudad de México y gran parte de la zona conurbada.

Generalmente, las plantas con caudales mayores a 250 L s⁻¹ tienen un tren de lodos que consiste en: espesamiento por gravedad, estabilización aerobia y deshidratación en filtros de banda. Algunas plantas de este tamaño han implementado la estabilización anaerobia como proceso de estabilización de lodos. Algunas de ellas tienen instalaciones para captar el biogás y después llevarlo a quemadores.

Plantas de tratamiento con una capacidad mayor a 2 m³ s⁻¹ tienen implementado el proceso de estabilización anaerobia de los lodos. Algunos ejemplos son la planta de tratamiento de aguas residuales de León, Guanajuato y las plantas de tratamiento Norte y Dulces Nombres, de la ciudad de Monterrey, Nuevo León. La planta de tratamiento de aguas residuales municipales de León, Guanajuato cuenta con infraestructura para la limpieza y el uso del biogás en la generación de energía eléctrica. Esta inversión le ha permitido generar energía y disminuir en un 40 % la tarifa por consumo de energía eléctrica. (Comunicación directa PTAR León, Guanajuato).

Actualmente se encuentra en etapa de pruebas de operación la PTAR Atotonilco, la cual tendrá capacidad de tratar 23 m³ s⁻¹ mediante tratamiento biológico y 12 m³ s⁻¹ por medio de tratamiento fisicoquímico. Para el tratamiento de lodos residuales la planta tendrá un proceso de estabilización anaerobia con un sistema de cogeneración con el fin de convertir el gas metano producido en biogás.

Las instalaciones de tratamiento que tienen estabilización anaerobia de los lodos residuales generados son:

PTAR	Estado	Uso de biogás
La Paz	BCS	Quemador
Villa Álvarez	COL	Generación energía eléctrica
Chihuahua Norte	CHIH	Quemador
Chihuahua Sur	CHIH	Quemador
Juárez Norte - Sur	CHIH	Quemador/pruebas de generación
Principal	COAH	Generación energía eléctrica
Purísima del Rincón	GTO	Generación energía eléctrica y quemador
León	GTO	Generación energía eléctrica
Atotonilco	HGO	En prueba de operación
Agua Prieta	JAL	Generación energía eléctrica
El Ahogado	JAL	Generación energía eléctrica
SEAPAL Norte II	JAL	Quemador
Norte	NL	Quemador
San Pedro Mártir	QRO	Generación energía eléctrica
Tanque Tenorio	SLP	Quemador
Hermosillo	SON	En prueba de operación

El propósito final del tratamiento de agua residual en una planta de tratamiento, es la remoción de partículas contaminantes solubles y no solubles del agua residual y la separación y el tratamiento de la biomasa generada en un proceso biológico. El origen, la cantidad y características de los lodos generados en una planta de tratamiento de agua residual (PTAR) afectan significativamente la línea de lodos y la del agua. En la línea de lodos, el criterio de diseño establecido por los sólidos afecta el tamaño de las unidades del proceso, el periodo de operación, y los costos totales. El criterio establecido en el tratamiento de los lodos afecta los procesos de la línea de agua, debido a que las eficiencias del tratamiento en la línea del agua están influenciadas por la remoción de sólidos.

El proceso que genera la mayor cantidad de lodos residuales es el proceso de lodos activados. A nivel nacional, se cuenta con 709 plantas con este tipo de proceso (30.34% del total de plantas en operación), para un caudal de operación de $66.2 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$, lo cual representa aproximadamente el 60% del gasto tratado.

Los sitios de generación de lodos residuales para una planta de tratamiento de lodos activados se presentan en la Tabla 1.1. Las principales fuentes de generación de lodos son el sedimentador primario y el sedimentador secundario. Estos lodos

por separado o en forma conjunta se llevan al sistema de tratamiento, que generalmente inicia con el espesamiento del lodo secundario.

La normatividad actual (Norma Oficial Mexicana NOM-004-SEMARNAT, 2002) señala que los lodos residuales deben ser estabilizados antes de su disposición final y su reúso.

Los lodos se estabilizan para reducir patógenos, eliminar olores ofensivos y para reducir o eliminar el potencial de descomposición o putrefacción que desarrolla olores y atracción de vectores. Los procesos de estabilización pueden producir diferentes calidades de lodos o biosólidos dependiendo del tipo de estabilización que proporcionen. Además, existen muchos procesos térmicos para la destrucción de contaminantes del lodo o producir combustible: como la oxidación supercrítica, la oxidación térmica con plasma, la vitrificación, la gasificación, producción de combustible, entre otras tecnologías actualmente en desarrollo.

La normatividad indica que deben ser estabilizados los subproductos. En la mayor parte de los procesos utilizados en México se requiere de energía eléctrica, con excepción del proceso anaerobio, en cuyo caso éste se presenta como un proceso generador de biogás que puede ser aprovechado en la producción de energía. Esta energía puede ser utilizada en el tratamiento de las aguas y de los lodos residuales y así no solamente disminuir los costos de operación, sino también coadyuvar en la disminución de las emisiones a la atmósfera al no utilizar las fuentes convencionales de energía eléctrica.

Tabla 1.1 Características del lodo residual según su origen

Lodo	Descripción
Tamizado	Todo tipo de basura, material orgánico e inorgánico removido en rejillas o tamices
Arenas	Partículas que sedimentan con alta velocidad especialmente arenas y algunas partículas orgánicas
Grasas y aceites	Provenientes de la superficie de los sedimentadores primarios y secundarios. Pueden ser grasas minerales y vegetales, detergentes, desechos de alimentos, desechos plásticos, papel, algodón y materiales similares. Gravedad específica entre 1.0 y 0.95
Lodo primario	Alta concentración de materia orgánica, tiene un olor extremadamente ofensivo

Lodo	Descripción
Lodo de tratamiento químico	El lodo de precipitación con sales metálicas es generalmente de color oscuro, por presencia de hierro. El lodo encalado es de color café claro. Lodos de tratamientos con aluminio y hierro son gelatinosos. Tienen mal olor, pero no tan ofensivo como los lodos primarios
Lodos activados	Son de color café. Si el lodo es oscuro significa que está séptico. Si el lodo es muy claro significa que le falta aeración o que no sedimenta fácilmente. Lodo típico tiene un olor a tierra mojada. Puede descomponerse rápidamente y generar muy mal olor
Lodos de estabilización aerobia	Son de color café a café oscuro y están formados de flóculos biológicos. Si están bien estabilizados no producen mal olor y se deshidratan bien en lechos de secado
Lodos de estabilización anaerobia	Son de color oscuro o negro y contienen altas cantidades de gases. Estos lodos según su origen producen gas metano

Fuente: (Metcalf & Eddy, 2003)

2 REVISIÓN TEÓRICA Y EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ELÉCTRICO

Mediante la digestión anaerobia es posible convertir gran cantidad de residuos, como los lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales, en subproductos útiles como el biogás. El biogás es una mezcla gaseosa, conformada principalmente por metano y dióxido de carbono. La composición del biogás estará en función del sustrato que se someta a digestión anaerobia pero de forma generalizada la composición del biogás se presenta en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Características generales del biogás

Características	Valores
Composición	55-70% metano (CH ₄) 30-45% dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0 – 6.5 kWh m ⁻³
Equivalente de combustible	0.60 – 0.65 L petróleo m ⁻³ biogás
Límite de explosión	6 – 12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 – 750°C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Presión crítica	74 – 88 atm
Temperatura crítica	-82.5°C
Densidad normal	1.2 kg m ⁻³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16.043 kg kmol ⁻¹

Fuente: (Deublein & Steinhauser)

En México se generan una gran cantidad de lodos residuales en las plantas de tratamiento de lodos activados con proceso convencional y, en menor medida, en las plantas de lodos activados que funcionan en modalidad de aereación extendida. Estos lodos requieren una estabilización, es decir, reducir el contenido de los sólidos suspendidos volátiles (SSV) para poder ser dispuestos con seguridad o incluso utilizarse como un biosólido para enriquecimiento de suelos agrícolas (NOM-004-SEMARNAT-2002).

La estabilización anaerobia de lodos es un proceso adecuado para tratar los lodos generados en plantas de tratamiento de aguas residuales pequeñas. Sin embargo, generalmente la estabilización anaerobia se debe considerar para la estabilización de lodos generados en la sedimentación primaria y para caudales promedios diarios de aproximadamente 11,000-19,000 m³ d⁻¹ (127.31-219.9 L s⁻¹). En México la

estabilización anaerobia de los lodos no ha sido explotada debido a que presenta desventajas como:

- Se requiere que los operadores tengan un entrenamiento especializado.
- Se requiere de equipo de calentamiento y mezclado para un buen funcionamiento.
- Se requiere de volúmenes grandes del reactor debido al lento crecimiento de las bacterias metanogénicas para sistemas de alta tasa con tiempos de retención de sólidos de 15 a 20 días (WEF, WERF, US EPA, 2012), lo que genera altos costos de construcción del reactor.
- El mantenimiento es complicado, debido a que los procesos son cerrados.

Sin embargo, este proceso representa un área de oportunidad en el saneamiento de las aguas por presentar las siguientes ventajas:

- Produce biogás, el cual puede ser empleado en el calentamiento y mezclado del reactor. Otro uso es en la producción de electricidad o como gas combustible.
- Se reduce la cantidad de sólidos totales para disposición final. Los sólidos totales son destruidos del 30 a 40 % y del 40 al 60 % los sólidos volátiles.
- En la estabilización anaerobia se genera un lodo estabilizado, que está libre de fuertes olores.
- Durante el proceso se destruye, en alguna medida, el número de organismos patógenos.

Por otro lado, buscar la estabilización anaerobia con la finalidad de abatir costos de operación y mantenimiento cobra importancia si se tiene en cuenta que el manejo de los lodos de una planta de tratamiento de lodos activados de tipo convencional, es costoso e intensivo, y puede llegar a representar entre el 25 y el 60% del costo total de la operación de la planta (Prandota Trzcinski, et al., 2016).

2.1 Resultados de estimación de potencial de energía eléctrica por planta

En la Tabla 2.2 se muestra la estimación de potencial de energía eléctrica de las plantas de tratamiento, utilizando la información base obtenida durante las visitas técnicas realizadas.

Tabla 2.2. Estimación de potencial de energía eléctrica de las PTARs

Nombre	Edo.	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Proceso	Q _{op} L s ⁻¹	Carga SST d ⁻¹	Carga DBO d ⁻¹	Q _{biogás} m ³ d ⁻¹	Q _{CH4} m ³ d ⁻¹	Energía kWh
Aguascalientes	AGS	233	295	FP-Conv	952	19.16	24.26	14188.02	8512.81	1276.15
Jesús María	AGS	241	326	ZOx	95	1.98	2.68	253.44	152.06	22.8
Los Arellano	AGS	188	246	A.Ext-DN	170	2.76	3.61	459.03	275.42	41.29
Pabellón de Arteaga	AGS	155	245	Conv	105	1.41	2.22	613.8	368.28	55.21
Presa El Cedazo	AGS	309	470	Conv	108	2.88	4.39	1328.58	797.15	119.5
Rincón de Romos	AGS	154	213	Conv	91	1.21	1.67	605.22	363.13	54.44
El Gallo	BC	316	451	Conv	192	5.25	7.49	2607	1564.2	234.49
El Naranjo	BC	453	465	ZOx	340	13.31	13.66	2653.2	1591.92	238.64
La Rosita (Termoeléctrica Azteca)	BC	208	200	ZOx	263	4.73	4.54	554.4	332.64	49.87
Ing. J.A. Herrera Solís	BC	359	441	ZOx	246	7.63	9.37	1112.96	667.78	100.11
La Morita	BC	367	410	ZOx	195	6.18	6.91	804.61	482.77	72.37
Binacional (PITAR)	BC	421	408	Conv	1072.5	39.01	37.81	17064.3	10238.58	1534.86
La Paz	BCS	720	350	Conv	480	29.86	14.52	9760.08	5856.05	877.88
Cd. Acuña	COAH	110	120	A.Ext	469.5	4.46	4.87	620	372	55.77
PTAR 3 AHMSA	COAH	229	250	Conv-DN	557	11.02	12.03	5390.88	3234.53	484.89
Piedras Negras	COAH	80	180	ZOx	700	4.84	10.89	1514.77	908.86	136.25
Principal	COAH	351	440	Conv-DN	980	29.72	37.26	14209.14	8525.48	1278.05
Colima-Villa de Álvarez	COL	130	150	Conv-DN	850	9.55	11.02	4526.28	2715.77	407.12
Tecomán	COL	200	275	A.Ext/ZOx	105	1.81	2.49	297	178.2	26.71
Salagua	COL	260	259	A.Ext/ZOx	340	7.64	7.61	774.18	464.51	69.63

Nombre	Edo.	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Proceso	Q _{op} L s ⁻¹	Carga SST d ⁻¹	Carga DBO d ⁻¹	Q _{biogás} m ³ d ⁻¹	Q _{CH4} m ³ d ⁻¹	Energía kWh
Tapachula Sur-Oriente	CHIS	149	150	Conv	100	1.29	1.30	583.44	350.06	52.48
Chihuahua Norte	CHIH	193	274	Conv	341	5.69	8.07	3187.14	1912.28	286.67
Chihuahua Sur	CHIH	245	230	Conv	1350	28.58	26.83	12427.14	7456.28	1117.77
Planta Norte	CHIH	188	131	A.Ext	1161	18.86	13.14	1575.02	945.01	141.67
Planta Sur	CHIH	253	228	A.Ext	1629	35.61	32.09	3621.62	2172.97	325.75
Nvo. Casas Grandes	CHIH	281	400	A.Ext	195.44	4.74	6.75	820.38	492.23	73.79
Santa Fe	CDMX	180	200	Conv-DN	65	1.01	1.12	485.76	291.46	43.69
Coyoacán	CDMX	170	160	Conv	250	3.67	3.46	1390.62	834.37	125.08
San Juan de Aragón	CDMX	200	200	Conv	175	3.02	3.02	1234.2	740.52	111.01
Cd. Deportiva	CDMX	386	150	Conv	110	3.67	1.43	887.7	532.62	79.84
Cerro de la Estrella	CDMX	180	217	Conv-DN	3000	46.66	56.25	21101.52	12660.91	1897.99
El Llano	CDMX	180	200	Conv	120	1.87	2.07	891	534.6	80.14
San Lorenzo	CDMX	441	250	A.Ext/ZOx	60	2.29	1.30	217.8	130.68	19.59
Lago de Texcoco I	CDMX	225	175	Conv	800	15.55	12.10	6260.1	3756.06	563.07
Durango Sur	DGO	150	150	A.Ext	340	4.41	4.41	746.46	447.88	67.14
Lerdo	DGO	2010	191.2	A.Ext	179.3	31.14	2.96	417.38	250.43	37.54
Principal (Poniente)	GTO	257.8	437.2	ZOx	370.6	8.26	14.00	1990.1	1194.06	179
Irapuato II	GTO	560	482	ZOx	214	10.35	8.91	1528.96	917.38	137.52
León (Municipal)	GTO	559	482	SP-FP-SS	1463	70.66	60.93	17774.72	10842.58	1625.41
La Purísima	GTO	190	266	Conv	141	2.31	3.24	1219.68	731.81	109.71
Pemex Salamanca	GTO	152	613	A.Ext	60	0.79	3.18	537.37	322.42	48.33
Salamanca	GTO	264	327.91	Conv	195.4	4.46	5.54	1896.84	1138.1	170.61

Nombre	Edo.	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Proceso	Q _{op} L s ⁻¹	Carga SST d ⁻¹	Carga DBO d ⁻¹	Q _{biogás} m ³ d ⁻¹	Q _{CH4} m ³ d ⁻¹	Energía kWh
(Municipal)										
Aguas Blancas	GRO	210	270	A.Ext	1100	19.96	25.66	2209.68	1325.81	198.75
Renacimiento	GRO	240	300	A.Ext	400	8.29	10.37	601.92	361.15	54.14
Club de Golf I	GRO	335	285	A.Ext	250	7.24	6.16	787.71	472.63	70.85
Agua Prieta	JAL	316	271	A.Ext	4357	118.96	102.02	13102.32	7861.39	1178.5
El Ahogado	JAL	280	205	Conv-DN	2249	54.41	39.83	19194.78	11516.87	1726.49
Lagos de Moreno	JAL	300	250	A.Ext	165	4.28	3.56	598.75	359.25	53.86
SEAPAL Norte II	JAL	300	250	Conv ZOx	375 511	9.72 13.25	8.10 11.04	4161.96 5747.54	2497.18 697.83	478.96
Lechería	MEX	250	226	Conv	82	1.77	1.60	650.76	390.46	58.53
Toluca Oriente	MEX	194	167	A.Ext	937	15.71	13.52	1996.24	1197.74	179.55
Toluca Norte	MEX	225.25	182.17	FP-LA-SS	1033	20.10	16.26	8731.8	5239.08	785.39
Termoeléctrica Valle de México	MEX	252	313	Conv	300	6.53	8.11	2715.24	1629.14	244.22
Atapaneo	MICH	111	148	A.Ext	941	9.02	12.03	1418.47	851.08	127.58
Los Itzácuaros	MICH	229	321	A.Ext	80	1.58	2.22	362.6	217.56	32.61
Municipal No. 1	MICH	229	321	A.Ext/ZOx	80	1.58	2.22	246.84	148.1	22.2
Uruapan	MICH	105	110	Conv-DN	380	3.45	3.61	1606.44	963.86	144.49
Zitácuaro	MICH	255	275	A.Ext/ZOx	245	5.40	5.82	748.84	449.3	67.35
Acapantzingo	MOR	97.68	97.24	Conv	277.8	2.34	2.33	1004.52	602.71	90.35
La Gachupina	MOR	94	98	Conv	153	1.24	1.30	552.42	331.45	49.69
Noreste	NL	232.61	152.62	A.Ext	1241.9	24.95	16.37	1599.58	959.75	143.88
Santa Rosa	NL	358	298	A.Ext	71.04	2.20	1.83	242.55	145.53	21.82
Cadereyta	NL	193	194	A.Ext	181.1	3.02	3.04	439.56	263.74	39.54
Norte	NL	413	310	Conv-DN	2394.9	85.46	64.15	29924.4	17954.64	2691.58
Pemex San Rafael	NL	248	280	Conv	825	17.68	19.96	10781.1	6468.66	969.72

Nombre	Edo.	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Proceso	Q _{op} L s ⁻¹	Carga SST d ⁻¹	Carga DBO d ⁻¹	Q _{biogás} m ³ d ⁻¹	Q _{CH4} m ³ d ⁻¹	Energía kWh
La Petaca (Linares)	NL	287	260	A.Ext	131	3.25	2.94	350.06	210.04	31.49
Dulces Nombres	NL	409.3	252.79	Conv	6270.1	221.73	136.95	68397.78	41038.67	6152.1
Santiago	NL	62	54	A.Ext	151.9	0.81	0.71	85.8	51.48	7.72
Agua Ind. de Mty S. U.	NL	320	280	Conv	240	6.64	5.81	3194.4	1916.64	287.32
La Raya	OAX	300	350	A.Ext	270	7.00	8.16	883.87	530.32	79.5
San Pedro Mártir	QRO	295	480	Conv	630	16.06	26.13	9018.24	5410.94	761.72
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	2788	1146	ZOx	244.6	58.92	24.22	3620.76	2172.46	305.82
Caribe 2000	Q.ROO	261	334	Conv	171	3.86	4.93	1803.12	1081.87	162.18
Gucumatz	Q.ROO	510	395	A.Ext	113.4	5.00	3.87	337.26	202.36	30.34
Pok-Ta-Pok	Q.ROO	223	240	A.Ext	153.4	2.96	3.18	385.97	231.58	34.72
Norte	Q.ROO	220	205	FP-Conv	289	5.49	5.12	2298.78	1379.27	206.77
SaasTunJa	Q.ROO	349	381	FP-Conv	198	5.97	6.52	2523.18	1513.91	226.95
Tanque Tenorio	SLP	211	354	PAv-Conv-DN	390	7.11	11.93	3457.74	2074.64	311.01
Culiacán "Sur"	SIN	190	319	A.Ext	350	5.75	9.65	1153.42	692.05	103.74
Norponiente	SIN	200	320	A.Ext	180	3.11	4.98	561	336.6	50.46
Urías	SIN	147	303	A.Ext	111.3	1.41	2.91	210.54	126.32	18.94
El Crestón	SIN	140	250	FP-Conv	726	8.78	15.68	3569.28	2141.57	321.04
Los Alisos	SON	200	200	A.Ext	186	3.21	3.21	373.23	223.94	33.57
Río Mayo	SON	152	613	A.Ext	300	3.94	15.89	1715.34	1029.2	154.29
Tierra Negra	TAMPS	280	547	A.Ext	900	21.77	42.53	4614.79	2768.87	415.08
Norponiente	TAMPS	90	216	A.Ext	62	0.48	1.16	206.91	124.15	18.61
Internacional (Sur-Oriente)	TAMPS	120.9	150.03	A.Ext	907.5	9.48	11.76	2471.57	1482.94	222.31

Nombre	Edo.	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Proceso	Q _{op} L s ⁻¹	Carga SST d ⁻¹	Carga DBO d ⁻¹	Q _{biogás} m ³ d ⁻¹	Q _{CH4} m ³ d ⁻¹	Energía kWh
Morelos	TAMPS	247	189	SP-FP-SS	124	2.65	2.02	1067.22	640.33	95.99
Victoria Sur	TAMPS	176	259	ZOx	117	1.78	2.62	465.3	279.18	41.85
PTAR II	VER	205	225	A.Ext	195	3.45	3.79	517.44	310.46	46.54
Xalapa I	VER	375	205	Conv	745	24.14	13.20	8755.56	5253.34	787.53
Osiris	ZAC	192	236	Conv	470	7.80	9.58	3937.56	2362.54	354.17

SP: Sedimentación Primaria

AEx/ZOx: Aeración Extendida/Zanja de Oxidación

DN: Desnitrificación

PAv: Primario avanzado

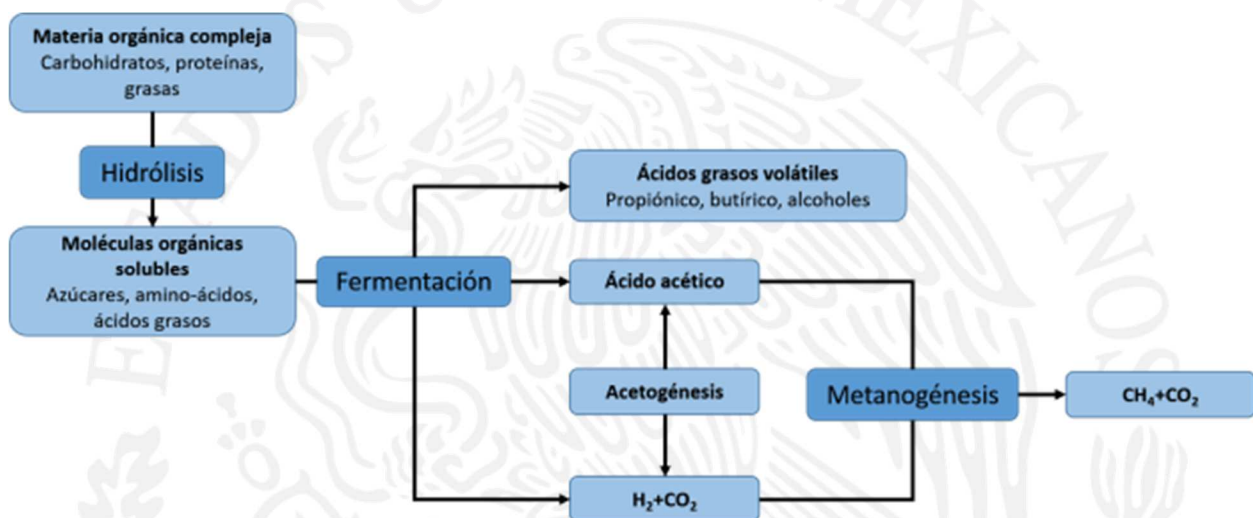
FP: Filtro Percolador

Conv: proceso convencional

SS: Sedimentación Secundaria

2.2 Fundamentos de la fermentación metanogénica

La degradación de la materia orgánica por vía anaerobia se realiza en tres etapas: hidrólisis, fermentación (conocida como acidogénesis) y metanogénesis. En la hidrólisis (primer etapa), la materia particulada (proteínas, polisacáridos, ácidos nucleicos y lípidos) se convierte a compuestos solubles que se hidrolizan a simples monómeros (monosacáridos, aminoácidos, purinas, pirimidinas y ácidos grasos) (Figura 2.1).



Fuente: , EPA, 2012

Figura 2.1 Proceso simplificado de estabilización anaerobia

2.2.1 Hidrólisis

Generalmente las bacterias son incapaces de alimentarse de material orgánico particulado, por lo que los biopolímeros o macromoléculas (proteínas, carbohidratos y lípidos) son inicialmente hidrolizados por enzimas extracelulares a compuestos más simples (azúcares, aminoácidos y ácidos grasos).

La etapa hidrolítica puede ser el proceso limitante de la velocidad global del proceso sobre todo cuando se tratan residuos con alto contenido de sólidos, como lo son los lodos de las plantas de tratamiento. Además, la hidrólisis depende de la temperatura del proceso, del tiempo de retención hidráulico, de la composición bioquímica del sustrato (porcentaje de lignina, carbohidratos, proteínas y grasas),

del tamaño de partículas, del nivel de pH, de la concentración de NH_4^+ y de la concentración de los productos de la hidrólisis (Varnero Moreno, 2011).

2.2.2 Fermentación

En la fermentación (segunda etapa) o acidogénesis, los compuestos solubles (que sirven de aceptores y donadores de electrones) se degradan a acetato, hidrógeno, dióxido de carbono, propionato y butirato; éstos dos últimos fermentan para producir hidrógeno, dióxido de carbono y acetato.

Durante la fermentación, los productos de la hidrólisis (azúcares y aminoácidos) son utilizados como sustrato por organismos fermentadores y por oxidadores anaerobios (ácidos grasos superiores).

Los productos de estas reacciones son acetato, hidrógeno, biomasa y productos intermedios como el propionato y butirato. Por su parte, estos últimos son degradados hasta acetato e hidrógeno por un grupo de bacterias conocidas como OHPA (bacterias acetogénicas productoras obligadas de hidrógeno, por sus siglas en inglés) las cuales deben existir en relación sintrófica con las metanogénicas que utilizan hidrógeno.

2.2.3 Metanogénesis

El tercer paso corresponde a la metanogénesis, en la que intervienen un grupo de microorganismos conocidos como metanogénicos, los cuales a su vez se subdividen en dos grupos; uno denominado metanogénicos acetoclásticos los que llevan a cabo la conversión del acetato en metano y dióxido de carbono. El segundo grupo de bacterias llamadas metanogénicas hidrogenófilas; usan el hidrógeno como donador de electrones y el dióxido de carbono como aceptor de electrones. Dentro del proceso anaerobio bacterias como las acetogénicas también se pueden utilizar para oxidar el nitrógeno y formar ácido acético, el cual se convierte a metano en una menor proporción.

La cantidad y calidad del biogás producido en un reactor anaerobio puede evaluarse en función del desempeño del reactor. La producción de biogás está directamente relacionada con la remoción de materia orgánica biodegradable medida como DBO o DQO, la cual está directamente relacionada con la cantidad de sólidos volátiles destruidos o removidos, y comúnmente se expresa como m^3 de biogás por cada kg DQO removido ó m^3 de biogás por cada kg SSV removidos.

2.3 Digestores anaerobios en plantas de tratamiento de aguas residuales

Para la digestión anaerobia se requiere de unidades o módulos llamados digestores anaerobios. Se presentan las condiciones de operación generales de los digestores anaerobios.

2.3.1 Temperatura y tiempo de retención

La mayoría de los digestores anaerobios operan a temperaturas entre 34 y 37°C, es decir, en el rango mesofílico. Pocos digestores en Estados Unidos y Europa operan en el rango termofílico, de 52 a 60°C. El régimen mesofílico de operación es el más utilizado. A pesar de las ventajas de un digestor termofílico, para conseguir una mayor velocidad del proceso y a la vez un aumento en la eliminación de organismos patógenos, éste suele ser más inestable a cualquier cambio de las condiciones de operación y presenta además mayores problemas de inhibición del proceso por la mayor toxicidad de determinados compuestos a elevadas temperaturas, como el nitrógeno amoniacal o los ácidos grasos de cadena larga. (Varnero Moreno, 2011).

En la Tabla 2.3 se muestran los rangos de temperatura a la que operan los distintos tipos de digestores.

Tabla 2.3. Rangos de temperatura y tiempo de fermentación anaeróbica

Tipo de digestor	Rangos de temperatura (°C)			Tiempo de fermentación anaeróbica (días)
	Mínimo	Óptimo	Máximo	
Psicofílico	4-10	15-18	20-25	>100
Mesofílico	15-20	25-35	35-45	30-60
Termofílico	25-45	50-60	75-80	10-15

Fuente: (Tomado y modificado de Lagrange, 1979)

Otro aspecto de importancia durante la digestión anaerobia es el tiempo de retención hidráulico y el tiempo de retención de sólidos, que en los sistemas de mezcla completa son iguales. Generalmente se trabaja con tiempos de retención entre 20 y 55 días.

2.3.2 pH

El proceso anaerobio es afectado de forma adversa con pequeños cambios en los niveles de pH, sobre todo los microorganismos metanogénicos, los cuales son más susceptibles a las variaciones de pH que los otros microorganismos de la comunidad microbiana anaerobia. Los diferentes grupos bacterianos presentes en

el proceso de digestión anaeróbica se desarrollan de forma óptima a pH neutro. El pH óptimo es entre 5.5 y 6.5 para acidogénicos y entre 7.8 y 8.2 para metanogénicos.

El pH óptimo para cultivos mixtos se encuentra en el rango entre 6.8 y 7.4. Para que el proceso se desarrolle satisfactoriamente, el pH no debe bajar de 6.0 ni subir de 8.0. Cabe señalar que el valor del pH en el digester no sólo determina la producción de biogás sino también su composición.

2.4 Fundamentos para la realización de los modelos para la estimación de producción de biogás

En la literatura existen varias formas de estimar la producción de biogás a partir de información como la DQO y los SST tanto en el lodo como en el agua. A continuación se describen estos métodos de estimación de producción de biogás.

2.4.1 Producción de biogás a partir de la DQO biodegradable removida durante el tratamiento del agua.

La cantidad de metano para un reactor anaerobio que trata agua residual o lodo puede calcularse usando la siguiente ecuación:

$$V_{CH_4} = (0.35)[(S_0 - S)(Q) \left(\frac{10^3 \text{ g}}{\text{kg}} \right)^{-1} - 1.42P_x]$$

Donde:

V_{CH_4} = Volumen de metano producido a condiciones estándar (0°C y 1 atm), $\text{m}^3 \text{ d}^{-1}$

0.35 = Factor de conversión teórico para la cantidad de metano producido, m^3

Q = flujo o caudal, $\text{m}^3 \text{ d}^{-1}$

S_0 = DQO_b. Demanda química de oxígeno biodegradable del influente, mg L^{-1}

S = DQO_b. Demanda química de oxígeno biodegradable del efluente, mg L^{-1}

P_x = Masa neta de tejido celular producido por día, kg d^{-1}

Para reactores anaerobios de mezcla completa y alta tasa sin reciclo, la cantidad de masa de tejido celular diariamente, P_x , puede estimarse de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_x = \frac{YQ(S_0 - S)(10^3 \text{ g/kg})^{-1}}{1 + k_d (SRT)}$$

Donde:

Y = Coeficiente de rendimiento o producción, $g\ SSV\ g^{-1}\ DQO_b$

K_d = Coeficiente de decaimiento endógeno, d^{-1} . Valores típicos de 0.02 a 0.04

SRT= Tiempo de retención de sólidos del dijestor, d.

S_0 = DQO_b Demanda química de oxígeno biodegradable del influente, $mg\ L^{-1}$

S = DQO_b Demanda química de oxígeno biodegradable del efluente, $mg\ L^{-1}$

Para reacciones anaerobias, los valores típicos de Y se encuentran entre 0.05 y 0.10 $g\ SSV\ g^{-1}\ DQO_b$ y los de K_d de 0.02 a 0.04, respectivamente (Metcalf & Eddy, 2003).

Los tiempos de retención de sólidos recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa se muestran en la Tabla 2.4.

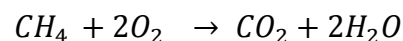
Tabla 2.4 Tiempo de retención de sólidos (SRT) recomendados para reactores anaerobios de mezcla completa

Temperatura de Operación ($^{\circ}C$)	SRT (mínimo)	SRT (típicos)
18	11	28
24	8	20
30	6	14
35	4	10
40	4	10

Fuente: (Metcalf & Eddy, 2003)

En la práctica, los valores típicos del tiempo de retención de sólidos utilizados para los reactores anaerobios de alta tasa son de 10 a 20 días. Se han observado muy bajos cambios en la destrucción de sólidos volátiles a tiempos mayores de 15 días y temperaturas de $35^{\circ}C$. Al seleccionar el tiempo de retención de sólidos se debe considerar los flujos máximos o cargas pico.

También la cantidad de biogás puede estimarse conociendo la cantidad de DQO biodegradable y realizando un balance de masa en el reactor. El consumo o destrucción de DQO en el reactor anaerobio se relaciona directamente con la producción de metano. La DQO del metano es equivalente a la cantidad de oxígeno que requiere el metano para convertirse en CO_2 y H_2O de acuerdo a la siguiente reacción estequiométrica:



De acuerdo con la ecuación, la DQO por mol de metano es: $2(32gO_2\ mol^{-1}) = 64\ g\ O_2\ mol^{-1}\ CH_4$.

El volumen de metano a condiciones estándar (0°C y 1 atm) es 22.414 L. Por lo tanto, el metano que se produce a partir de la DQO, bajo condiciones anaerobias a 35°C es: $22.414/64 = 0.35 \text{ L CH}_4 \text{ g}^{-1} \text{ DQO}$.

2.4.2 Producción de biogás a partir de la reducción de sólidos volátiles

La producción de biogás también puede estimarse a partir del porcentaje de destrucción o reducción de sólidos volátiles.

El grado de estabilización en el digester también se puede medir por la destrucción de sólidos volátiles. La destrucción de sólidos volátiles está relacionada con el tiempo de retención de sólidos o celular (*TRS*). La cantidad de sólidos destruidos en un digester de mezcla completa se puede estimar mediante la siguiente ecuación, (Chernicharo, V. S., 2005).

$$V_d = 13.7 \ln(\text{TRS}) + 18.9$$

Donde:

V_d = Destrucción de sólidos volátiles (%).

TRS = Tiempo de digestión, d (rango de 15 a 20 días).

El porcentaje de destrucción de sólidos volátiles en reactores mesofílicos de mezcla completa puede estimarse de acuerdo con la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Destrucción de sólidos volátiles en función del tiempo de estabilización

Tiempo de estabilización, d	Destrucción de sólidos volátiles (%)
30	65.5
20	60.0
15	56.0

Fuente: (Metcalf & Eddy, 2003)

El porcentaje de destrucción de sólidos también se puede determinar realizando un balance de materia en el reactor anaerobio.

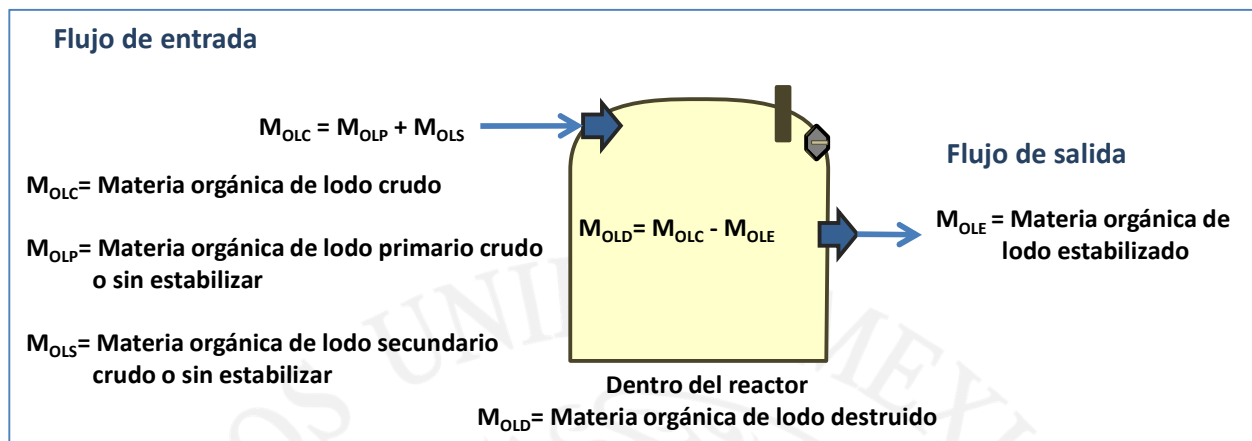


Figura 2.2 Balance de masas sobre la producción de biogás en base a la reducción de SV

De acuerdo con el balance de masas que se presenta en la Figura 2.2:

$$M_{OD} = M_{OLC} - M_{OLE} = P_{DSV} \times M_{OLC}$$

Donde:

M_{OD} = Masa orgánica destruida, $t d^{-1}$

M_{OLC} = Masa orgánica de lodo crudo o sin estabilizar, $t d^{-1}$

M_{OLE} = Masa orgánica lodo estabilizado, $t d^{-1}$

P_{DSV} = Porcentaje de destrucción de SV, %

$$M_{OLC} = M_{OLP} + M_{OLS}$$

Donde:

M_{OLC} = Masa orgánica de lodo crudo o sin estabilizar, $t d^{-1}$

M_{OLP} = Masa orgánica de lodo primario sin estabilizar, $t d^{-1}$

M_{OLS} = Masa orgánica de lodo secundario sin estabilizar, $t d^{-1}$

$$M_{OLP} = \text{Fracción de SV en el lodo primario} \times M_{LP}$$

Donde:

M_{OLP} = Masa orgánica de lodo primario sin estabilizar, $t d^{-1}$

M_{LP} = Masa de lodo primario sin estabilizar, $t d^{-1}$

$$M_{OLS} = \text{Fracción de SV en el lodo secundario} \times M_{LS}$$

Donde:

M_{OLS} = Masa orgánica de lodo secundario sin estabilizar, $t d^{-1}$

M_{LS} = Masa de lodo secundario sin estabilizar, $t d^{-1}$

Para la masa orgánica de lodo primario y para la masa orgánica de lodo secundario, si no se conocen los SV en el influente se pueden utilizar datos de la literatura (Metcalf & Eddy, 2003, pág 771), en donde se indica que para lodos primarios no tratados, los SV en lodo primario están dentro de un rango de 60-80% (fracción de SV en el lodo primario crudo) de los ST y con un valor típico de SV = 0.65 con respecto a los ST.

Para el caso del lodo secundario sin estabilizar, la literatura (Metcalf & Eddy, 2003), indica que el lodo extraído del sedimentador secundario después de un proceso de lodos activados, generalmente tiene una concentración alrededor de 0.8 % (0.5-1.5%, rango de la fracción de SV del lodo secundario crudo). La fracción orgánica del lodo residual es alrededor del 0.8 de la masa de lodos (80 %).

La producción de biogás para diferentes fracciones orgánicas en un reactor anaerobio se muestra en la Tabla 2.6. Los rangos de producción de biogás para grasas son de 1.2 a 1.6 m³ kg⁻¹ de sólidos volátiles removidos. La velocidad de producción de proteínas y carbohidratos es de 0.7 m³ kg⁻¹ de sólidos volátiles removidos. La producción de gas de un reactor anaerobio que trata una mezcla de lodo primario y secundario es de 0.8 a 1 m³ kg⁻¹ de sólidos volátiles removidos.

Tabla 2.6 Producción de gas de varios sustratos orgánicos

Material	m ³ gas kg ⁻¹ SV removidos	Metano (%)
Grasas	1.2-1.6	62-72
Natas	0.9-1.0	70-75
Grasas	1.2	68
Fibra cruda	0.8	45-50
Proteína	0.7	73

Fuente: (WEF, ASCE, & EWRI, 2010)

Ya se ha mencionado la composición general del biogás, sin embargo esta composición está en función de las condiciones de operación y del sustrato utilizado para la generación del biogás.

En aguas residuales, los valores típicos de producción de biogás en digestores de lodos son 0.5 a 0.75 m³ CH₄ por kg SSV alimentados o bien 0.75 a 1.12 m³ CH₄ por cada kg SSV eliminados. Los reactores bien operados producen concentraciones de dióxido de carbono entre 30 y 35%. En la Tabla 2.7 se puede observar la composición del biogás generados en plantas de tratamiento de aguas residuales.

Tabla 2.7 Composición del biogás de diferentes reactores anaerobios

Constituyente	Composición del biogás, %volumen							
	42.5	61.0	62	67.0	70	73.7	75.0	75-75
Metano	42.5	61.0	62	67.0	70	73.7	75.0	75-75
Dióxido de carbono	47.7	32.8	38	30.0	30	17.7	22.0	21-24
Hidrógeno	1.7	3.3	Trazas	--	--	2.1	0.2	1-2
Nitrógeno	8.1	2.9	Trazas	3.0	--	6.5	2.7	1-2
H ₂ S	--	--	0.15	--	0.01	0.06	0.1	1- 1.5
Capacidad calorífica (kJ m ⁻³)	17,102	24,852	24,591	23,250	27,125	29,472	26,678	27,945
Gravedad específica	1.04	0.87	0.92	0.86	0.85	0.74	0.78	0.7-0.8

Fuente: (WEF, ASCE, & EWRI, 2010)

La composición del gas está relacionada con las características del agua residual que se esté tratando o las condiciones de operación del reactor. Un incremento en la concentración de dióxido de carbono indica un descontrol del reactor. Altas concentraciones de sulfuros pueden indicar una mala operación del proceso de digestión, presencia de descargas industriales o infiltración de agua salada entre otras. El gas que recolecta, ya sea en el mismo digestor equipado con cubiertas de tipo flotante, o en un tanque independiente, con el mismo tipo de cubierta.

Es importante no permitir la entrada de aire en los tanques y tuberías que contienen biogás, ya que se pueden formar mezclas explosivas ($7 \text{ a } 20\% V_{\text{biogás}}/V_{\text{aire}}$). La línea de conducción del biogás debe contar con una válvula de alivio de presión y contra vacío, un arrestaflama y una trampa de condensados. Si no se utiliza, el gas debe ser quemado.

2.4.2.1 Estimación de la producción de biogás con base en la reducción de SSV

Para estimar la producción de biogás que se genera en un sistema de tratamiento de lodos de una PTAR municipal, la cual genera un caudal de 38 t d^{-1} de una mezcla de lodo primario y secundario crudo con una concentración de ST del 6% ($50,000 \text{ a } 60,000 \text{ mg L}^{-1}$) y una concentración de SV del 70% con respecto a los ST. Este caudal de lodo primario y secundario se estabiliza en tres reactores anaerobios que operan a una temperatura de $35 \text{ }^\circ\text{C}$ y tiene un porcentaje de reducción de SV del 40 al 42% (0.40-0.42). Para realizar la estimación de la producción de biogás, se utiliza el balance de masa.

Paso 1.- Se calcula la masa orgánica del lodo crudo (M_{OLC})

Para ello es necesario determinar la masa orgánica del lodo primario (M_{OLP}) y la masa orgánica del lodo secundario (M_{OLS}) sin estabilizar. En este ejemplo no se especifica la carga y/o el caudal de cada corriente de lodo, sólo la carga total de la mezcla de lodo primario y secundario. Para realizar el cálculo de M_{OLC} se aplica la fórmula:

$$M_{OLC} = \text{fracción de SV de la mezcla de lodo primario y secundario} \times M_{OLM}$$

$$= 0.7 \times (38 \text{ t d}^{-1}) = 26.6 \text{ t d}^{-1} = 26,600 \text{ kg d}^{-1}$$

Donde:

M_{OLM} = Masa orgánica del lodo mezclado (primario + secundario)

Paso 2.- Se calcula la masa orgánica destruida, tomando en cuenta el porcentaje de destrucción de SV que se indica en los datos.

$$M_{OD} = P_{DSV} \times M_{OLC} = 0.42 \times 26,600 \text{ kg d}^{-1} = 11,172 \text{ kg d}^{-1}$$

Paso 3.- La producción del biogás se estima a partir de la producción específica que, de acuerdo con la literatura ((U.S. EPA, 1979), (WEF, WERF, US EPA, 2012) y (Metcalf & Eddy, 2003)), varía de 0.75 - 1.1 m³ biogás kg SV destruidos.

$$Q_{biogás} = 1.1 \times M_{OD}$$

$$Q_{biogás} = 1.1 \text{ m}^3 \text{ biogás kgSV destruidos}^{-1} \times 11,172 \text{ kgSV destruidos d}^{-1}$$

$$Q_{biogás} = 12,289.2 \text{ m}^3 \text{ biogás d}^{-1}$$

Se producen 12,289.2 m³ de biogás por día.

2.4.2.2 Estimación de la producción de gas metano generado en el tratamiento de un agua residual que se trata en un reactor anaerobio mesofílico

Se propone un reactor anaerobio que opera a 35°C, con un caudal de operación de 3,000 m³ d⁻¹ de agua residual con una concentración de DQO biodegradable de 5,000 g m⁻³. Para estimar la cantidad de metano producido, considerando una remoción del 95% de la DQO biodegradable, un coeficiente de rendimiento o producción de biomasa de 0.04 g SSV/g DQO utilizada para la síntesis celular (SSV) y una relación de 1.42 g DQO/g SSV (Metcalf & Eddy, 2003):

Paso 1. Se realiza en el reactor un balance de masa en estado estacionario para la DQO.

Paso 2. Se determina la cantidad de la DQO del influente que puede convertirse en metano.

$$DQO_{influyente} - DQO_{efluente} - DQO_{convertida\ a\ células} - = 0 \text{ (Estado estacionario)}$$

$$DQO_{influyente} = DQO_{efluente} + DQO_{SSV} + DQO_{metano}$$

Paso 3. Se determina el valor de cada uno de los términos del balance de masa.

$$DQO_{influyente} = (5,000 \text{ g m}^{-3}) (3,000 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}) = 15,000,000 \text{ g d}^{-1}$$

$$DQO_{efluente} = (1 - 0.95) (5,000 \text{ g m}^{-3}) (3,000 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}) = 750,000 \text{ g d}^{-1}$$

$$DQO_{SSV} = \left(1.42 \text{ g} \frac{DQO}{\text{gSSV}} \right) \left(0.04 \text{ g} \frac{SSV}{\text{gDQO}_{UTILIZADA}} \right) (0.95) (15,000,000 \text{ g d}^{-1})$$

$$= 809,400 \text{ g d}^{-1}$$

Paso 4. Se calcula la cantidad de DQO convertida a metano.

$$DQO_{metano} = 15,000,000 - 750,000 - 809,400 = 13,440,600 \text{ g d}^{-1}$$

Paso 5. Se determina la cantidad de metano producido a 35°C. Se determina el volumen de gas que ocupa 1 mol a 35°C, utilizando la ecuación de los gases ideales.

$$V = \frac{nRT}{P}$$

$$V = 1 \text{ mol} \left(0.082 \text{ atm} \frac{\text{L}}{\text{mol} \text{ } ^\circ\text{K}} \right) (273.15 + 35)^\circ \frac{\text{K}}{1.0 \text{ atm}}$$

$$V = 25.29 \text{ L}$$

La DQO convertida a metano es:

$$(25.29 \text{ L/mol}) / (64 \text{ g DQO/mol CH}_4) = 0.40 \text{ L CH}_4/\text{g DQO}$$

La producción estimada de metano es:

$$CH_4_{producido} = (13,440,600 \text{ g DQO/d}) (0.40 \text{ L CH}_4/\text{g DQO}) (1\text{m}^3/103 \text{ L})$$

$$= 5,376 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$$

Considerando que el 65% del gas generado es metano

$$CH_4_{producido} = \frac{5,376 \text{ m}^3 d^{-1}}{0.65} = 8,271 \text{ m}^3 d^{-1}$$

Paso 6. Determinar la cantidad de energía contenida en el metano, si se considera que un gramo de metano produce 50.1 kJ (Metcalf & Eddy, 2003).

Considerando que el volumen ocupado por un mol de gas a 25°C y 1 atm es 24.5 L, se calcula el total de moles de metano producido por día.

$$\text{Moles de } CH_4 \text{ d}^{-1} = \frac{8,271 \text{ m}^3 d^{-1}}{24.5 \text{ L mol}^{-1} \times 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{L}}} = 337,591 \text{ mol d}^{-1}$$

$$\begin{aligned} \text{Masa de metano} &= (337,591 \text{ mol } CH_4 \text{ d}^{-1}) (16 \text{ g } CH_4 \text{ mol}^{-1}) \\ &= 5.4 \times 10^6 \text{ g } CH_4 \text{ d}^{-1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Contenido de energía} &= 5.4 \times 10^6 \text{ g } CH_4 \text{ d}^{-1} \times 50.1 \text{ kJ g}^{-1} CH_4 \\ &= 270.5 \times 10^6 \text{ kJ g}^{-1} \times 2.778 \times 10^{-4} \text{ kW h kJ}^{-1} \end{aligned}$$

$$\text{Contenido de energía} = 75.145 \text{ kWh d}^{-1}$$

2.4.2.3 Producción de biogás a partir de un lodo generado en un clarificador primario de una planta de tratamiento de aguas residuales estabilizado en un reactor anaerobio de alta tasa

Para calcular la producción de gas y de metano producido por un lodo de un sedimentador primario ó clarificador primario producido considerando un flujo de 38,000 m³·d⁻¹ de agua residual. El lodo primario se tratará en un digestor anaerobio de alta tasa. El agua residual que genera este lodo contiene 0.15 kg m⁻³ de sólidos volátiles en base seca y la DQO biodegradable removida es de 0.14 kg m⁻³. Para estimar el tamaño del digestor, se debe verificar la carga volumétrica y el porcentaje de estabilización del lodo. El lodo contiene 95% de humedad y una gravedad específica de 1.02.

Otros datos a considerar para el diseño son:

- Reactor anaerobio completamente mezclado
- TRH = SRT = 10 días a 35°C, Tabla 2.5.
- Utilización del sustrato (conversión de sólidos) 70%.
- El lodo contiene suficiente nitrógeno y fósforo para garantizar el crecimiento de la biomasa.

- $Y=0.08\text{kg SSV/kg DQOb}$ utilizada y $k_d = 0.03\text{ d}^{-1}$
- las constantes son para una temperatura de 35°C
- El porcentaje de metano en el gas del digestor es 65%.

Pasos:

Paso1. Determinar el volumen diario de lodo

$$V = \frac{M_s}{S_{sl}\rho_w P_s}$$

Considerando:

V = volumen, m^3

M_s = masa de lodo seco en, kg

ρ_w = Peso específico del agua, 10^3 kg m^{-3}

S_{sl} = gravedad específica del lodo

P_s = Porcentaje de sólidos en el lodo, expresado como decimal

$$\begin{aligned} \text{Volumen de lodo} &= (0.15\text{ kg m}^{-3}) \left(\frac{38,000\frac{\text{m}^3}{\text{d}}}{1.02} \right) (103\text{ kg m}^{-3}) (0.05) \\ &= 111.8\text{ m}^3\text{ d}^{-1} \end{aligned}$$

Paso 2. Determinar la carga de DQO biodegradable

$$DQO_{\text{biodegradable}} = (0.14\text{ kg m}^{-3})(38,000\text{ m}^3\text{ d}^{-1}) = 5,320\text{ kg d}^{-1}$$

Paso 3. Determinar el volumen del digestor

$$TRH = \frac{V}{Q}$$

$$V = Q(TRH) = 118.8\text{ m}^3\text{ d}^{-1} (10\text{d}) = 1,118\text{ m}^3$$

Paso 4. Determinar la carga volumétrica

$$\text{Kg DQO biodegradable m}^{-3}\text{ d} = \frac{5,320\text{ d}^{-1}}{1,118}\text{ m}^3 = 4.76\text{ 5,320 m}^{-3}\text{ d}$$

Paso 5. Determinar la producción de sólidos por día

$$S_0 = 5,320\text{ kg d}^{-1}$$

$$S_0 = 5,320 (1 - 07) = 1,596\text{ kg d}^{-1}$$

$$S_0 - S = 5,320 - 1596 = 3.724 \text{ kg d}^{-1}$$

$$Px = (3,724 \text{ kg d}^{-1} - 1.42 \frac{229.2 \text{ kg d}^{-1}}{1 + (0.03 \text{ d} - 1)(10\text{d})}) = 229.2 \text{ kg d}^{-1}$$

Paso 6. Calcular el porcentaje de estabilización

$$\text{Estabilización} = \left(\frac{(3,724 \text{ kg d}^{-1} - 1.42 (229.2 \text{ kg d}^{-1}))}{5,320 \text{ kg d}^{-1}} \right) \times 100 = 63.9\%$$

Paso 7. Calcular la cantidad de metano producida por día a 35°C

$$V_{\text{metano}} = (0.40 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1})(5,320 \text{ kg d}^{-1} - 1,596 \text{ kg d}^{-1}) - 1.42(229.2 \text{ kg d}^{-1})$$

$$V_{\text{metano}} = 1,359 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$$

Paso 8. Estimar la producción total de gas

$$\text{Volumen total de gas} = \frac{1,359}{0.65} = 2,091 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$$

Paso 9. Estimar la cantidad de energía producida

Considerando que el volumen ocupado por un mol de gas a 25°C y 1 atm es 24.5 L, se calcula el total de moles de metano producido por día.

$$\text{Moles de } CH_4 \text{ d}^{-1} = \frac{1,359 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}}{\left(24.5 \text{ L g}^{-1} \times 1 \frac{\text{m}^3}{103 \text{ L}} \right)} = 33,295 \text{ mol d}^{-1}$$

$$\text{Masa de metano} = 33,295 \text{ mol d}^{-1} \times (16 \text{ g } CH_4 \text{ mol}^{-1})$$

$$= 5.32 \times 10^5 \text{ g de metano d}^{-1}$$

$$\text{Contenido de energía} = 5.32 \times 10^5 \text{ CH}_4 \text{ d}^{-1} \times 50.1 \text{ kJ g}^{-1}$$

$$= 26.65 \times 10^6 \text{ kJ d}^{-1} \times 2.778 \times 10^{-4} \text{ kWh kJ}^{-1}$$

$$\text{Contenido de energía} = 7,382 \text{ kWh d}^{-1}$$

2.5 Modelo

El modelo se desarrolló para estimar el potencial de producción de biogás de las plantas de tratamiento de aguas residuales de lodos activados y duales de más de 200 L s⁻¹ utilizando la siguiente información:

- Datos de operación y de diseño proporcionados por los encargados de las distintas plantas de tratamiento.
- Datos encontrados como típicos en la literatura.
- Datos obtenidos durante los muestreos de lodos realizados.

Además, la estimación de biogás está en función del tipo de tren de tratamiento de cada planta, los cuales estaban conformados por una combinación de los siguientes módulos,

- Sedimentador primario: producción de lodo primario con alta concentración de materia orgánica y olor extremadamente ofensivo el cual tiene un mayor peso sobre la producción de biogás.
- Lodos activados: se utilizaron datos de los reactores biológicos como filtros percoladores y lodos activados para determinar el lodo de los sedimentadores secundarios.

2.5.1 Metodología para la estimación de cogeneración de energía de una planta de tratamiento de aguas residuales

Cada planta de tratamiento tiene particularidades que las hacen únicas. En la Figura 2.3 se presenta el esquema del modelo desarrollado para la estimación de energía eléctrica, considerando la estabilización anaerobia de los lodos residuales.

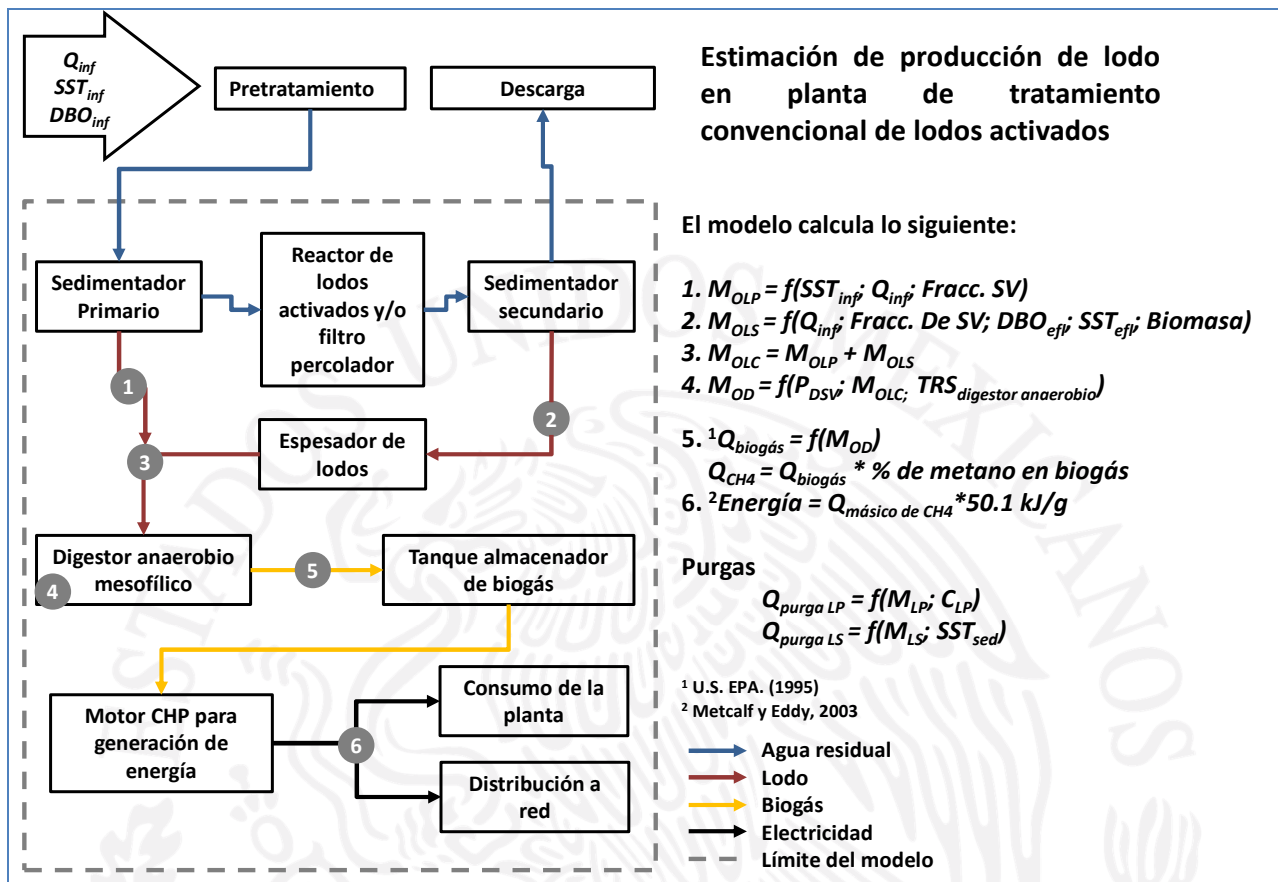


Figura 2.3 Ilustración esquemática de una planta de tratamiento de aguas residuales típica con digestión anaerobia

En la Figura 2.4 se muestran las variaciones del tren de tratamiento: lodos activados de tipo convencional, aireación extendida, filtro percolador o filtro percolador con lodos activados.

En una planta de cogeneración la cantidad y calidad de biogás generado determina la cantidad de energía eléctrica a cogenerar. La alimentación del digestor anaerobio, generalmente se compone del lodo primario más el lodo secundario, también llamado lodo mezcla.

Las cantidades de lodos se pueden estimar usando datos históricos, cuando se encuentran disponibles, métodos empíricos, y métodos basados en modelos matemáticos. Las estimaciones empíricas de producción de lodos se realizan utilizando las cargas actuales o proyectadas de la planta y datos de desempeño, las dosis de químicos y la producción de lodos de los procesos en la planta. Por ejemplo,

si se usa la masa de DBO removida en un proceso de lodos activados y una tasa de producción de lodo, es posible estimar la masa de lodo secundario producido.

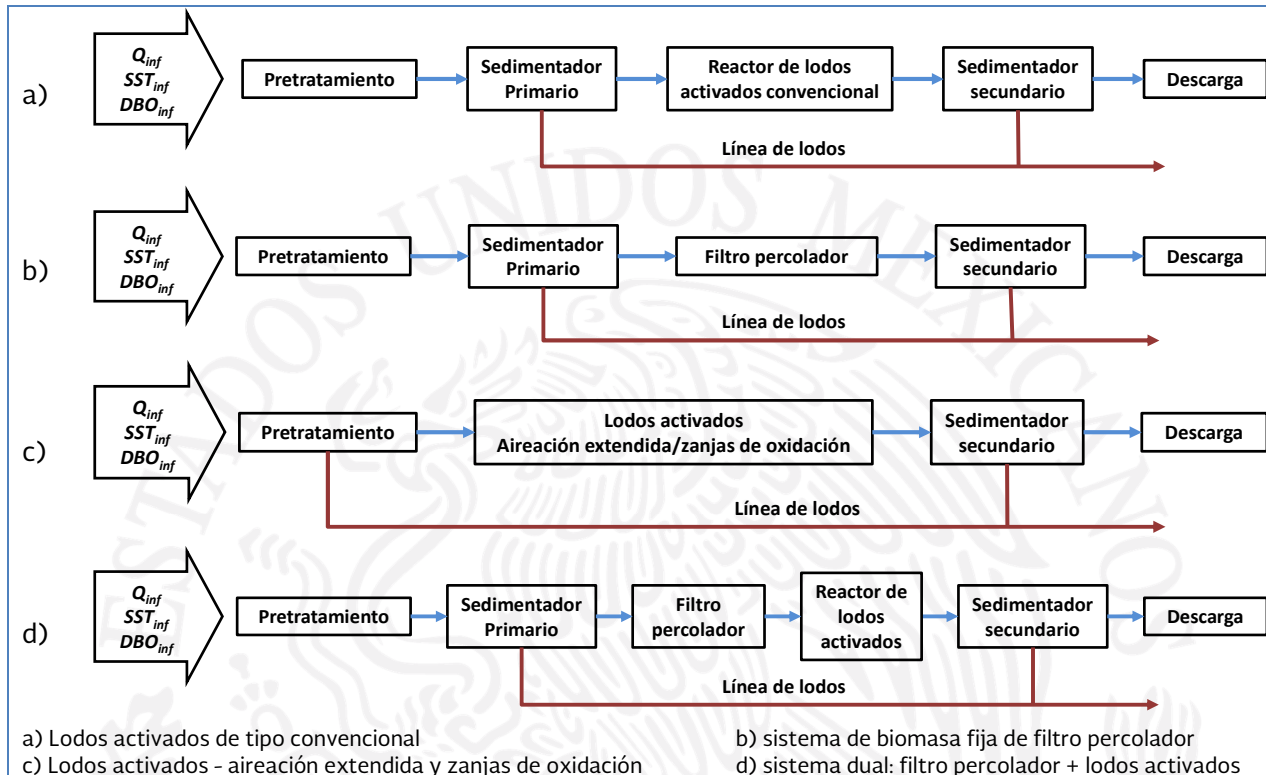


Figura 2.4 Tipos de tratamiento distribuidos en las PTARs

Los modelos aquí presentados se basan en un balance de masas para predecir la producción de lodos. Existen modelos de diseño como los publicados por la Comisión de Investigación del Agua (Water Research Commission, 1984), Wentzel, et al., (1990) y Tchobanoglous et al., (2003), o los modelos de simulación dinámica que incluyen más detalle de los procesos de lodos activados tales como ASM1, ASM2d, o ASM3 (Henze et al., 2000). Ambos modelos se basan en el balance de masa de la demanda química de oxígeno (DQO), incorpora cinéticas de crecimiento biológico y proporciona comparativos de producción de lodos.

Se utilizó un modelo empírico, el cual se basa en la estimación del rendimiento de la producción de lodos observada a partir de datos registrados o medidos in situ.

Para la cantidad de lodo producido (y dispuesto diariamente) se utiliza la ecuación:

$$P = Y_{obs} * Q * \frac{S_0 - S}{1,000}$$

El rendimiento (Y_{obs}) varía en función del sustrato (DBO, $DQO_b = DQO$ biodegradable y DQO) y decrece conforme aumenta el Tiempo de retención de sólidos (TRS) debido a la pérdida de biomasa por una mayor respiración endógena. Por ello se espera una producción de lodos menor en sistemas de lodos activados de aireación extendida. El rendimiento también es menor mientras la temperatura es mayor como resultado de una tasa de respiración endógena más alta. Por otro lado, el rendimiento es más alto cuando no se utiliza tratamiento primario, ya que una mayor cantidad de Sólidos Suspendidos Volátiles no biodegradables (SSV_{nb}) permanecen en el influente de las aguas residuales.

El modelo también considera el diseño del proceso de lodos activados real y de la caracterización del agua residual.

2.5.2 Datos de entrada del modelo

Se presenta como ejemplo la PTAR “San Pedro Mártir” localizada en la ciudad de Santiago de Querétaro, Querétaro.

El tren de tratamiento de la PTAR se encuentra conformado por las siguientes etapas:

- Pretratamiento – Rejillas Gruesas
- Pretratamiento – Rejillas medianas y finas
- Pretratamiento – Desarenado y desengrasado
- Clarificadores primarios
- Reactores biológicos
- Clarificadores secundarios
- Desinfección

El proceso de estabilización y manejo al cual se someterán los lodos generados durante la depuración del agua recibida estará compuesto por las siguientes etapas:

- Mezclado de lodos
- Espesamiento – Mesa de espesamiento
- Estabilización – Digestión anaeróbica termofílica
- Deshidratación – Filtro prensa tipo banda
- Sistema de Preparación de Polímero
- Cogeneración

Los datos de entrada del modelo se presentan en la Tabla 2.8

Tabla 2.8. Datos esenciales para el modelo de producción de biogás

Datos/simbología	Valor	Unidad	Descripción
Calidad del agua residual			
DBO ₅	480	mg L ⁻¹	Materia orgánica fácilmente biodegradable
SST _{inf}	295	mg L ⁻¹	Sólidos suspendidos totales
Datos de operación			
Q	54,432	m ³ d ⁻¹	Caudal de operación de la planta de tratamiento
T	11	°C	Temperatura ambiente
Valores teóricos o real según el caso de estudio			
R	0.6	NA	Remoción de sólidos en el sedimentador primario
R _{DBO}	0.3	NA	Remoción de materia orgánica en sedimentador primario
R	0.9	NA	Remoción de sólidos en el sedimentador secundario
TRH	1.5	h	Tiempo de retención hidráulico
R _{DBO}	0.9	NA	Remoción de materia orgánica en sedimentador secundario
C _{LP}	3	%	Concentración de sólidos lodo primario
C _{LS}	3	%	Concentración de sólidos lodo secundario después de espesarlo
Fracc. de SV en el LP	0.65	NA	Fracción de sólidos volátiles contenidos en el lodo primario
Fracc. de SV en el LS	0.78	NA	Fracción de sólidos volátiles contenidos en lodo secundario
SSVLMSSLM	0.78	NA	Relación entre SSV y SS del licor mezclado
K _d	0.06	d ⁻¹	Decaimiento endógeno
Y	0.6	g SSV g ⁻¹ DQO _b	Coefficiente de crecimiento, producción de células,
ØC	6	d	Tiempo de retención celular del reactor de lodos activados
β	1.04	NA	coeficiente de temperatura, para lodos activados un valor típico es 1.04, rango de 1.00 hasta 1.08
Υ lodo P.	1.03	NA	Gravedad específica
SST _{sed}	10,800	mg L ⁻¹	Sólidos sedimentados en el sedimentador secundario
R _g	0.082	atm L mol ⁻¹ °K	Constante de los gases ideales
P	1	atm	Presión
TRS	20	d	Tiempo de retención de sólidos del Digestor anaerobio
P _{DSV}	60	%	Destrucción de sólidos en digestor anaerobio

Datos/simbología	Valor	Unidad	Descripción
% de metano en biogás	60	%	Porcentaje de metano contenido en el biogás
T	55	°C	Temperatura del digestor
Factor de conversión de kJ -metano	50.1	kJ/g CH ₄	Producción de energía por gramo de metano

2.5.3 Cálculo de lodo primario

Para calcular la masa de lodo primario se asume una eficiencia de remoción de sólidos suspendidos totales, o se puede calcular con base en el tiempo de retención hidráulico del sedimentador primario. Para mantener una homogeneidad en los cálculos se considera una remoción de 60% de sólidos, para todos los casos.

Con la eficiencia del sedimentador establecida, se calcula la masa orgánica de lodo primario y del caudal de lodos que se envían al digestor anaerobio. La fracción volátil de la masa de lodo primario, la concentración esperada de este lodo y el peso específico del lodo se establecen a criterio. Los resultados se muestran en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Cálculo de lodo primario

Descripción	Fórmula y sustitución de valores	Resultado	Unidad
Masa de lodo primario	$M_{LP} = SST_{inf} * R * Q$	9.63	t d ⁻¹
	$M_{LP} = 295 \frac{mg}{L} * 0.6 * 54,432 \frac{m^3}{d} / 10,000$		
Masa orgánica de lodo primario	$M_{OLP} = Fracc. De SV en el LP * M_{LP}$	6.26	t d ⁻¹
	$M_{OLP} = 0.65 * 9.63 \frac{t}{d}$		

2.5.4 Cálculo de lodo secundario

Una vez establecida la masa orgánica de lodo primario, se calcula la masa del lodo secundario. La masa de lodo secundario es más compleja debido a los elementos que afecta al crecimiento de los microorganismos, los cuales finalmente se recuperarán en forma de lodo, el cual alimentará al digestor previo a su espesamiento. Para este cálculo se requiere contar con los siguientes datos:

- * Eficiencia en la remoción de sólidos suspendidos en el reactor secundario.
- * Relación entre los sólidos volátiles y suspendidos del licor mezclado.
- * Crecimiento de la biomasa de acuerdo a la literatura.
- * Tiempo de retención celular o de sólidos.
- * Coeficiente de decaimiento endógeno.

- * Fracción volátil de la masa de lodo secundario.
- * Relación entre los sólidos volátiles y suspendidos del licor mezclado.
- * Concentración de sólidos esperada en la tolva del sedimentador secundario.

Tabla 2.10. Estimación de generación de lodo secundario

Descripción	Fórmula y sustitución de valores	Resultado	Unidad
Masa de lodo secundario	$M_{LS} = \left(P_{ss} - \frac{Q * SST_{efl}}{1,000} \right)$	9.46	t d ⁻¹
	$M_{LS} = \left(10,105.68 - \frac{54,432 \frac{m^3}{d} * 11.8 \frac{mg}{L}}{1,000} \right)$		
Aumento diario de los SST en el licor Mezclado	$P_{ss} = Px / (SSVLM / SSLM)$	10,105.68	kg d ⁻¹
	$P_{ss} = 7,882.43 \frac{kg}{d} / (0.78)$		
Masa neta de tejido celular producido por día	$Px = Y_{obs} * Q * \frac{S_0 * R}{1,000}$	7,882.43	Kg d ⁻¹
	$= 0.048g \frac{g SSV}{g DQOb} * 54,432 \frac{m^3}{d} * \frac{118mg/L * 0.9}{1,000}$		
Crecimiento observado como sólidos volátiles por gramo de DQO biodegradable	$Y_{obs} = \frac{Y}{1 + K_T \phi_c}$	0.48	g SSV g ⁻¹ DQOb
	$Y_{obs} = \frac{0.6 \frac{gSSV}{gDQOb}}{1 + 0.0422/d * 6d}$		
Decaimiento endógeno en función de la temperatura	$K_T = K_{20} * \beta^{(T-20)}$	0.0422	d ⁻¹
	$K_T = 0.06 * 1.04^{(11-20)}$		
Masa orgánica de lodo secundario sin estabilizar	$M_{OLS} = Fracc. De SV en el LS * M_{LS}$	7.38	t d ⁻¹
	$M_{OLS} = 0.78 * 9.46 \frac{t}{d}$		

2.5.5 Generación de biogás, metano y energía eléctrica

Una vez determinados el lodo primario y el lodo secundario se calcula la masa orgánica del lodo crudo, que es la suma de las fracciones orgánicas de los lodos primario y secundario.

Tabla 2.11. Estimación de generación de biogás, metano y energía eléctrica

Descripción	Fórmula y sustitución de valores	Resultado	Unidad
Masa orgánica de lodo crudo	$M_{OLC} = M_{OLP} + M_{OLS}$		
	$M_{OLC} = 6.26 \frac{t}{d} + 7.38 \frac{t}{d}$	13.64	t d ⁻¹
Masa orgánica de sólidos volátiles destruidos	$M_{OD} = P_{DSV} * M_{OLC}$	8.19	t d ⁻¹
	$M_{OD} = 0.6 * 13.64 \frac{t}{d}$		
Porcentaje de destrucción de sólidos volátiles en digestor anaerobio	$P_{DSV} = M_{OLC} * \ln(TRS) + 18.9$	59.77	%
	$P_{DSV} = 13.64 * \ln(20) + 18.9$		
Flujo de biogás generado	$Q_{biogás} = 1.1 * M_{OD}$	9,004.93	m ³ d ⁻¹
	$Q_{biogás} = 1.1 * 8.19 \frac{t}{d} * 1,000$		
Flujo de metano generado	$Q_{CH_4} = Q_{biogás} * \% \text{ de metano en biogás}$	5,402.96	m ³ d ⁻¹
	$Q_{CH_4} = 9,004.93 \frac{m^3}{d} * 0.6$		

El flujo de biogás fue de 9,004.23 m³ por día.

Finalmente, se efectúa la conversión de biogás hasta el potencial de generación eléctrica. Se calculó el flujo de gas, pero se requiere el flujo másico, el cual se determina con las siguientes expresiones:

Descripción	Fórmula y sustitución de valores	Resultado	Unidad
Moles de metano producidos diariamente	$\frac{\text{Moles de } CH_4}{d} = \frac{Q_{CH_4}}{V}$	200.79	Mol CH ₄ d ⁻¹
	$\frac{\text{Moles de } CH_4}{d} = \frac{5,402.96 \frac{m^3}{d}}{26.9 \frac{L}{1,000}}$		
Volumen de gas a condiciones estándar	$V = \frac{R_g * T}{P}$	26.9	L mol ⁻¹
	$V = \frac{0.082 \frac{atm \cdot L}{m \cdot K} * (273.15 + 55)^\circ K}{1 atm}$		

Descripción	Fórmula y sustitución de valores	Resultado	Unidad
Caudal másico de CH ₄	$Q_{\text{másico de CH}_4}$ $= \text{Moles de CH}_4 * 16 * 1,000 \text{ g/kg}$	3,212,665.38	g CH ₄ d ⁻¹
	$Q_{\text{másico de CH}_4}$ $= 200.79 \text{ M} \frac{\text{CH}_4}{\text{d}} * 16 * 1,000 \frac{\text{g}}{\text{kg}}$		
Cantidad de energía generada a partir del metano de los lodos de la planta de tratamiento.	$\text{Contenido de energía}$ $= Q_{\text{másico de CH}_4} * 50.1 \text{ kJ/g CH}_4$	160,954,535.62	KJ d ⁻¹
	$\text{Contenido de energía}$ $= 3,212,665.38 \text{ g/d} * 50.1 \text{ kJ/g CH}_4$		
En función de las características del motor, esta energía se repartirá en electricidad, calor y pérdidas.	$\text{kWh} = (\text{Contenido de energía KJ d}^{-1} / \text{Factor de conversión}) / 24 \text{ horas} * \text{factor de eficiencia de la maquina}$	761.72	kWh
	$\text{kWh} = ((160,954,535.62 \text{ KJ d}^{-1} / 3,600) / 24) * 0.41$		

Con los cálculos antes mencionados se puede determinar la viabilidad de la planta para cogenerar energía y, por lo tanto, los ahorros por concepto de consumo de energía eléctrica.

2.5.6 Modelo para plantas duales

Entre otras modalidades se tiene la aireación extendida. Para este modelo se aumentó el tiempo de retención, cambiando la entrada de sólidos y materia orgánica dado que se elimina el sedimentador primario y, por lo tanto, se elimina el lodo primario. Esto impacta significativamente en la producción de energía de la PTAR dado que los lodos primarios son los que más contribuyen a la generación de biogás.

Por último, se tiene la producción de energía a partir de los lodos generados en sistemas de tratamiento duales, es decir, plantas que en su tratamiento secundario cuentan con filtros percoladores (con lo que son más flexibles en aceptar altas cargas), seguido de un proceso de lodos activados. Estos tanques son mucho más pequeños porque la cantidad de materia orgánica que reciben es menor debido al filtro percolador. La estimación de la generación de los lodos se realizó como si fuera un sistema de lodos activados pero integrando la eficiencia de remoción del filtro percolador al proceso, por lo que la generación de lodos será menor que en un sistema de lodos activados convencional.

3 DISEÑO CONCEPTUAL TIPO PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA EN LA GENERACIÓN DE BIOGÁS

En la viabilidad técnica de una planta de biogás influyen un gran número de factores que deben considerarse tales como: disponibilidad y garantía de producción de lodos en forma continua; tecnología disponible para el tratamiento del lodo para la producción de biogás; calidad y cantidad de biogás generado; utilización eficiente del gas generado en el motor y gestión de la electricidad producida, entre otros. También deben considerarse las condiciones medioambientales del entorno en que se encuentra la planta, la legislación del país para el uso del biogás como fuente de energía eléctrica, la capacitación del personal para operación y mantenimiento, etc.

En la Figura 3.1 se presenta un esquema general de una planta de tratamiento de lodos activados que considera la producción, tratamiento y uso de biogás. Se deben incluir operaciones previas como el espesamiento y la deshidratación del lodo, la selección y diseño del reactor anaerobio, y el tratamiento y limpieza del biogás para su uso en la generación de energía eléctrica o calor.

En la planta de tratamiento también debe considerar el tratamiento y disposición final o uso del lodo residual estabilizado, el cual puede utilizarse como un acondicionador de suelo para uso en cultivos forestales o agrícolas.

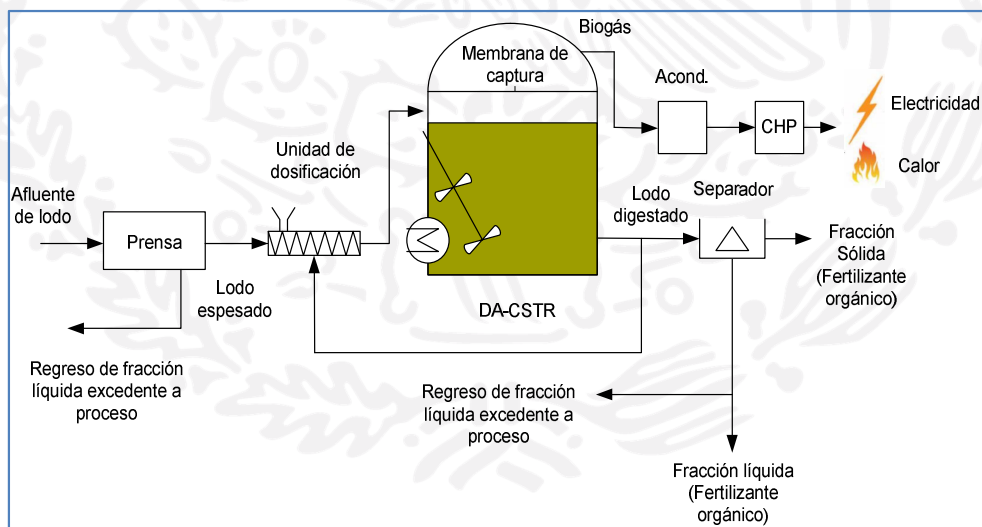


Figura 3.1 Esquema conceptual de la producción, tratamiento y uso de biogás (Tetra Tech)

3.1 Consideraciones generales

En este estudio se presentarán tres diseños conceptuales para implementar los sistemas de limpieza y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de lodos activados tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Selección del equipo para el almacenamiento del biogás
- Selección de quemadores
- Selección de la tecnología para la limpieza del biogás
- Equipo para la generación de energía eléctrica

3.1.1 Selección del equipo para el almacenamiento del biogás

El biogás sale del digestor con una presión aproximada de 2 mbar y tiene que ser comprimido para obtener una presión aproximada de 135 mbar, para almacenamiento o purificación. En principio, los contenedores de biogás no pueden ser muy grandes. Por otro lado, un volumen grande del contenedor de gas, mejora las variaciones en la producción de biogás y minimiza el volumen que debe ser quemado, por lo que, se disminuye la pérdida de energía. Sin embargo, los contenedores de biogás son muy costosos y tienen sus limitantes. Casi siempre se recomiendan los contenedores que pueden tomar la proporción de biogás diaria de la planta para prevenir problemas en situaciones inesperadas.

En plantas de tratamiento de aguas residuales, el tamaño del contenedor de gas normalmente varía entre 0.75 y 1.5 veces la producción diaria de biogás. Sin embargo la selección del tamaño depende de la utilización del gas residual.

Si el biogás es usado únicamente para calentamiento del reactor y otros tanques de la planta, no es realmente esencial un contenedor de biogás. Cuando el gas se usa en un sistema de cogeneración (CHP) y la producción alimenta una red de energía, el contenedor de biogás debe estar diseñado para almacenar la mitad del promedio de la producción diaria del gas. Cuando la energía consumida en la planta de biogás es cubierta por la producción de energía eléctrica, el contenedor deberá tener tres cuartas partes del biogás acumulado diariamente.

Cuando la energía solo se utiliza para cubrir las cargas máximas, debe ser posible almacenar la producción de biogás diaria en el contenedor.

El contenedor de biogás (presión <math><0.1\text{ bar}</math>) en general tiene que ser instalado, mantenido y operado de manera que la seguridad de los operadores y otras personas esté asegurada (Deublein & Steinhauser, 2011).

El almacenamiento del biogás se realiza en tanques, por lo que se pueden utilizar: tanques de presión baja (que tienen una campana flotante), tanques de presión media cilíndricos, tanques a alta presión y como gas licuado. Conforme aumenta la presión de almacenamiento, los requerimientos de pureza del biogás se incrementan, haciendo costoso su manejo.

En la Tabla 3.1 se muestran diferentes tipos tanques de almacenamiento de biogás.

Tabla 3.1 Tipos de tanques de almacenamiento

Presión	Tamaño usual (m ³)	Diseño
Baja presión 10-50 mbar	5-2	Contenedor de gas en forma de taza.
0.05-5mbar	10-2000	Cubierta del bio-reactor de aluminio o bolsas para el almacenamiento del biogás.
Presión media 5-20 bar	1-100	Tanques de acero.
Presión alta 200-300 bar	0.1-0.5	Tanques de acero.

Fuente: (Deublein & Steinhauser, 2011)

3.1.2 Selección de quemadores

Los quemadores de biogás son indispensables en todas las plantas de tratamiento de aguas residuales que cuentan con un proceso anaerobio. La instalación de un quemador de biogás tiene como objetivo la seguridad del sistema, la reducción del impacto ambiental y de malos olores. Aunque se cuente con sistemas para el uso del biogás, siempre se debe instalar un quemador por seguridad en caso de que exista una producción de biogás mayor a su consumo, o por paros del equipo que pueden ocurrir temporalmente debido a fallas operaciones, trabajos de mantenimiento o reducción de consumo de gas.

Existen tres tipos de quemadores: abiertos, cerrados y semi-cerrados. En la Figura 3.2 se muestra un quemador abierto.



SAGUAPAC, 2016



Dulces Nombres

Figura 3.2 Quemador abierto

3.1.3 Selección de la tecnología para la limpieza del biogás

El biogás crudo tiene compuestos que afectan el rendimiento o eficiencia de los equipos o no cumplen con otros requisitos tales como calidad o emisiones.

En su composición el biogás contiene metano, dióxido de carbono y una variedad de gases contaminantes como sulfuro de hidrógeno y otros compuestos sulfurados, vapor de agua, siloxanos, halógenos, nitrógeno, mercaptanos y ocasionalmente compuestos orgánicos volátiles, cuya presencia y composición dependen del tipo de sustrato a partir del cual el biogás fue generado.

El biogás generado en los reactores anaerobios como producto de la transformación del material orgánico presente en las aguas residuales, tiene un valor energético que muchas veces no es aprovechado. Esto se debe a que su manejo resulta ser relativamente complicado, debido a que para ciertos usos se tienen que realizar algunos pasos de purificación antes de su almacenamiento y utilización. Estos pasos consisten en el lavado y secado del biogás con objeto de eliminar o disminuir el contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2), hasta valores en los cuales su efecto corrosivo sea mínimo.

El biogás se utiliza en diversos fines, tales como:

Combustible para calderas, hornos y estufas

Generación de electricidad
Combustible alternativo en la línea de gas natural o aprovechamiento como combustible vehicular

Para su utilización, es necesario tratar el biogás hasta el nivel exigido para su aprovechamiento. En la Tabla 3.2 se muestra la calidad de gas exigido para diferentes aplicaciones.

Tabla 3.2 Calidad del biogás requerida para diferentes aplicaciones en Europa

Poder calorífico y componentes del biogás	Motor de gas	Celda de combustible ^{a)} MCFC	Celda de combustible ^{a)} PEFC, PAFC	"Gas verde" para vehículos de acuerdo a ISO/DIS 15403	Adición a gas natural de acuerdo a DVGW G 260
Poder calorífico bruto	n.s.	n.s.	n.s.	No valor Mínimo	8.4-13.1 Whm ⁻³
CH₄	Mínimo ~430 mg Nm ⁻³ (60% volumen)	n.s.	n.s.	>96%	No valor mínimo
H₂S	<200 mg Nm ⁻³ (0.013% volumen)	<0.1 mg Nm ⁻³	n.s.	≤5 mg Nm ⁻³	<5 mg Nm ³
Azufre total sin agentes de odorización	<2200 mg Nm ^{-3b)}	0.1 mg Nm ⁻³	0.05 mg Nm ⁻³	<120 mg Nm ⁻³	<30 mg Nm ⁻³
COS	n.s.	<0.14 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
Tiol de azufre (mercaptano)	n.s.	n.s.	n.s.	<15 mg Nm ⁻³	<6 mg Nm ⁻³
CO₂	~60 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	<3%	<6% volumen
O₂	n.s.	<1%	<1%	<3%	<3% neto en seco <5% neto en húmedo
Hidrocarburos	n.s.	n.s.	n.s.	<1%	<punto de rocío (a la presión /temperatura relevante)
Agua	<80% humedad relativa	Punto de rocío <15°C	n.s.	<30 mg Nm ⁻³	<50 mg Nm ⁻³
Vapores de	3000 mg	n.s.	n.s.	<70-200 mg	n.s.

Poder calorífico y componentes del biogás	Motor de gas	Celda de combustible a) MCFC	Celda de combustible a) PEFC, PAFC	“Gas verde” para vehículos de acuerdo a ISO/DIS 15403	Adición a gas natural de acuerdo a DVGW G 260
aceite (<C₁₀)	Nm ^{-3b)}			Nm ⁻³	
Vapores de aceite (>C₁₀)	250 mg Nm ^{-3b)}	n.s.	n.s.	<70-200 mg Nm ⁻³	n.s.
Glicol/metanol	n.s.	n.s.	n.s.	Libre técnicamente	n.s.
Polvo	<10 mg Nm ^{-3b)}		n.s.	Libre técnicamente <1 μm	Libre técnicamente
Tamaño de partículas	3-10 μm	Tamaño 1 μm			
NH₃	<30 mg Nm ^{-3b)}	<400 mgm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
Polysiloxanos	0.2 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Cloro	100 mg Nm ^{-3b)}	0.1 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
Flúor	50 mg Nm ^{-3b)}	0.01 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
Metales pesados	n.s.	0.1 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
CO	n.s.	n.s.	0.1 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.
Hg	n.s.	30-35 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.	n.s.
Halógenos	100 mg Nm ⁻³	0.004 mg Nm ⁻³	0.1-1.0 mg Nm ⁻³	n.s.	n.s.

Fuente: (Deublein and Steinhauer, 2012)

a) Celdas de combustible: MFCF, celda de combustible de carbonato fundido; PEFC, celda de combustible de membrana de polielectrolito; FAFC, celda de combustible de ácido fosfórico.

b) Está relacionado con el contenido de metano.

n.s. no suministrado

COS Sulfuro de carbonilo

C₁₀ referido al número de carbonos.

Tratamiento para mejorar la calidad del biogás

Las principales etapas de tratamiento para mejorar la calidad del biogás se muestran a continuación:

- 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 en el biogás, etapa que se realiza antes de la separación del dióxido de carbono, cuando la tecnología de remoción de CO₂ utiliza un proceso seco
- Remoción de siloxanos para evitar las incrustaciones de sílice

Tecnología utilizada para el tratamiento del biogás

La purificación del biogás se realiza en dos etapas, un tratamiento primario y uno secundario. La Figura 3.3 y la Tabla 3.3 resumen las principales tecnologías para el tratamiento del biogás.

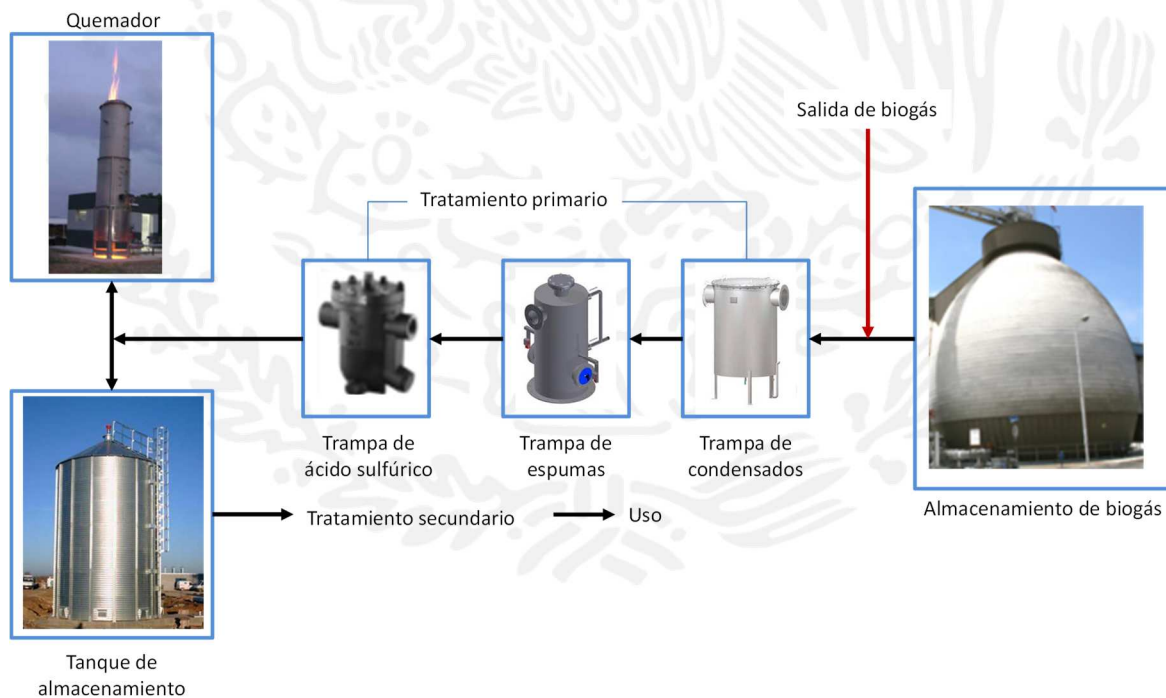


Figura 3.3 Tren de tratamiento de biogás

Tabla 3.3 Tratamientos, contaminantes y tecnología disponible para la limpieza del biogás

Tratamiento	Contaminantes	Tecnología utilizada
Primario Primera etapa de reducción de contaminantes normalmente por medio de operaciones físicas	Agua	Condensación Absorción en líquidos Adsorción física en sólidos Adsorción química en sólidos
	Remoción de espumas	Diferentes dispositivos separadores y rompedores de espuma
	Remoción de partículas	Filtración sobre arena o cerámica
Secundario Procesos diseñados para proporcionar una mayor limpieza al biogás. Son tratamientos físicos, químicos y biológicos	Separación parcial de sulfuro de hidrógeno	Absorción (lavado con agua, lavado caústico)
	Eliminación de trazas de sulfuro de hidrógeno	Adsorción (Carbón activado, zeolitas) Físicos (Condensación) Precipitación química (FeCl ₃ , otros) Oxidación química (O ₃ y KMnO ₄ , otros) Oxidación biológica (Biofiltración, biolavadores, biopercoladores)
	Remoción de gas carbónico (CO ₂)	Adsorción (modulación de presión) Absorción (Lavado con agua a presión, física y química) Permeación con membranas de baja o alta presión Criogénesis
	Remoción de siloxanos	Absorción con Selexol Adsorción con Carbón activado Enfriamiento
	Remoción de oxígeno nitrógeno y compuestos orgánicos halogenados	Lavado con agua presurizada Lavado físico con solventes Absorción y adsorción química

Tratamiento primario. Representa la primera etapa en la reducción de la cantidad de contaminantes en el biogás y normalmente se usan operaciones físicas simples. Los principales contaminantes removidos o reducidos son: agua (contaminada) llamada “condensado” y partículas. La presencia de agua líquida en las tuberías de gas puede tener un efecto perjudicial. La acumulación de agua reduce el espacio disponible para el flujo de gas e incrementa las pérdidas de presión. Por lo que se debe controlar y minimizar la presencia de agua en las tuberías de biogás. En caso de que la concentración de sulfuro de hidrógeno (H_2S) en el agua sea mayor a 1000 mg L^{-1} es recomendable hacer un tratamiento para reducir su concentración por debajo de este valor.

Tratamiento secundario. Estos son procesos diseñados para proporcionar una mayor limpieza al biogás, e incluyen tratamientos físicos, químicos y biológicos.

A continuación se citan los principales contaminantes del biogás y las técnicas o procesos para reducirlos o eliminarlos.

- Remoción de vapor de agua

Para la remoción de agua del gas se utilizan las siguientes técnicas:

Secado por enfriamiento. Es la técnica más común para el secado de gases de digestores. Se utilizan intercambiadores de calor y enfriadores mecánicos para enfriar el gas y condensar el agua, la cual puede separarse por medio físicos.

Secado por adsorción. Se deben diseñar adecuadamente para remover el vapor de agua y otros contaminantes presentes en el gas.

Secado por medio de filtros coalescentes.

Secado por medio de glicoles. El glicol es una sustancia higroscópica y se usa frecuentemente para remover el agua del gas natural.

Todos los equipos para remoción de humedad deben fabricarse con materiales resistentes a la corrosión y serán precedidos por trampas para condensado y sedimentos.

- Remoción de sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno es uno de las impurezas más frecuentes en el biogás. Es un gas tóxico, combustible y oloroso. Sin un control adecuado, las concentraciones de H_2S en el biogás generado en plantas de tratamiento municipales pueden estar en un rango de 150 a 3000 mg L^{-1} .

El sulfuro en el biogás de las PTARs puede venir directamente de los compuestos oxidados que se encuentren en el agua residual tales como sulfatos, sulfitos y tiosulfatos presentes en altas concentraciones en algunas aguas residuales industriales o municipales. En forma general la concentración de sulfuros en el biogás proviene de la presencia de los compuestos oxidados de azufre en el agua residual ya sea que su origen sea la fuente de agua potable de la población o de la concentración que contengan los diferentes productos de limpieza, uso personal, medicamentos, alimentos procesados, etc., que use la población.

Estos compuestos sirven como aceptores de electrones para las bacterias sulfato-reductoras, las cuales consumen compuestos orgánicos en el reactor anaerobio y producen el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

La cantidad de H_2S que se produce por unidad de DQO (demanda química de oxígeno), es igual a la cantidad de DQO requerida para producir metano (CH_4). 4 L de H_2S/g DQO utilizado a $35^\circ C$. A diferencia del metano, el H_2S es muy soluble en agua, con una solubilidad de $2,650\text{ mg L}^{-1}$ a $35^\circ C$. (Metcalf&Eddy, 2013). Sin embargo, la concentración de contaminantes en el biogás de los reactores anaerobios también se controla con los límites máximos recomendados para una buena producción de metano y evitar la inhibición de las bacterias metanogénicas.

Si se desea tener un biogás rico en metano, se recomienda que la concentración de sulfuros en el reactor sea menor a 20 mg L^{-1} para una óptima actividad metanogénica, ya que las sulfatoredutoras compiten por la fuente de carbono, concentraciones mayores de sulfatos pueden ser tóxicas (Speece, 1996). La actividad metanogénica puede decrecer en más del 50% con concentraciones de 50 a 250 mg L^{-1} (Arceivala, 1998). Por lo tanto, la estabilización anaerobia de lodos requiere del control de la concentración de H_2S , para obtener una corriente de gas rica en metano. Para tal efecto, será necesario contar con sistemas de tratamiento que eliminen del lodo los sulfatos antes de que éste ingrese al reactor anaerobio.

El H_2S y sus derivados, deben removerse del biogás para prevenir la corrosión en las calderas, equipos de agua caliente, compresores de gas y motores. Además es un contaminante del aire, es tóxico y puede causar la muerte en pocos minutos.

Las principales formas para remover H_2S son:

- * Absorción en líquidos, con sustancias tales como: aminas, agua, carbonato de potasio, polietilenglicol y metanol. Esta absorción generalmente se realiza en columnas empacadas, al igual que la desorción para la regeneración del absorbente.

- * Separación mediante membranas.
- * Formación de sulfuros metálicos, con compuestos tales como óxidos de hierro, zinc, acetato de zinc entre otras. El H₂S reacciona con el óxido de hierro para formar hierro elemental, azufre elemental y agua.
- * Oxidación por microorganismos.
- * Sistemas de adsorción. Se utiliza carbón activado tratado con un material alcalino para adsorber el H₂S del biogás. Estos sistemas se recomiendan para tratar pequeñas cantidades de gas.
- * Sistemas catalíticos que utilizan una solución acuosa de un quelato de hierro como catalizador y producen azufre elemental. El catalizador se regenera con aire en un reactor de oxidación.
- * Desulfuración por adición de sales de hierro en el reactor

Algunas plantas de tratamiento adicionan sales de hierro directamente al digestor o al afluente de la planta. El hierro reacciona con el sulfuro para formar sulfuro de hierro insoluble. Las sales de hierro no pueden adicionarse en las tuberías que conduzcan lodos a alta temperatura ya que se forma rápidamente una incrustación de fosfato ferroso. También se debe tener mayor control en el digestor ya que las sales de hierro consumen alcalinidad y pueden disminuir el pH del sistema.

La remoción In-situ (en el digestor) de sulfuros mediante la adición de sales/óxidos de hierro al lodo del digestor se realiza comúnmente en muchas plantas de tratamiento.

Los cloruros de hierro, fosfatos u óxidos se añaden directamente dentro del digestor o dentro del tanque de almacenamiento de lodos que alimenta al éste. La adición de FeCl₂, que es un líquido, es lo más utilizado. También se pueden añadir hidróxidos de hierro (Fe (OH)₃ o Fe(OH)₂) en forma sólida y cloruro férrico (FeCl₃). Éstos reaccionan con el sulfuro de hidrógeno generado en el digestor y forman sales insolubles de sulfuro de hierro. Debido a esta precipitación, se previene la liberación de H₂S hacia el biogás.

La adición de iones de hierro divalente o trivalente está relacionada con el equilibrio del sulfuro de hidrógeno entre la fase líquida y gaseosa. Los requerimientos de hierro (en gramos por día) pueden determinarse de acuerdo a la siguiente fórmula (Ries, 1993).

$$Fe = \beta \cdot \frac{M_{Fe}}{M_S} \left(\frac{H_2S_{aq}}{f_{H_2S}} \cdot V_{Substrato} + \frac{\Delta H_2S_g}{1000} \cdot \rho_{H_2S} \cdot V_{Biogás} \right)$$

Donde:

Fe = Iones de hierro ($g\ d^{-1}$)

H_2S_{aq} = Sulfuro de hidrógeno disuelto total ($g\ m^{-3}$)

f_{H_2S} = Porción total del sulfuro disuelto como H_2S_{aq}

ΔH_2S_g = cantidad de H_2S removido del biogás (ppmv)

$V_{Substrato}$ = Flujo del sustrato ($m^3\ d^{-1}$)

$V_{Biogás}$ = Flujo de biogás ($m^3\ d^{-1}$)

ρ_{H_2S} = Densidad de H_2S ($g\ L^{-1}$)

M_{Fe} = Masa molecular del hierro ($g\ mol^{-1}$)

M_S = Masa molecular del azufre ($g\ mol^{-1}$)

β = factor de sobredosis: 1.7-2.3 o de 3-5. Este factor extra se debe a la presencia de fósforo, compuestos orgánicos, y otros que puedan consumir hierro en el sistema.

Este método es muy efectivo en reducir altos niveles de H_2S , pero menos efectivo en disminuir bajas concentraciones y niveles estables para que el biogás pueda ser utilizado en vehículos o inyectado a la red de gas. Con este método se pueden alcanzar niveles de 100-200 ppmv (Ries, 1993).

Los costos de inversión son bajos ya que únicamente se requiere un sistema de dosificación de sales de hierro. El costo de operación depende de la cantidad de sulfuro de hidrógeno generado durante el proceso de digestión además, cuando se utilizan materiales crudos que son ricos en proteínas y otras moléculas contenedoras de sulfuros, este método puede llegar a ser muy costoso.

➤ Desulfuración con adición de oxígeno in situ en el digestor

Un método sencillo de desulfuración es la adición de oxígeno o aire directamente en la interfase entre el lodo que se encuentra en el digestor y donde se inicia el almacenamiento de biogás en el domo del reactor. En este punto se coloca una malla donde se inoculan los microorganismos. De esta forma se lleva a cabo la oxidación biológica del H_2S a sulfuro elemental y sulfatos mediante bacterias *Thiobacillus*. Estas bacterias crecen en la superficie del digestato (lodo del reactor) y requieren de bajas cantidades de oxígeno (3-6% de aire en el biogás) proporcionado por una bomba de aire. Dependiendo de la temperatura, el tiempo de reacción y la cantidad de aire se pueden reducir de un 80-99% el H_2S , o en concentraciones alrededor de 20 a 100 $mg\ L^{-1}$ de H_2S .

Este método es probablemente el menos costoso y el más fácil de implementar donde no se requiere de un pulimento muy exigente del biogás. Por ejemplo,

cuando el biogás sólo se limpia para prevenir problemas de corrosión y de olores. Así, la desulfuración in-situ en el digester es el método más aplicado como desulfuración primaria en plantas de biogás para utilizar motores para cogeneración.

Lo más importante del proceso de desulfuración in-situ es acoplar el proceso de degradación anaerobia, y el suministro de oxígeno al proceso de fermentación, sin que se afecte la formación de metano. En caso contrario, el rendimiento del biogás decrece. Además, el sulfuro o sulfato restante en el sistema puede llevar a la formación de H_2S e incrustaciones amarillas de sulfuro en las superficies, incrementando así la corrosión. Más aún, se requiere de medidas de seguridad apropiadas para evitar la sobredosis de aire, que pudiera ocurrir por la falla de una bomba de aire, lo cual podría provocar una explosión cuando el aire alcance entre 6 y 12%, dependiendo del contenido de metano. Una desventaja es la acumulación de O_2 y N_2 en la corriente de biogás. El nitrógeno es muy difícil de remover durante el enriquecimiento del biogás, por lo tanto, este método no es la mejor opción si se busca utilizar el biogás como combustible en vehículos o en la red de gas.

➤ Biofiltros o filtros percoladores

Estos sistemas consisten en forzar el flujo de biogás a través de una cama empacada con algún material orgánico o sintético para el soporte de una biopelícula. El H_2S en el biogás se transfiere de la fase gaseosa hacia la biopelícula donde se utiliza como fuente de energía para los microorganismos produciendo básicamente sulfuro si la oxidación es parcial o sulfatos si es total. Los parámetros que tienen influencia en el proceso son el material de empaque, el contenido de humedad, la temperatura, el pH, el tiempo de contacto, los niveles de nutrientes y el oxígeno. Las bacterias que normalmente utilizan el H_2S son aerobias y por lo tanto requieren oxígeno. El método convencional de suministrar oxígeno hacia el biofiltro/filtro percolador es inyectar directamente aire (4-10%) hacia la corriente de gas.

El mayor inconveniente con los biofiltros de empaque orgánico es la acidificación del medio debido a la formación de ácido sulfúrico por la oxidación del H_2S . Para contrarrestar la caída de pH, se busca aumentar la capacidad buffer del medio al añadir compuestos alcalinos o lavar constantemente el medio con agua. Este problema se evita con los filtros percoladores con empaque sintético porque los productos de la reacción ácida se lavan constantemente, no obstante, se requiere de recirculación.

Tecnologías en el mercado como The Biopuric Process (Biothane Corporation) puede manejar concentraciones de sulfuro de hidrógeno de 1,000 a 15,000 ppmv. Sus tasas de remoción van del 90 al 99%.

La compañía holandesa DMT Environmental Technology comercializa el BioSulfurez® que asegura una reducción de más del 95% con concentraciones iniciales de H₂S por arriba de 1% vol. Otra compañía holandesa, Colsen B.V ha desarrollado Bidox®, un sistema que aseguran remueve de 10,000 mg L⁻¹ a ≤50 mg L⁻¹. Estos son sólo algunos ejemplos de las compañías que actualmente instalan estas tecnologías.

➤ Adsorción en carbón activado impregnado

El carbón activado es el adsorbente más utilizado si se requieren concentraciones bajas de H₂S. Además, de la capacidad de adsorción, el carbón activado provee una superficie catalítica para la oxidación hasta sulfuro elemental y sulfato, lo que mejora la capacidad de remoción de H₂S.

El carbón activado debe tener un contenido de humedad del 20-30% y el volumen requerido de oxígeno. En plantas de tratamiento de biogás, el aire se inyecta en la corriente de gas, pero para escalas más pequeñas, es suficiente el contacto con el aire del ambiente.

La reacción funciona mejor con presiones de 7 y 8 bar y a temperaturas de 50 y 70°C. La temperatura del gas es fácilmente alcanzable a través del calor generado durante la compresión del gas. Usualmente, se estiman de 4,000 a 8,000 horas de operación. Si el gas tiene niveles elevados de H₂S (>3,000 ppmv) la regeneración será más periódica.

Para optimizar el abatimiento de H₂S se impregna el carbón activado con revestimientos alcalinos u óxidos. Los revestimientos más empleados son: yoduro de potasio, hidróxido de sodio, carbonato de sodio, hidróxido de potasio, y óxidos de metal. Estos productos mejoran la capacidad de remoción de H₂S de 10-20 a 120-140 kg H₂S m⁻³ de carbón. Algunas desventajas de este método es que el carbón gastado debe disponerse en rellenos sanitarios o re-impregnarse con un alto costo.

➤ Absorción (lavado con agua o lavado caústico)

Por medio de este proceso, el H₂S se remueve por absorción en agua o en otros solventes tales como metanol y éteres de polietilenglicol. La solubilidad del H₂S se mejora alcalinizando el agua o por su oxidación con otros compuestos solubles.

La principal desventaja de la absorción es que usualmente se pasa de un gas contaminado a un líquido contaminado que debe tratarse más adelante. Otras desventajas es el alto costo inicial de inversión, así como el alto consumo de agua y/o químicos. Las ventajas que se obtienen de este proceso son: altas remociones (por encima de 99%), una huella pequeña y la capacidad de manejar grandes rangos de contaminantes. La absorción es adecuada para flujos entre 100-10,000 $\text{m}^3 \text{h}^{-1}$ de biogás y concentraciones de contaminantes entre 8-30 g m^{-3} .

➤ Absorción con agua

La base de estos procesos son los lavados del biogás con agua a alta presión. De esta manera se remueve una porción significativa de los contaminantes ácidos del gas (incluido el dióxido de carbono), el cual puede liberarse del agua de lavado al aire, con una torre de extracción de vapor.

A continuación se presenta un ejemplo de remoción completa de H_2S del biogás en varias etapas. La tecnología utilizada fue: Lavado del biogás en serie, enfriamiento y adsorción sobre carbón activado impregnado.

- Lavado ácido (T1): Lavado a contracorriente del biogás con una disolución de ácido sulfúrico (H_2SO_4), para eliminar compuestos traza nitrogenados.
- Lavado oxidativo (T2): Lavado a contracorriente del biogás con una solución de hipoclorito de sodio (HNaClO) e hidróxido de sodio (NaOH) para eliminar hidrocarburos halogenados y aromáticos, en general compuestos orgánicos volátiles (COV).
- Lavado básico (T3): lavado a contracorriente del biogás con una disolución de NaOH para eliminar compuestos traza de sulfuro
- Enfriamiento: se hace pasar la corriente de biogás por un intercambiador de calor en el que se reduce la temperatura hasta los 2°C , condensando la humedad y removiendo otros componentes que se solubilizan al disminuir la temperatura, como los siloxanos y los hidrocarburos de cadena larga.
- Adsorción en carbón activado: se hace pasar el biogás a través de unas columnas de carbón activado impregnado en sosa bituminosa. Los residuos de vapor de agua y trazas de compuestos de azufre y nitrógeno quedan retenidos en el carbón .

En la Tabla 3.4 se presentan los resultados obtenidos de la caracterización del biogás, la remoción de H₂S y a la salida del sistema de tratamiento en diferentes pruebas en columnas de lavado. El tren de tratamiento propuesto: lavado cáustico (NaOH), seguido de enfriamiento y adsorción con carbón activado impregnado, permite eliminar casi completamente el H₂S del biogás.

Tabla 3.4 Resultados obtenidos en los ensayos de optimización para la remoción de H₂S en el biogás generado en una PTAR

Torres de lavado	pH (T3)	Entrada planta. H ₂ S mg L ⁻¹	Salida torres de lavado H ₂ S mg L ⁻¹	% Remoción	Salida planta H ₂ S mg L ⁻¹	% remoción total
T3	9.5-10	3023.57	264.35	89.06	0.12	99.99
	10.5-11	3324.4	13.95	99.47	0.12	99.99
T1+T3	9.5-10	3906.7	484.4	88.94	0.12	99.99
	10.5-11	3068.2	226.26	95.38	0.12	99.99
T2+T3	9.5-10	2636.7	172.7	94.67	0.12	99.99
		3706.9	13.92	99.49	0.12	99.99
T1+T2+T3	10.5-11	3360	325.22	93.14	0.12	99.99
		2808.6	72.75	98.34	0.12	99.99

Fuente: (Castro García-Mar, 2012)

➤ Remoción de siloxanos

Los siloxanos son un familia de compuestos orgánicos antropogénicos que contienen silicón, los cuales se encuentran en muchos productos de limpieza y de cuidado personal como desodorantes, cosméticos y shampoos, además en colorantes y lubricantes.

Muchos siloxanos volátiles se encuentran en los gases de los digestores y de los rellenos sanitarios en concentraciones de miligramos por litro. Estos productos en la combustión forman depósitos abrasivos de dióxido de silicón. La combustión de siloxanos también promueve la formación de otras incrustaciones o depósitos químicos (por ejemplo de calcio, sulfuros, hierro y zinc). Los depósitos se forman sobre todas las instalaciones para la recuperación y el uso del biogás, como por ejemplo en la cabeza de los motores, válvulas, cámara de combustión e inyectores. También se depositan sobre catalizadores, en las superficies de las calderas y en tubos de las unidades de recuperación de calor.

El método más efectivo para removerlos del gas es la adsorción sobre carbón activado pero primero debe removerse el agua y el H₂S para que el adsorbente

tenga mayor vida útil. La remoción de siloxanos también ocurre por disolución en agua a muy bajas temperaturas ($>-20^{\circ}\text{C}$).

➤ Remoción de dióxido de carbono

La eliminación de dióxido de carbono no es necesaria para utilizar el biogás en las unidades de cogeneración, ésta se realiza cuando se quiere utilizar el gas directamente en vehículos, celdas de combustión o directamente en plantas de gas metano.

La eliminación de CO_2 se realiza mediante:

- * La reacción con sólidos, con soluciones alcalinas (hidróxido de sodio (NaOH), hidróxido de potasio (KOH), cal viva ($\text{Ca}(\text{OH})_2$)
- * Con etanolaminas
- * Absorción con agua
- * Absorción con metanol
- * Absorción con carbonato de polipropileno
- * Membranas permeables
- * Mallas moleculares

El proceso más común para el lavado o purificación del biogás consiste en hacerlo pasar a través de una columna de absorción, la cual contiene alguna sustancia química o solvente como puede ser cualquiera de las antes mencionadas o inclusive agua bajo presión. Estos solventes pueden regenerarse empleando una segunda columna conocida como desorbedora o de regeneración.

Al entrar en contacto con la sustancia, el H_2S y/o CO_2 se solubilizan, lo que produce una corriente gaseosa con alto contenido de metano (CH_4). La elección del método o técnica de purificación que debe emplearse en la limpieza del biogás generado en un sistema de tratamiento anaerobio, depende principalmente del flujo de biogás disponible y de la pureza de metano que se desee, lo que determina la viabilidad económica de la purificación.

3.1.4 Equipo para la generación de energía eléctrica

El uso del biogás como vector energético es recomendable desde el punto de vista ambiental y económico. El poder calorífico inferior de un biogás típico es de 21.5 MJ Nm^{-3} , con un gran potencial de aprovechamiento (poder calorífico inferior del gas natural 37.5 MJ Nm^{-3}).

Después de un tratamiento adecuado se puede utilizar y transformar en energía térmica, eléctrica y mecánica por medio de un motogenerador a gas y/o una caldera; o utilizarse directamente como combustible o inyectarse a la red de gas natural. La Figura 3.4 presenta el uso del biogás en la PTAR de Cd Juárez.

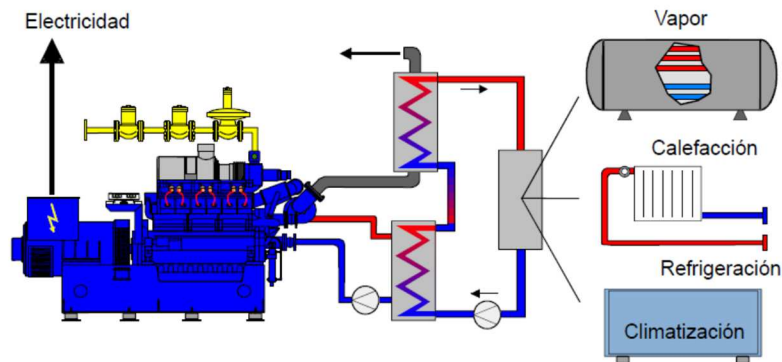


Figura 3.4 Uso del biogás en la PTAR de Cd Juárez

a) Generación de energía eléctrica

Uso en la planta de tratamiento o para el alumbrado público. Esto depende de la cantidad de gas generado. Para generación de fuerza se utilizan generadores asíncronos y síncronos. Entre los generadores de fuerza se encuentran las turbinas y microturbinas de gas, los motores diésel, y las celdas de combustible.

b) Generación combinada de calor y fuerza (Cogeneración)

Los sistemas de cogeneración son los más utilizados en las plantas de biogás. En estas unidades se produce corriente eléctrica y se desarrolla un porcentaje más o menos alto de calor, dependiendo de la fuerza del generador utilizado. En Europa, el 50% de los equipos de cogeneración instalados en plantas de tratamiento trabajan con motores de cuatro tiempos, y el otro 50% motores a diésel. Tecnologías más modernas como las celdas de combustible y las microturbinas se empiezan a utilizar en plantas de tratamiento de Estados Unidos y de Europa. La eficiencia total, es decir, la energía eléctrica y térmica en las máquinas de cogeneración modernas fluctúa entre el 85 y 95%, solo se pierde entre un 10 y 15% del biogás. Sin embargo, la eficiencia eléctrica es todavía baja (40%). De 1 m³ de biogás se producen solamente 2.4 kWh de corriente eléctrica (Deublein & Steinhauser, 2011).

Un equipo completo de cogeneración incluye lo siguiente:

- * Una unidad de manejo o accionamiento y el generador
- * Un sistema para el biogás
- * Ventiladores para el suministro de aire de combustión y para disipar el calor radiante generado en el motor, generador y tuberías
- * Sistema de amortiguamiento de ruido (silenciadores)
- * Lubricación automática

El tiempo estimado para la reparación y mantenimiento de la unidad es de 30 días al año. Las especificaciones de la calidad del biogás para diferentes unidades de cogeneración se muestran en la Tabla 3.5 y en la Tabla 3.6. Los equipos utilizados para la cogeneración de electricidad y calor se muestran en la Tabla 3.7 y Figura 3.5.

Tabla 3.5 Especificaciones de la calidad del biogás

Unidad de cogeneración	Contenido de H ₂ S	Siloxanos	Humedad (%)	Condensado (Gotas)	Temperatura del gas
Cummins Clase A³	12.9	0.52 ppmv como Si	80%	Ninguno	5-50°C
Cummins Clase C³	600 mg Nm ⁻³ CH ₄	12 mg Nm ⁻³ CH ₄	80%	Ninguno	5-50°C
GE Jenbacher	700 ¹	En función del Si detectado en el aceite del motor	<50% con tratamiento con carbón	Ninguno	<40°C
Caterpillar	60 mg H ₂ S/ BTU	0.6 mg Si/ BTU	<80%, a temperatura mínima	Ninguno	-10 a 60°C
Caterpillar/MWM	2200 mg/ 10kW	<20 mg por 10 kWh	<80% a la temperatura más baja en el sistema de tuberías	-----	10-50°C
Guascor*	<50 mg/ MJoule de biogás generado*	0.2 mg/ MJoule de biogás generado*			

Fuente: (Ries, 1993)

¹ Calidad del biogás si no cuenta con catalizador en los gases de escape

³ Calidad de biogás Cummins

*Datos proporcionados por (Dresser-Rand, 2016)

Tabla 3.6 Calidad de biogás requerido para unidades de cogeneración CAT

Componente	Unidad	Cantidad
Compuestos de azufre como H₂S	mg/MJ H ₂ S	100
Compuestos halogenados (Cl)	mg/MJ Cl	0
Amoniaco	mg/MJNH ₃	0
Siloxanos como Sílice	mg/MJ Si	0.1
Partículas	mg/MJ	0.8
Tamaño de partícula	micras	1
Contenido de aceite	mg/MJ	1.19

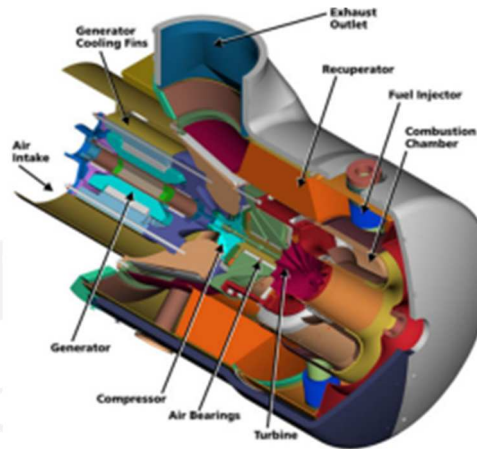
Fuente: (CAT, 2016)

Tabla 3.7 Equipos utilizados para la cogeneración de electricidad y calor en PTAR

Equipo	Características	Desempeño
Motogenerador de gas	Pueden generar simultáneamente energía eléctrica y térmica. En las PTAR se utilizan los motores a gas de ciclo Otto y Diésel.	Son capaces de convertir entre 33 y 40% de la energía primaria en energía eléctrica
Turbinas	Las turbinas o microturbinas están formadas básicamente por un compresor, una cámara de combustión y la turbina como tal. La energía térmica de combustión primero se convierte en energía mecánica y luego en energía eléctrica	La eficiencia eléctrica y térmica de las diferentes turbinas para la conversión de biogás en electricidad y calor dependen de su potencia nominal.
Máquinas rotativas de gas	En el accionamiento directo de máquinas rotativas, la energía mecánica del motor de gas se transmite directamente al eje de la máquina accionado evitando pérdidas de energía.	Se pueden utilizar para accionar los sopladores y bombas del sistema de lodos activados.

Microturbinas

Tienen alta velocidad de combustión. Su capacidad varía entre 30 y 250 kW. Se utilizan en las unidades de generación y de cogeneración.



<http://todoproductividad.blogspot.mx/2013/07/aplicaciones-de-las-microturbinas-en.html>

Turbinas de vapor y calderas de vapor.

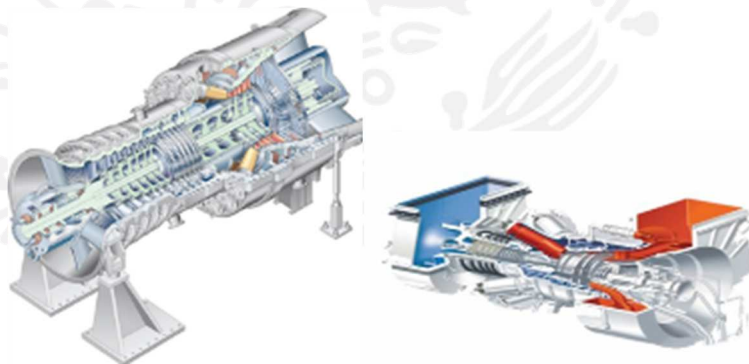
Se utiliza para quemar el gas de los reactores en grandes calderas y generar vapor de alta presión y electricidad.



(PTAR de León, 2016)

Turbinas de gas

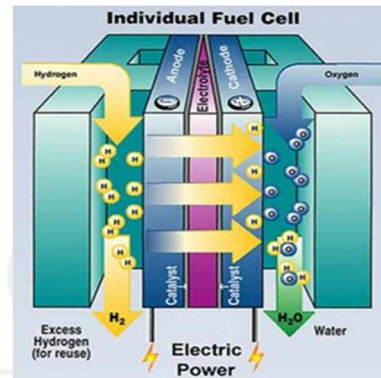
Las turbinas queman una mezcla de aire comprimido y combustible. Capturan la energía de los gases generados en la combustión. Son atractivas para la generación de energía eléctrica o la alta temperatura de los gases de salida se aprovecha para generar agua caliente o vapor.



<https://www.siemens.com/italy/web/pw/PowerMatrix/>

Celdas de combustible o combustión

Una celda de combustible es un equipo electroquímico que toma el hidrógeno del biogás y el oxígeno del aire para producir electricidad en forma continua.



<http://www.biodisol.com/ahorro-energetico/>

Figura 3.5 Equipos utilizados para la producción de energía en plantas de biogás

3.2 Trenes de tratamiento para la producción y limpieza del biogás y su uso en sistema de cogeneración de energía

En la Figura 3.6 se muestran las etapas de tratamiento del biogás para ser utilizado en unidades de cogeneración. Así, el biogás generado en el reactor anaerobio pasa por una etapa de filtración para remover partículas en suspensión, y después para remover humedad en un condensador, posteriormente se llevará a un tanque de almacenamiento donde se tendrá la alternativa de llevarse a quemadores en caso de falla en las unidades de cogeneración.

Si el gas se envía hacia las unidades de cogeneración se llevará a una etapa de filtración sobre lecho de cerámica, para la remoción de partículas muy finas, nuevamente a una etapa de condensación para eliminación de vapor de agua, posteriormente pasará a un tratamiento para la desorción de contaminantes tales como el dióxido de carbono, el amoníaco o el sulfuro de hidrógeno; también pasará por una unidad de adsorción para remoción de siloxanos u otros compuestos orgánicos que se deban eliminar.

Cuando el biogás tenga la calidad requerida para su uso pasa a una etapa de compresión y posteriormente a las unidades de cogeneración donde se genera energía eléctrica y térmica para diferentes usos.

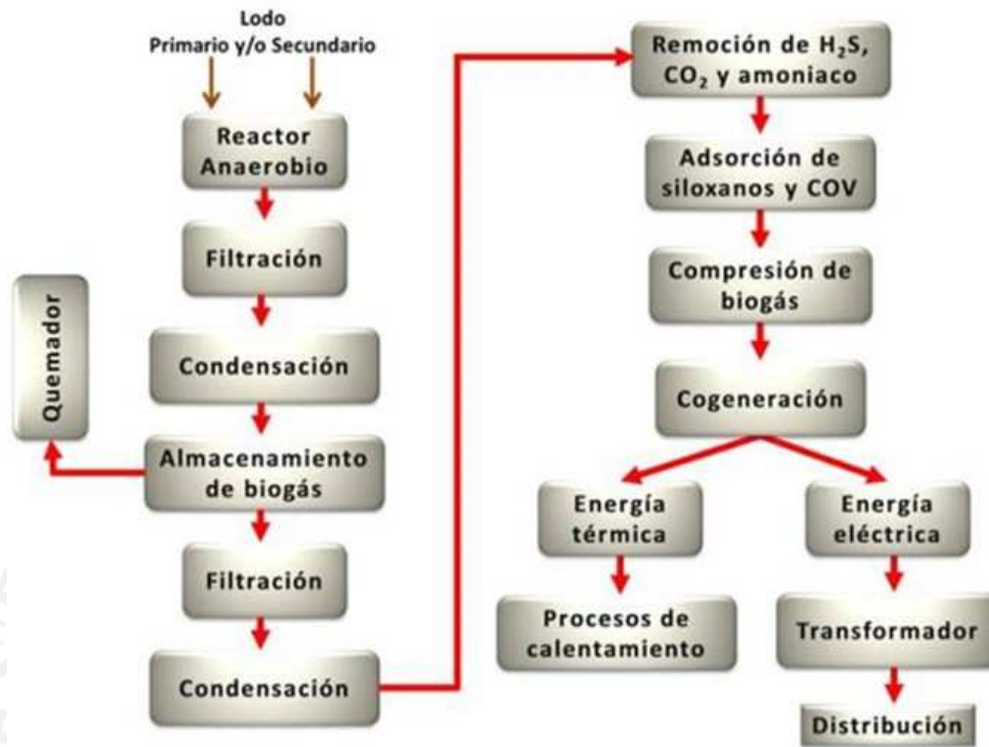


Figura 3.6 Etapas de tratamiento del biogás para ser utilizado en unidades de cogeneración

Una vez que se conoce la calidad del biogás que sale del reactor y la calidad del gas requerida para ingresar a la planta de cogeneración (Tabla 3.5 y Tabla 3.6) se debe realizar la limpieza del sistema del biogás.

Se presentan tres propuestas de tratamiento de biogás que se pueden utilizar en plantas de tratamiento de aguas residuales.

3.2.1 Diagrama de flujo 1. Tratamiento mínimo requerido para la limpieza del biogás

En este primer caso se describe un sistema de limpieza de biogás para una planta de tratamiento de aguas residuales municipales con bajas concentraciones de sulfuro ($<200 \text{ mg L}^{-1}$) y siloxanos 0.2 mg L^{-1} .

Si el gas que se genera en el reactor anaerobio de la PTAR tiene bajas cantidades de sulfuro y siloxanos, lo único que se requerirá será limpiar el biogás de espumas y de partículas en suspensión y eliminar el contenido de humedad. Solo al final de proceso se instalará una unidad de adsorción como prevención en caso de que se llegara a presentar en cualquier momento algunas concentraciones de sulfuros o siloxanos.

La planta de biogás (Figura 3.7) está compuesta por los siguientes sistemas:

Sistema de calentamiento de biogás

El lodo espesado se bombea hacia un intercambiador de calor tipo espiral, donde se calienta por medio de una corriente de agua caliente que puede ser agua limpia o agua residual tratada. Al alcanzar la temperatura de operación entra al reactor anaerobio o digestor

Sistema de mezclado de lodo

El lodo se mezcla con una parte de biogás producido en el reactor. El gas que sale del reactor pasa por un filtro de cerámica para remover partículas, se presiona y se regresa por la parte superior al reactor donde se mezcla por medio de lanzas.

Sistema de limpieza de biogás

En la Figura 3.7 y en la Tabla 3.8 se presentan los equipos que integran el sistema de limpieza de biogás.

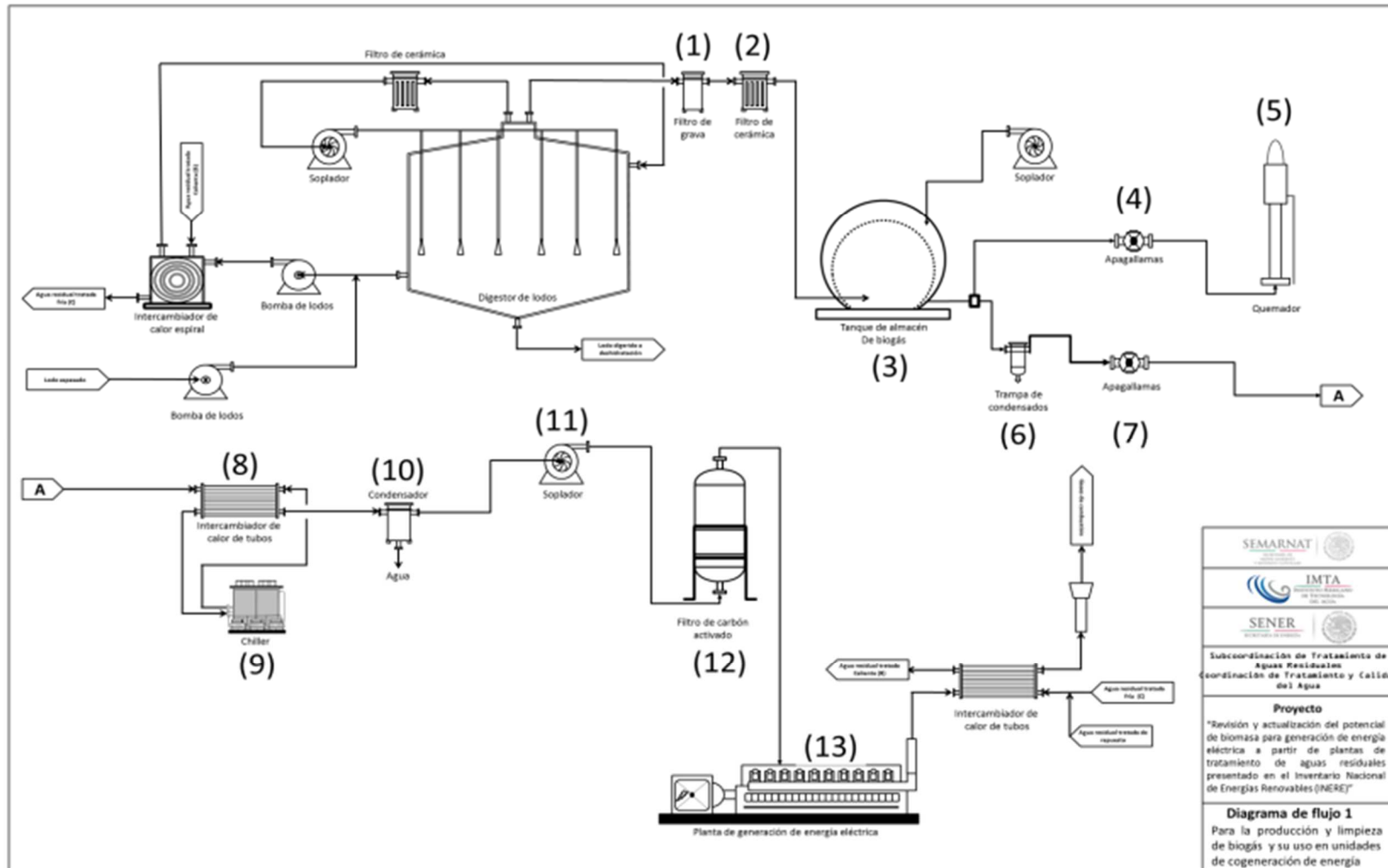


Figura 3.7 Tratamiento mínimo requerido para la limpieza del biogás

Tabla 3.8 Equipos utilizados para la limpieza del biogás y su función

Nº	Equipos	Función
1	Filtro de grava	Remoción de partículas
2	Filtro de Cerámica	Remoción de partículas finas
3	Tanque de almacenamiento de Biogás	Almacenamiento del biogás
4	Apagallamas	Protección contra incendio antes del quemador
5	Quemador	Quemar exceso de biogás
6	Trampa de condensados	Eliminación de agua y sulfuros
7	Apagallamas	Protección contra incendios antes del intercambiador de calor
8	Intercambiador de calor de tubos	Pre-enfriamiento del biogás
9	Unidad de enfriamiento (intercambiador-Chiller)	Enfriamiento del biogás
10	Condensador	Remoción de humedad del biogás
11	Soplador	Incremento de presión del biogás
12	Filtro de carbón activado de dos etapas	1º etapa: adsorbedor de trazas de sulfuro 2º etapa: siloxanos
13	Sistema de cogeneración	Producción de energía eléctrica y calor

El gas que sale del reactor tiene la siguiente secuencia de tratamiento:

- El gas sale del reactor y pasa por un sistema de filtración para remoción de partículas. El primer filtro es de arena (1) y el segundo filtro de cerámica (2). En estos filtros se remueven partículas hasta de 10 micras.
- Pasa a un tanque de almacenamiento de biogás tipo membrana. La presión y el volumen de llenado del tanque de almacenamiento se controlan por medio de un soplador.
- Si existe un exceso de biogás en el tanque de almacenamiento, éste pasa por un apagallamas (4) y posteriormente al quemador (5).

El gas que se va a utilizar para la producción de energía eléctrica y calor continúa con el siguiente tratamiento:

- Se inicia la remoción de agua pasando por una trampa de condensados. En este punto también se espera una remoción de sulfuros debido a su alta solubilidad en agua.
- El gas continúa hacia un apagallamas de seguridad (7) y se dirige hacia una etapa de enfriamiento en un intercambiador (8) que recibe la

corriente fría del chiller (9). En esta etapa de enfriamiento el gas llega a una temperatura de aproximadamente 21°C.

- Posteriormente pasa por un condensador (10) donde se sigue removiendo agua, sulfuros y un 30% de siloxanos.
- El gas pasa por un etapa de compresión utilizando un soplador (11) para elevar la presión del biogás y finalmente por una etapa de adsorción sobre carbón activado de dos lechos (12). En el primero se elimina el sulfuro y en el segundo los siloxanos.
- Una vez terminado el tratamiento de limpieza, el biogás tiene la calidad exigida por la unidad de cogeneración (13) para la generación de energía eléctrica.
- Los gases de combustión pasan por un intercambiador de calor donde se aprovecha la temperatura de estos gases para calentar el agua que a su vez calentará el lodo que entra al digestor.

En la Tabla 3.9 se muestra la remoción que se podría alcanzar de los diferentes compuestos en el sistema de tratamiento descrito anteriormente para conducirlos a la unidad de cogeneración. Se toma como base un biogás que sale del digestor con una presión de 20 mbar, 35°C de temperatura, 150 g Nm⁻³ de H₂S, 600 mg Nm⁻³ de siloxanos y 400 mg Nm⁻³ de compuestos orgánicos volátiles (COV).

Tabla 3.9 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 1

Características del biogás	Biogás a la salida del digestor	Salida trampa de condensados	Salida de la unidad de enfriamiento	Salida de la unidad de compresión	Entrada a la unidad de cogeneración
Presión (mbar)	20	25-28	25-28 mbar	120 mbar	100 mbar
Temperatura (°C)	35	20-35	3-5	15-20	28-30
Agua (g Nm ⁻³ de biogás. h)	40	30	8	7.2	7
Sulfuro de hidrógeno (g Nm ⁻³)	150	120	100	100	<100
Siloxanos (mg Nm ⁻³)	600	600	480	480	< 3
Compuestos orgánicos volátiles (mg Nm ⁻³)	400	380	280	280	< 3 mg

3.2.2 Diagrama de flujo 2. Sistema para limpieza de biogás con remoción parcial de humedad, sulfuros y siloxanos cumpliendo con lo requerido por un sistema de cogeneración

La Figura 3.8 es otro ejemplo de un sistema de tratamiento de biogás que produce una calidad de biogás similar a la del ejemplo anterior. Aquí la diferencia radica principalmente en que la remoción de sulfuro de hidrógeno se realiza directamente en el biodigestor anaerobio con la aplicación de cloruro férrico.

La descripción de este segundo ejemplo de limpieza de biogás es el siguiente:

1. Sistema de calentamiento de biogás

El lodo espesado se bombea hacia un intercambiador de calor tipo espiral, donde se calienta por medio de una corriente de agua caliente que puede ser agua limpia o agua residual tratada. Al alcanzar la temperatura de operación entra al reactor anaerobio o digestor. En un punto muy cercano antes de entrar al digestor se hace la adición de cloruro férrico (FeCl_3) para la remoción de sulfuros (1). Dentro del reactor anaerobio se realiza la remoción de sulfuros como sulfuro de hierro que se precipita sobre el lodo.

2. Sistema de mezclado de lodo

El lodo se mezcla con una parte de biogás producido en el reactor. El gas que sale del reactor pasa por un filtro de cerámica para remover partículas, se presiona y se regresa por la parte superior al reactor donde se mezcla por medio de lanzas.

3. Sistema de limpieza de biogás

En la Figura 3.8 se observan los equipos que integran el sistema de limpieza de biogás.

El gas que sale del reactor tiene la siguiente secuencia de tratamiento:

- El gas sale del reactor y pasa por un sistema de filtración para remoción de partículas. El primer filtro es de arena (2) y el segundo filtro de cerámica (3). En estos filtros se remueven partículas hasta de 10 micras.
- Pasa a un tanque de almacenamiento de biogás tipo membrana (4). La presión y el volumen de llenado del tanque de almacenamiento se controlan por medio de un soplador.
- Si existe un exceso de biogás en el tanque de almacenamiento, este pasa

por un apagallamas (5) y posteriormente al quemador (6).

El gas que se va a utilizar para la producción de energía eléctrica y calor continúa con el siguiente tratamiento de limpieza:

- Para la remoción de agua se utiliza un condensador (7). En este punto también se espera una remoción de sulfuros debido a su alta solubilidad en agua.
- El gas continúa por un apagallamas de seguridad (8) y se dirige hacia una etapa de enfriamiento en un intercambiador (9) que recibe una corriente fría del chiller (10). En esta etapa de enfriamiento el gas llega a una temperatura de aproximadamente 21°C.
- Posteriormente pasa por un condensador (11) donde se sigue removiendo agua, sulfuros y un 30% de siloxanos.
- El gas pasa por un etapa de compresión utilizando un soplador (12) para elevar la presión del biogás y finalmente por una etapa de adsorción sobre carbón activado compuesto de dos lechos (13). En el primero se elimina el sulfuro y en el segundo los siloxanos.
- Una vez terminado el tratamiento de limpieza, el biogás tiene la calidad exigida por la unidad de cogeneración (14) para la generación de energía eléctrica.
- Los gases de combustión pasan por un intercambiador de calor donde se aprovecha la temperatura de estos gases para calentar el agua que a su vez calentará el lodo que entra al digestor.

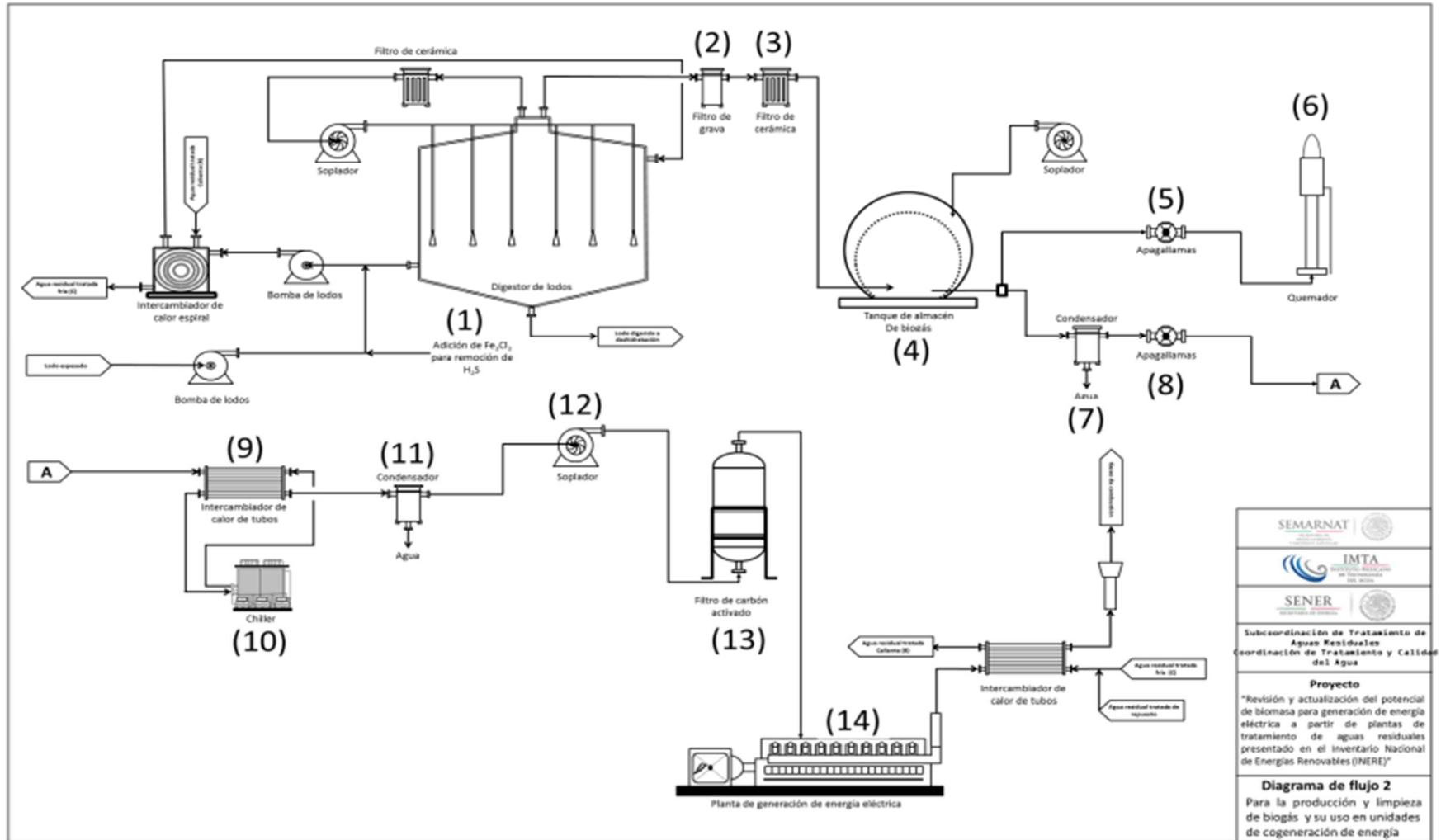


Figura 3.8 Sistema de producción y limpieza de biogás para bajas concentraciones de sulfuros y siloxanos

En la Tabla 3.10 se muestra la posible remoción que se puede alcanzar en los diferentes compuestos con el sistema de tratamiento descrito anteriormente para conducirlos a la unidad de cogeneración. Se toma como base el mismo biogás del ejemplo anterior, pero en este caso el biogás ya redujo su concentración de sulfuros en el digestor. Entonces el biogás sale del digestor con una presión de 20 mbar, 35°C de temperatura, 30 g Nm⁻³ de H₂S, 600 mg Nm⁻³ de siloxanos y 400 mg Nm⁻³ de compuestos orgánicos volátiles (COV).

Tabla 3.10 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 2

Características del biogás	Biogás a la salida del digestor	Salida trampa de condensados	Salida de la unidad de enfriamiento	Salida de la unidad de compresión	Entrada a la unidad de cogeneración
Presión (mbar)	20	25-28	25-28 mbar	120 mbar	100 mbar
Temperatura (°C)	35	20-35	3-5	15-20	28-30
Agua (g Nm⁻³ de biogás h)	40	30	8	7.2	7
Sulfuro de hidrógeno (g Nm⁻³)	30	6	2	2	<2
Siloxanos (mg Nm⁻³)	600	600	480	480	< 3
Compuestos Orgánicos Volátiles (mg Nm⁻³)	400	380	280	280	< 3

3.2.3 Diagrama de flujo 3. Sistema para limpieza de biogás con remoción completa de humedad, siloxanos y sulfuros

Este sistema genera un biogás de muy alta calidad, solo requiere adicionar un proceso de remoción de CO₂ o enriquecimiento de biogás para que pueda utilizarse en procesos que requieren mayor calidad como son para la inyección en sistemas de distribución de gas natural, celdas de combustible o directamente en vehículos.

En este caso se va a considerar una planta de biogás que opera con un reactor anaerobio termofílico.

La planta está compuesta por los siguientes sistemas:

1. Sistema de calentamiento de biogás

En este sistema el reactor anaerobio trabaja a temperatura termofílica de 55°C y se calienta en dos etapas.

Etapa 1. El lodo espesado se bombea hacia un intercambiador de calor tipo espiral (lodo-lodo), donde se calienta por medio de la corriente de lodo estabilizado que sale del reactor a 55°C. Después de pasar por el intercambiador, el lodo estabilizado sigue hacia el proceso de deshidratación y el lodo a tratar (lodo espesado) pasa a una segunda etapa de calentamiento.

Etapa 2. El lodo precalentado pasa a otro intercambiador tipo espiral donde se calienta utilizando agua residual tratada que se ha calentado con los gases de escape del equipo de cogeneración. El lodo entra al reactor a una temperatura de 55°C.

2. Sistema de mezclado de lodo

El lodo se mezcla por medio de un sistema de agitadores colocados en diferentes puntos del reactor de tal forma que se logre una mezcla completa. El biogás se genera en el digestor termofílico (55°C) el cual tiene 55% de destrucción de sólidos suspendidos volátiles.

3. Sistema de limpieza de biogás

El gas que sale del reactor se colecta y pasa por un filtro de grava (1) y un filtro de cerámica (2) para remover partículas y se envía hacia el tanque de almacenamiento de biogás (3). El tanque de almacenamiento de biogás está constituido de 3 membranas de policloruro de vinilo (PVC) ancladas a una base de concreto. La presión se regula utilizando un soplador para inyectar aire continuamente a la cámara de regulación, manteniendo de esta manera una presión constante, esta será la misma presión que tendrán las tuberías. El sistema está diseñado para operar a 10 pulgadas de columna de agua (25 mbars).

Posteriormente el gas pasa por una trampa de condensados (4) donde se elimina agua y los sulfuros disueltos y un apagallamas de seguridad (5). Para remover mayor cantidad de partículas el gas atraviesa otro filtro de grava (6) y de cerámica (7). Quedando libre de partículas mayores de 10 micras.

Si existe un exceso de biogás almacenado y que no se va a utilizar, éste pasa por un apagallamas (8) y después se dirige hacia el quemador (9).

Para el uso del biogás se continúa con el tratamiento de limpieza, en dónde se eliminan los siloxanos, humedad, H_2S y otras impurezas que pudieran afectar el desempeño de la máquina de cogeneración de calor y electricidad.

El biogás se lleva a un lavador de gases químico (10) para eliminación de H_2S y partículas contenidas en el mismo.

Después pasa por un sistema de sopladores (11) con motor a prueba de explosión y variador de frecuencia, para incrementar la presión del biogás y que pueda fluir a través de los intercambiadores.

Debido al proceso de compresión, la temperatura del biogás se incrementa a aproximadamente $93^{\circ}C$, ésta pasa por un enfriador (12) en dónde se enfría a $55^{\circ}C$.

Después el biogás fluye a través de un intercambiador biogás-biogás (13) en dónde se aprovechará su calor para incrementar la temperatura del biogás superfrío que sale del sistema. La temperatura del biogás después de este intercambiador es de aproximadamente $21^{\circ}C$. Seguido del intercambiador biogás-biogás se encuentra un intercambiador biogás-refrigerante (primera etapa de refrigeración), en dónde el biogás se enfría hasta $1.7^{\circ}C$ (14) por medio del refrigerante por proporciona el chiller (15). Esta disminución en la temperatura provoca condensación de la humedad en el biogás y por ende la remoción de H_2S . Seguido de este intercambiador, se encuentra un filtro coalescente (16) en dónde se eliminan las trazas de humedad y H_2S acarreadas por el biogás.

Posteriormente el biogás pasa por otro intercambiador biogás – refrigerante (17) (segunda etapa de refrigeración) en donde la temperatura del biogás superfrío será aproximadamente de $-23^{\circ}C$. El enfriamiento del refrigerante se realiza en un chiller (18). Después de esta etapa el biogás alcanza la temperatura de condensación de los siloxanos, removiendo el 90% de éstos.

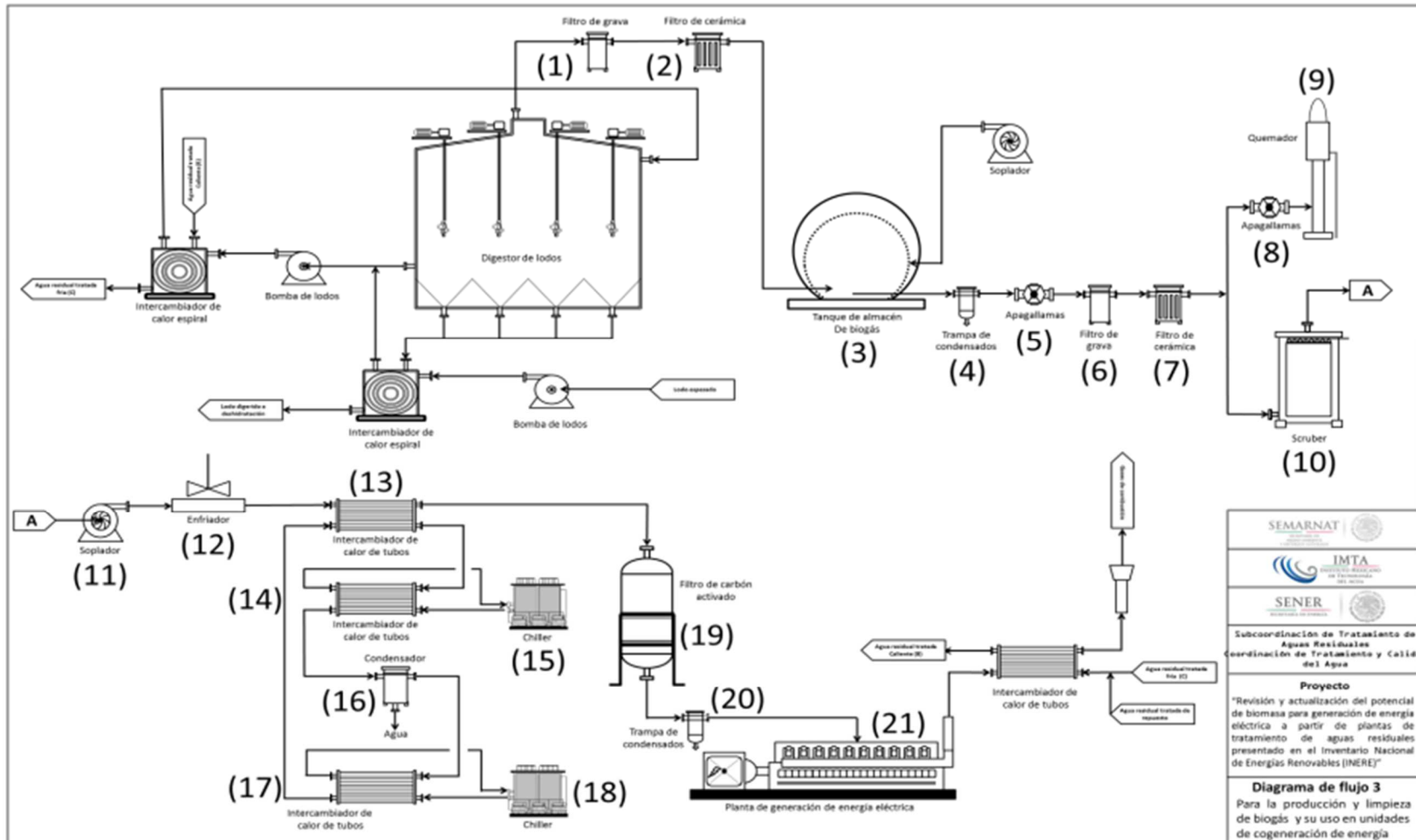


Figura 3.9 Sistema de producción y limpieza de biogás para remoción > 90% de humedad, sulfuros y siloxanos

El biogás superfrío fluye a través del primer intercambiador biogás-biogás (13) en donde se incrementa su temperatura a 11°C. Finalmente el biogás se conduce a través de unos filtros adsorbedores de carbón activado de dos etapas (19), en donde se eliminan las trazas de sulfuros y/ó de Siloxanos.

El biogás limpio pasa por una trampa de condensados para remover traza de humedad (20) y se conduce a la máquina de cogeneración (21).

Este sistema de limpieza de biogás diseñado para remover 90-99% de humedad. Una estimación de la calidad del biogás entregada por este sistema de tratamiento se muestra en la Tabla 3.11.

Si como biogás se considera al metano, al bióxido de carbono y al nitrógeno, el porcentaje de metano en éste es de 45.27%, pero si solo se consideran los dos primeros éste será del 46.91%.

Tabla 3.11 Balance de masa en los equipos principales de limpieza 3

Características del biogás	Presión manométrica (mbar)	Temperatura (°C)	CH ₄ g Nm ⁻³	CO ₂ g Nm ⁻³	H ₂ S g Nm ⁻³	N ₂ g Nm ⁻³	H ₂ g Nm ⁻³	Siloxanos mg Nm ⁻³	H ₂ O g Nm ⁻³
Digestores (1)	25	55	453	514	0.283	34.937	0.754	74.2	93.63
Scrubber (10)	25	45	453	514	0.2	34.937	0.754	74.2	44.54
Sopladores (11)	552	92	453	514	0.2	34.937	0.754	74.2	44.54
Enfriador (12)	517	52	453	514	0.15	34.937	0.754	74.2	44.54
1°	483	22	453	514	0.15	34.937	0.754	74.2	44.54
Intercamb.(13)									
2° intercamb. (14)	446	1.49	453	514	0.05	34.937	0.754	74.2	44.54
Condensador (16)	414	1.49	453	514	0.002	34.937	0.754	74.2	0.89
3° intercamb.	379	-23	453	514	<0.002	34.937	0.754	7.42	0.89
Tratado (20)	310	16	453	514	<0.001	34.937	0.754	0.74	0.89

3.3 Descripción de un sistema de cogeneración

Se describe un sistema de generación para una planta con un flujo máximo de 400 m³ h⁻¹ de biogás

La planta generación de energía eléctrica es un motor de combustión interna que opera utilizando biogás como combustible para accionar un alternador. Además de la energía eléctrica, en esta máquina también se producirá calor por efecto de la combustión y el trabajo realizado provocando un incremento considerable en la temperatura de la máquina.

Para contrarrestar el incremento de la temperatura y mantener la máquina en las condiciones óptimas de trabajo el equipo cuenta con una serie de intercambiadores, que están divididos en dos circuitos. El primero está compuesto por un intercambiador de calor de aceite, un intercambiador de calor de la primera etapa, un enfriador del motor de la máquina, y un intercambiador de desacoplamiento. En el segundo circuito se cuenta con un intercambiador de calor de segunda etapa.

Adicionalmente, se cuenta con un intercambiador de calor en el escape de los gases de combustión, que los enfriará utilizando agua de proceso, la cual se calienta.

El agua proveniente de los intercambiadores de calor de lodos llega a la máquina de cogeneración a aproximadamente 78°C, pasa por el intercambiador de calor de los gases de combustión para retornar al proceso a aproximadamente 103.5 °C.

Finalidad del sistema

Generar energía eléctrica para la operación de la planta de tratamiento de aguas residuales.

Características de una unidad de cogeneración para tratar un flujo máximo de 400 m³ h⁻¹ de biogás

Motor de combustión interna:

Capacidad nominal: 1,059 kW

Flujo mínimo de biogás: 232 m³ h⁻¹

Flujo máximo de biogás: 419 m³ h⁻¹

Eficiencia eléctrica: 39.0%

Eficiencia térmica: 35%

temperatura de operación: 79 a 103 °C

Dimensiones: 12.2 X 2.5 X 2.6 m

Peso: 27.8 t

Tipo y sistema de tuberías aplicado en los sistemas de limpieza de biogás

Materiales

El material que se emplea para la tubería de calentamiento del agua es acero al carbón y para la conducción del biogás se utiliza polietileno de alta densidad.

Diámetros

El diámetro de la tubería de salida de los digestores es de 8 pulgadas, cuando se unen pasa a uno de 10 pulgadas para ingresar al tanque de almacenamiento.

La tubería del biogás hacia el quemador se reduce de 10 a 8 pulgadas.

El biogás sale del tanque de almacenamiento por una tubería de 10 pulgadas, que se reduce a 6 pulgadas y posteriormente a 4 pulgadas.

El traslado del biogás por los diferentes equipos de limpieza, enfriamiento y calentamiento es por tuberías de 4 pulgadas.

Las interconexiones en el filtro de carbón activado de entrada y salida se reducen a 2 pulgadas.

Sistema de tuberías

La tubería sale del digestor para llegar al tanque de almacenamiento. Antes de éste, se hace una derivación hacia el quemador de biogás.

Después del tanque de almacenamiento la tubería se dirige hacia el Scruber, y luego hacia los sopladores.

La corriente ingresa posteriormente hacia los intercambiadores de calor. Después de estos, la tubería pasa a un filtro de carbón activado y a una trampa de condensados, e ingresa a la planta de generación de energía eléctrica.

Máquinas, equipos e instalaciones requeridas para una planta de limpieza de biogás que trata 400 m³ h⁻¹ de biogás (PTAR de San Pedro Mártir, 2016)

- Dos reactores anaerobios termofílicos
- Cuatro intercambiadores tipo espiral
- Dos bombas centrífugas de descarga de lodos digeridos
- Dos bombas centrífugas de recirculación de lodos digeridos
- Un tanque de almacenamiento de biogás
- Un quemador de biogás
- Un soplador de aire de soporte tipo centrífugo, con capacidad de 483 Nm³ h⁻¹, presión de descarga 24 mbar
- Un filtro de gas tamaño de partículas de 0.1 micrones, malla de acero inoxidable
- Un dren
- Dos sopladores de lóbulos, con capacidad de 257 scfm (ft³ min⁻¹ estándar), para incrementar la presión hasta 8 psig (lb in⁻²)

- Un intercambiador de calor biogás-biogás para enfriar el biogás hasta 21 °C
- Dos intercambiadores de calor biogás-refrigerante para enfriar el biogás a 1.7°C (1)
- Un separador de humedad
- Dos unidades con tres intercambiadores de calor para enfriar el biogás a -23°C
- Tres filtros de carbón activado
- Una planta de generación de energía eléctrica

4 ESTIMACIÓN DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 Cuantificación del potencial de energía eléctrica que puede generar cada una de las PTARs

En las visitas técnicas se recopilaron los datos de operación de las plantas de tratamiento y con esta información se estimó la producción de energía a partir de los lodos residuales.

Muchas de estas plantas de tratamiento presentan problemas debido a diferentes factores:

- Problemas de operación
- Gastos de operación inferior al caudal de diseño
- Calidad del agua a tratar con concentración de materia orgánica diferente a la caracterización de diseño
- Dilución del influente durante la temporada de lluvias o por infiltración a la red de alcantarillado

En la Tabla 4.1 se presenta la estimación de la energía que puede generar cada una de las plantas de tratamiento en sus condiciones actuales. La mayor parte de las plantas operan con un caudal inferior al gasto al caudal de diseño, por lo que la generación de biogás disminuye significativamente, como es el caso de las PTARs Jesús María y Rincón de Romos en Aguascalientes, PTAR San Lorenzo en CDMX, y PTAR PEMEX Salamanca, en Guanajuato, que no alcanzan un gasto de operación de 100 L s^{-1} .

La producción de biogás depende directamente de tres aspectos:

- 1.- Caudal de agua a tratar
- 2.- Materia orgánica en el influente
- 3.- Modalidad del proceso

A mayor cantidad de materia orgánica, mayor generación de biogás.

En lo que corresponde al proceso, cuando se trata el agua con el proceso de aeración extendida, se reduce hasta en un 70% la producción de lodos residuales y, en consecuencia, la producción de biogás.

Una vez calculada la cantidad de biogás generado por los lodos residuales se cuantificó el potencial de energía eléctrica de cada una de las plantas de tratamiento.



Tabla 4.1 Estimación anual de biogás, metano y energía en las plantas de tratamiento

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH_4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Energía MWh año ⁻¹
Aguascalientes	AGS	FP-Conv	952	14188.02	8512.81	1276.15	11,179,074.00	11,179.07
Jesús María	AGS	ZOx	95	253.44	152.06	22.8	199,728.00	199.73
Los Arellano	AGS	A.Ext-DN	170	459.03	275.42	41.29	361,700.40	361.70
Pabellón de Arteaga	AGS	Conv	105	613.8	368.28	55.21	483,639.60	483.64
Presa El Cedazo	AGS	Conv	108	1328.58	797.15	119.5	1,046,820.00	1,046.82
Rincón de Romos	AGS	Conv	91	605.22	363.13	54.44	476,894.40	476.89
El Gallo	BC	Conv	192	2607	1564.2	234.49	2,054,132.40	2,054.13
El Naranjo	BC	ZOx	340	2653.2	1591.92	238.64	2,090,486.40	2,090.49
La Rosita (Termoeléctrica Azteca)	BC	ZOx	263	554.4	332.64	49.87	436,861.20	436.86
Binacional - PITAR	BC	Conv	1072.5	17064.3	10238.58	1534.86	13,445,373.60	13,445.37
Ing. J.A. Herrera Solís	BC	ZOx	246	1112.96	667.78	100.11	876,963.60	876.96
La Morita	BC	ZOx	195	804.61	482.77	72.37	633,961.20	633.96
La Paz	BCS	Conv	480	9760.08	5856.05	877.88	7,690,228.80	7,690.23
Cd. Acuña	COAH	A.Ext	469.5	620	372	55.77	488,545.20	488.55
PTAR 3 AHMSA	COAH	Conv-DN	557	5390.88	3234.53	484.89	4,247,636.40	4,247.64
Piedras Negras	COAH	ZOx	700	1514.77	908.86	136.25	1,193,550.00	1,193.55
Principal	COAH	Conv-DN	980	14209.14	8525.48	1278.05	11,195,718.00	11,195.72
Colima-Villa de Álvarez	COL	Conv-DN	850	4526.28	2715.77	407.12	3,566,371.20	3,566.37
Tecomán	COL	A.Ext/ZOx	105	297	178.2	26.71	233,979.60	233.98
Salagua	COL	A.Ext/ZOx	340	774.18	464.51	69.63	609,958.80	609.96

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH_4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Energía MWh año ⁻¹
Tapachula Sur-Oriente	CHIS	Conv	100	583.44	350.06	52.48	459,724.80	459.72
Chihuahua Norte	CHIH	Conv	341	3187.14	1912.28	286.67	2,511,229.20	2,511.23
Chihuahua Sur	CHIH	Conv	1350	12427.14	7456.28	1117.77	9,791,665.20	9,791.67
Planta Norte	CHIH	A.Ext	1161	1575.02	945.01	141.67	1,241,029.20	1,241.03
Planta Sur	CHIH	A.Ext	1629	3621.62	2172.97	325.75	2,853,570.00	2,853.57
Nvo. Casas Grandes	CHIH	A.Ext	195.44	820.38	492.23	73.79	646,400.40	646.40
Santa Fe	CDMX	Conv-DN	65	485.76	291.46	43.69	382,724.40	382.72
Coyoacán	CDMX	Conv	250	1390.62	834.37	125.08	1,095,700.80	1,095.70
San Juan de Aragón	CDMX	Conv	175	1234.2	740.52	111.01	972,447.60	972.45
Cd. Deportiva	CDMX	Conv	110	887.7	532.62	79.84	699,398.40	699.40
Cerro de la Estrella	CDMX	Conv-DN	3000	21101.52	12660.91	1897.99	16,626,392.40	16,626.39
El Llano	CDMX	Conv	120	891	534.6	80.14	702,026.40	702.03
San Lorenzo	CDMX	A.Ext/ZOx	60	217.8	130.68	19.59	171,608.40	171.61
Lago de Texcoco I	CDMX	Conv	800	6260.1	3756.06	563.07	4,932,493.20	4,932.49
Durango Sur	DGO	A.Ext	340	746.46	447.88	67.14	588,146.40	588.15
Lerdo	DGO	A.Ext	179.3	417.38	250.43	37.54	328,850.40	328.85
Principal (Poniente)	GTO	ZOx	370.6	1990.1	1194.06	179	1,568,040.00	1,568.04
Irapuato II	GTO	ZOx	214	1528.96	917.38	137.52	1,204,675.20	1,204.68
León (Planta Municipal)	GTO	SP-FP-SS	1463	17774.72	10842.58	1625.41	14,238,591.60	14,238.59
La Purísima	GTO	Conv	141	1219.68	731.81	109.71	961,059.60	961.06

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH_4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Energía MWh año ⁻¹
Pemex Salamanca	GTO	A.Ext	60	537.37	322.42	48.33	423,370.80	423.37
Salamanca (Municipal)	GTO	Conv	195.4	1896.84	1138.1	170.61	1,494,543.60	1,494.54
Aguas Blancas	GRO	A.Ext	1100	2209.68	1325.81	198.75	1,741,050.00	1,741.05
Renacimiento	GRO	A.Ext	400	601.92	361.15	54.14	474,266.40	474.27
Club de Golf I	GRO	A.Ext	250	787.71	472.63	70.85	620,646.00	620.65
Lagos de Moreno	JAL	A.Ext	165	598.75	359.25	53.86	471,813.60	471.81
SEAPAL Norte II	JAL	Conv & ZOx	375 511	4161.96 5747.54	2497.18 697.83	478.96	4,195,689.60	4,195.69
El Ahogado	JAL	Conv-DN	2249	19194.78	11516.87	1726.49	15,124,052.40	15,124.05
Agua Prieta	JAL	A.Ext	4357	13102.32	7861.39	1178.5	10,323,660.00	10,323.66
Lechería	MEX	Conv	82	650.76	390.46	58.53	512,722.80	512.72
Toluca Oriente	MEX	A.Ext	937	1996.24	1197.74	179.55	1,572,858.00	1,572.86
Toluca Norte	MEX	FP-LA-SS	1033	8731.8	5239.08	785.39	6,880,016.40	6,880.02
Termoeléctrica Valle de México	MEX	Conv	300	2715.24	1629.14	244.22	2,139,367.20	2,139.37
Atapaneo	MICH	A.Ext	941	1418.47	851.08	127.58	1,117,600.80	1,117.60
Los Itzicuaros	MICH	A.Ext	80	362.6	217.56	32.61	285,663.60	285.66
Uruapan	MICH	Conv-DN	380	1606.44	963.86	144.49	1,265,732.40	1,265.73
Municipal No. 1	MICH	A.Ext/ZOx	80	246.84	148.1	22.2	194,472.00	194.47
Zitácuaro	MICH	A.Ext/ZOx	245	748.84	449.3	67.35	589,986.00	589.99
Acapantzingo	MOR	Conv	277.8	1004.52	602.71	90.35	791,466.00	791.47
La Gachupina	MOR	Conv	153	552.42	331.45	49.69	435,284.40	435.28
Acapantzingo	MOR	Conv	277.8	1004.52	602.71	90.35	791,466.00	791.47
Agua Ind. de	NL	Conv	240	3194.4	1916.64	287.32	2,516,923.20	2,516.92

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH_4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Energía MWh año ⁻¹
Mty, S. de U.								
Noreste	NL	A.Ext	1241.9	1599.58	959.75	143.88	1,260,388.80	1,260.39
Santa Rosa	NL	A.Ext	71.04	242.55	145.53	21.82	191,143.20	191.14
Cadereyta	NL	A.Ext	181.1	439.56	263.74	39.54	346,370.40	346.37
Norte	NL	Conv-DN	2394.9	29924.4	17954.64	2691.58	23,578,240.80	23,578.24
Pemex San Rafael	NL	Conv	825	10781.1	6468.66	969.72	8,494,747.20	8,494.75
La Petaca (Linares)	NL	A.Ext	131	350.06	210.04	31.49	275,852.40	275.85
Dulces Nombres	NL	Conv	6270.1	68397.78	41038.67	6152.1	53,892,396.00	53,892.40
Santiago	NL	A.Ext	151.9	85.8	51.48	7.72	67,627.20	67.63
La Raya	OAX	A.Ext	270	883.87	530.32	79.5	696,420.00	696.42
San Pedro Mártir	QRO	Conv	630	9018.24	5410.94	761.72	6,672,667.20	6,672.67
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	ZOx	244.6	3620.76	2172.46	305.82	2,678,983.20	2,678.98
Caribe 2000	Q.ROO	Conv	171	1803.12	1081.87	162.18	1,420,696.80	1,420.70
Gucumatz	Q.ROO	A.Ext	113.4	337.26	202.36	30.34	265,778.40	265.78
Pok-Ta-Pok	Q.ROO	A.Ext	153.4	385.97	231.58	34.72	304,147.20	304.15
Norte	Q.ROO	FP-Conv	289	2298.78	1379.27	206.77	1,811,305.20	1,811.31
SaasTunJa	Q.ROO	FP-Conv	198	2523.18	1513.91	226.95	1,988,082.00	1,988.08
Tanque Tenorio	SLP	PAv-Conv-DN	390	3457.74	2074.64	311.01	2,724,447.60	2,724.45
Culiacán "Sur"	SIN	A.Ext	350	1153.42	692.05	103.74	908,762.40	908.76
Norponiente	SIN	A.Ext	180	561	336.6	50.46	442,029.60	442.03
Urías	SIN	A.Ext	111.3	210.54	126.32	18.94	165,914.40	165.91
El Crestón	SIN	FP-Conv	726	3569.28	2141.57	321.04	2,812,310.40	2,812.31
Los Alisos	SON	A.Ext	186	373.23	223.94	33.57	294,073.20	294.07

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH_4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía $kWh año^{-1}$	Energía $MWh año^{-1}$
Río Mayo	SON	A.Ext	300	1715.34	1029.2	154.29	1,351,580.40	1,351.58
Tierra Negra	TAMPS	A.Ext	900	4614.79	2768.87	415.08	3,636,100.80	3,636.10
Norponiente	TAMPS	A.Ext	62	206.91	124.15	18.61	163,023.60	163.02
Internacional (Sur-Oriente)	TAMPS	A.Ext	907.5	2471.57	1482.94	222.31	1,947,435.60	1,947.44
Morelos	TAMPS	SP-FP-SS	124	1067.22	640.33	95.99	840,872.40	840.87
Victoria Sur	TAMPS	ZOx	117	465.3	279.18	41.85	366,606.00	366.61
PTAR II	VER	A.Ext	195	517.44	310.46	46.54	407,690.40	407.69
Xalapa I	VER	Conv	745	8755.56	5253.34	787.53	6,898,762.80	6,898.76
Osiris	ZAC	Conv	470	3937.56	2362.54	354.17	3,102,529.20	3,102.53

SP: Sedimentación Primaria
AEx/ZOx: Aeración Extendida/Zanja de Oxidación
DN: Desnitrificación
PAv: Primario avanzado

FP: Filtro Percolador
Conv: proceso convencional
SS: Sedimentación Secundaria

4.2 Consumo medio de energía

En México, el consumo de energía eléctrica en el sector residencial o doméstico equivale a 25% del total nacional. De los aparatos electrodomésticos, los que representan el mayor gasto por consumo de energía eléctrica en los hogares son los aires acondicionados y los refrigeradores (Tabla 4.2).

Tabla 4.2 . Consumo de energía de los electrodomésticos utilizados en México

Aparato	Potencia (Watts)	Aparato	Potencia (Watts)
Aspiradora	1400	Licadora	350
Horno de microondas	1300	Computadora	250
Plancha	1150	Batidora	140
Aire acondicionado*	1000	TV análoga 21"	85
Tostador	850	Pantalla LED 32	75
Refrigerador	575	Estéreo	75
Lavadora	550	Radio	15

* Equipo minisplit, una tonelada de refrigeración de alta eficiencia para 19m² en clima templado.

Fuente: Ahorro de energía en casa (http://www.cfe.gob.mx/casa/4_Informacionalcliente/Paginas/Ahorro-de-Energia.aspx) y Folletos de eficiencia energética, ¿Sabes cuánto gastan? 17 de abril de 2015. www.fide.org.mx/images/stories/comunicacion/Evoluciona/pdf/Sabesloquegastan-opt.pdf

Los aparatos que trabajan con resistencias que convierten la electricidad en calor, consumen gran cantidad de energía, como por ejemplo, el tostador y la plancha.

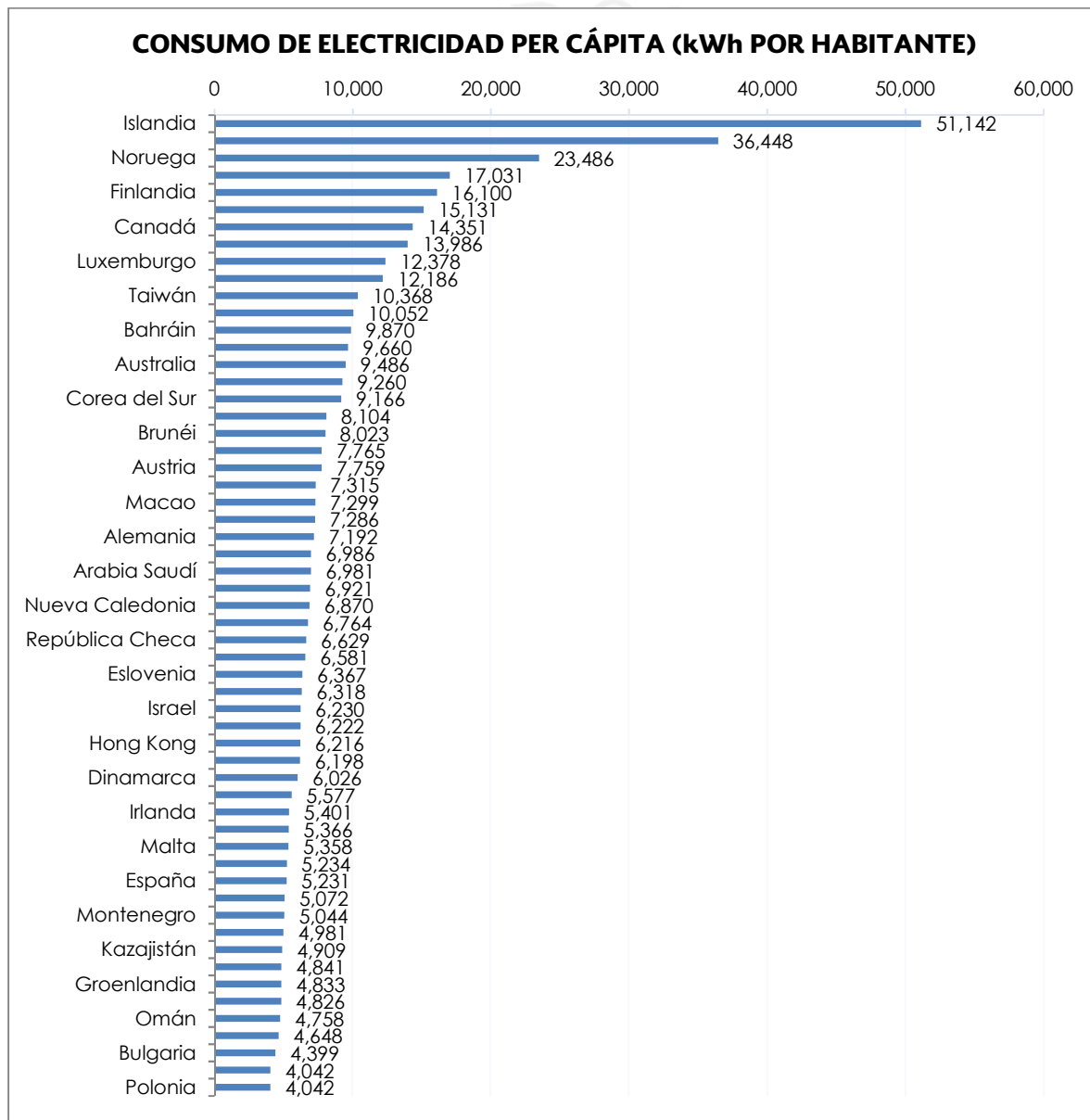
Si bien es cierto que el avance tecnológico en los aparatos electrodomésticos ha revolucionado su funcionalidad y eficiencia, también es cierto que estos avances en la tecnología han provocado que algunos de estos aparatos al permanecer conectados a la corriente eléctrica continúan consumiendo energía, aunque aparentemente estén apagados, es decir, que no estén realizando su función principal. A esto se le conoce como energía en espera, energía de reposo, modo inactivo, modo dormido o también como consumo vampiro.

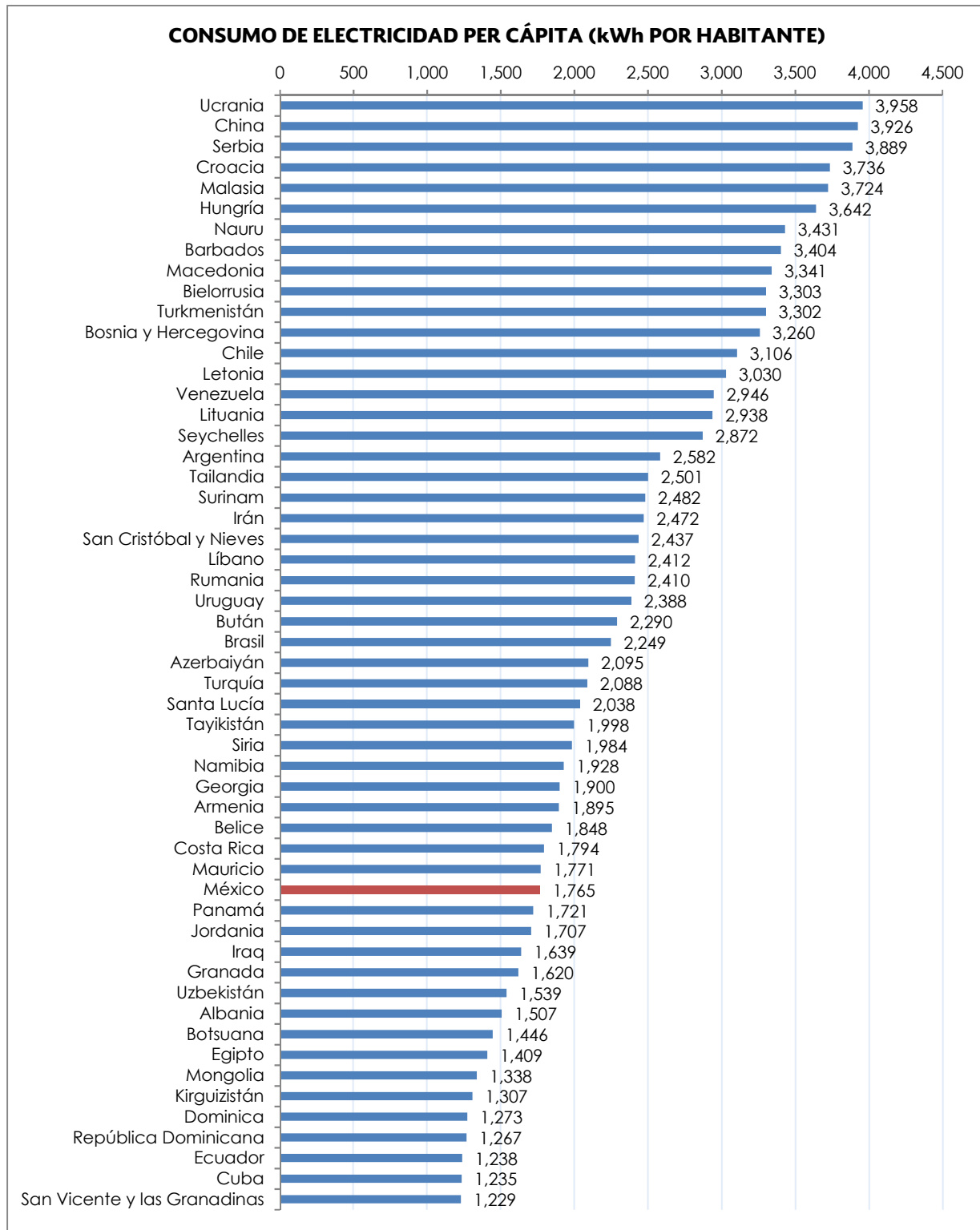
De acuerdo con información de la Secretaría de Energía, los vampiros energéticos pueden llegar a utilizar hasta 160 kWh al año, lo que representa aproximadamente 10% del consumo total de energía eléctrica en un hogar mexicano.

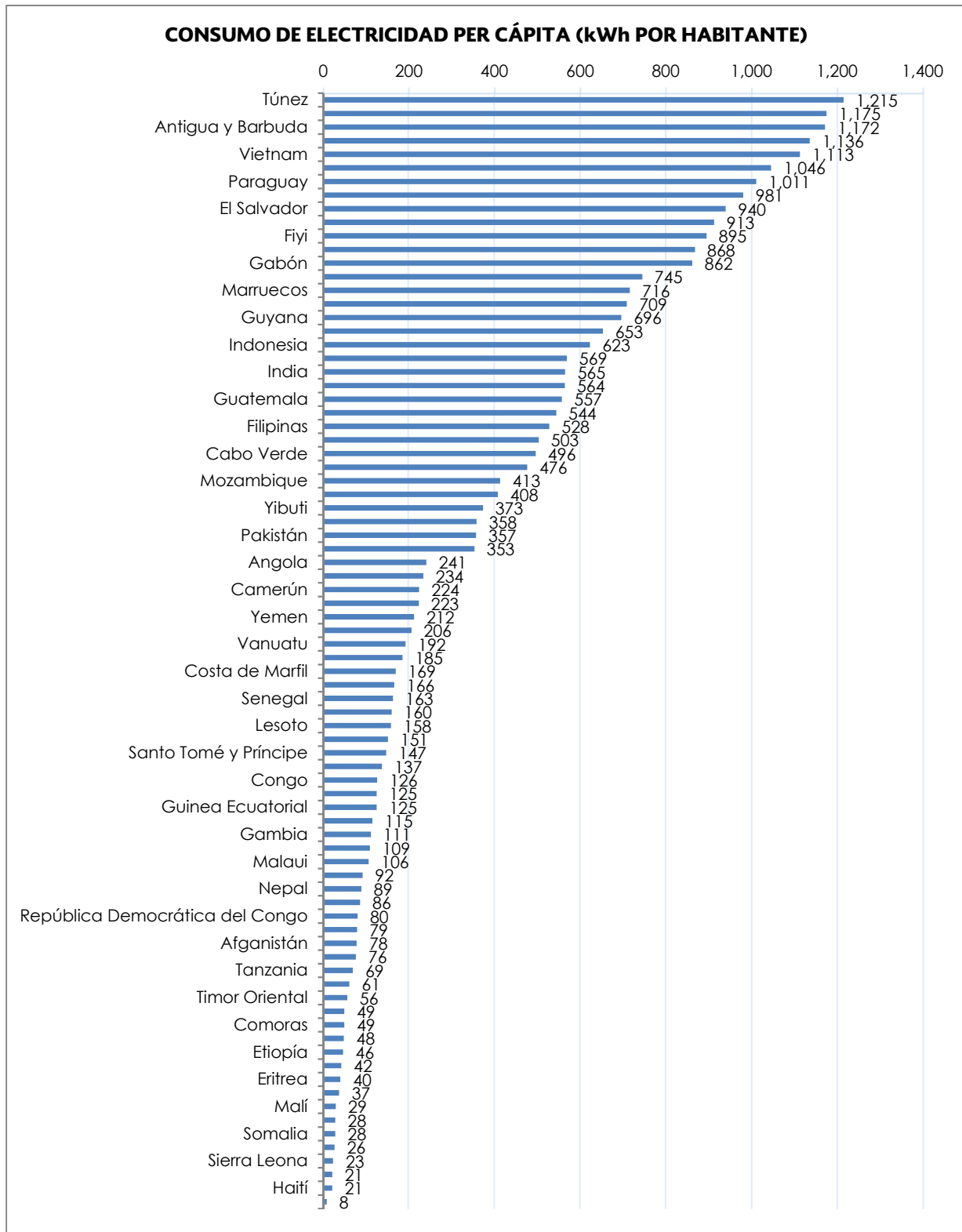
El consumo de una vivienda depende de la zona geográfica y el número de habitantes en cada una de ellas. En México, el consumo está directamente asociado con el clima. En la parte norte del país, donde se presentan temperaturas extremas y fácilmente se rebasan los 40°C durante el verano, la utilización de aire

acondicionada dispara el consumo durante los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo con las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área.

En las siguientes gráficas se presenta el consumo per cápita en el mundo en el 2014. (<http://www.indexmundi.com/map/?v=81000&l=es>).







4.3 Consumo residencial (viviendas particulares) y ahorro en viviendas

En algunos estudios se considera que en cada vivienda habita una familia de cuatro integrantes, con los servicios siguientes: televisión, un refrigerador, una computadora, un microondas, plancha, licuadora, radio, celulares y focos, esto es, de aproximadamente 4 kWh (kilo Watts hora) por día (120 kWh por mes). En el 2012, el consumo promedio mensual en hogares fue de 250 kWh (CFE).

En el 2014, una casa de tres recámaras, con servicios básicos, pero añadiendo computadoras y celulares, puede consumir entre 500 kWh o más, ya que ha aumentado la utilización de los calentadores eléctricos y el aire acondicionado. De acuerdo con lo reportado por el World Bank en 2011, el uso per cápita de energía en México anual fue de 2,092 kWh (174.33 kWh/mes) (<http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC/countries>).

En este trabajo y para fines de estimaciones posteriores, se considera que el consumo promedio mensual por vivienda es de 250 kWh.

Bajo estas consideraciones, en la Tabla 4.3 se presenta el número de viviendas que pueden ser alimentadas por la energía liberada por cada planta de tratamiento. Es importante señalar que se presenta la generación de energía a partir del caudal de operación que reportaron las plantas durante la visita técnica. Este valor aumentará conforme se aproximen al caudal de diseño.

Tabla 4.3 Estimación del número de viviendas que pueden ser alimentadas por la energía producida por la PTAR

Nombre	Municipio	Estado	Energía kWh	Energía kWh mes ⁻¹	Viviendas
Pabellón de Arteaga	Aguascalientes	AGS	55.21	39,751	159
Presa El Cedazo	Aguascalientes	AGS	119.5	86,040	344
Rincón de Romos	Aguascalientes	AGS	54.44	39,197	157
Aguascalientes	Aguascalientes	AGS	1276.15	918,828	3,675
Los Arellano	Aguascalientes	AGS	41.29	29,729	119
Jesús María	Jesús María	AGS	22.8	16,416	66
El Gallo	Ensenada	BC	234.49	168,833	675
El Naranja	Ensenada	BC	238.64	171,821	687
La Rosita (Termoeléctrica)	Mexicali	BC	49.87	35,906	144

Nombre	Municipio	Estado	Energía kWh	Energía kWh mes ⁻¹	Viviendas
Azteca)					
Binacional (PITAR)	Tijuana	BC	1534.86	1,105,099	4,420
Ing. J.A. Herrera Solís	Tijuana	BC	100.11	72,079	288
La Morita	Tijuana	BC	72.37	52,106	208
La Paz	La Paz	BCS	877.88	632,074	2,528
Colima-Villa de Álvarez	Villa de Álvarez	COL	407.12	293,126	1,173
Tecomán	Tecomán	COL	26.71	19231.2	77
Salagua	Manzanillo	COL	69.63	50133.6	201
Cd. Acuña	Acuña	COAH	55.77	40,154	161
PTAR 3 AHMSA	Monclova	COAH	484.89	349,121	1,396
Piedras Negras	Piedras Negras	COAH	136.25	98,100	392
Principal	Ramos Arizpe	COAH	1278.05	920,196	3,681
Tapachula Sur-Oriente	Tapachula	CHIS	52.48	37785.6	151
Chihuahua Norte	Chihuahua	CHIH	286.67	206,402	826
Chihuahua Sur	Chihuahua	CHIH	1117.77	804,794	3,219
Planta Norte	Juárez	CHIH	141.67	102,002	408
Planta Sur	Juárez	CHIH	325.75	234,540	938
Nvo. Casas Grandes	Nvo Casas Grandes	CHIH	73.79	53,129	213
Santa Fe	Álvaro Obregón	CDMX	43.69	31,457	126
Coyoacán	Coyoacán	CDMX	125.08	90,058	360
San Juan de Aragón	Gustavo Madero	A CDMX	111.01	79,927	320
Cd. Deportiva	Iztacalco	CDMX	79.84	57,485	230
Cerro de la Estrella	Iztapalapa	CDMX	1897.99	1,366,553	5,466
El Llano	Tláhuac	CDMX	80.14	57700.8	231
San Lorenzo	Tláhuac	CDMX	19.59	14104.8	56
Lago de Texcoco I	Chimalhuacán	CDMX	563.07	405410.4	1622
Durango Sur	Durango	DGO	67.14	48,341	193
Lerdo	Lerdo	DGO	37.54	27,029	108
Aguas Blancas	Acapulco	GRO	198.75	143,100	572
Renacimiento	Acapulco	GRO	54.14	38,981	156

Nombre	Municipio	Estado	Energía kWh	Energía kWh mes ⁻¹	Viviendas
Club de Golf I	Zihuatanejo	GRO	70.85	51,012	204
Principal (Poniente)	Celaya	GTO	179	128,880	516
Irapuato II	Irapuato	GTO	137.52	99,014	396
León (Municipal)	León	GTO	1625.41	1,170,295	4,681
La Purísima	Purísima del Rincón	GTO	109.71	78,991	316
Pemex Salamanca	Salamanca	GTO	48.33	34,798	139
Salamanca (Municipal)	Salamanca	GTO	170.61	122,839	491
Lagos de Moreno	Lagos de Moreno	JAL	53.86	38,779	155
Seapal Norte II	Puerto Vallarta	JAL	478.96	344,851	1,379
El Ahogado	Tlajomulco	JAL	1726.49	1,243,073	4,972
Agua Prieta	Zapopan	JAL	1178.5	848,520	3,394
Lechería	Cuautitlán Izcalli	MEX	58.53	42,142	169
Toluca Oriente	Toluca	MEX	179.55	129,276	517
Toluca Norte	Toluca	MEX	785.39	565,481	2,262
Termoeléctrica Valle de México	Ecatepec	MEX	244.22	175838.4	703
Atapaneo	Morelia	MICH	127.58	91,858	367
Los Itzúcuaros	Salamanca	MICH	32.61	23,479	94
Uruapan	Uruapan	MICH	144.49	104,033	416
Municipal No. 1	L. Cárdenas	MICH	22.2	15984	64
Zitácuaro	Zitácuaro	MICH	67.35	48492	194
Acapantzingo	Acapantzingo	MOR	90.35	65,052	260
La Gachupina	Jiutepec	MOR	49.69	35,777	143
Acapantzingo	Acapantzingo	MOR	90.35	65052	260
Noreste	Apodaca	NL	143.88	103,594	414
Santa Rosa	Apodaca	NL	21.82	15,710	63
Cadereyta	Cadereyta Jiménez	NL	39.54	28,469	114
Norte	Gral. Escobedo	NL	2691.58	1,937,938	7,752
Pemex San Rafael	Guadalupe	NL	969.72	698,198	2,793
La Petaca (Linares)	Linares	NL	31.49	22,673	91

Nombre	Municipio	Estado	Energía kWh	Energía kWh mes ⁻¹	Viviendas
Dulces Nombres	Pesquería	NL	6152.1	4,429,512	17,718
Santiago	Santiago	NL	7.72	5,558	22
Agua Ind. de Mty, S. de U.	San Nicolás de Los Garza	NL	287.32	206870.4	827
La Raya	Oaxaca	OAX	79.5	57,240	229
San Pedro Mártir	Querétaro	QRO	761.72	548,438	2,194
San Pedro Ahuacatlán II	San Pedro Ahuacatlán	QRO	305.82	220,190	881
Caribe 2000	Benito Juárez	Q.ROO	162.18	116,770	467
Gucumatz	Cancún	Q.ROO	30.34	21,845	87
Pok-Ta-Pok	Cancún	Q.ROO	34.72	24,998	100
Norte	Isla Mujeres	Q.ROO	206.77	148,874	595
SaaSunJa	Playa del Carmen	Q.ROO	226.95	163,404	654
Tanque Tenorio	San Luis Potosí	SLP	311.01	223,927	896
Culiacán "Sur"	Culiacán	SIN	103.74	74,693	299
Norponiente	Mazatlán	SIN	50.46	36,331	145
Urías	Mazatlán	SIN	18.94	13,637	55
El Crestón	Mazatlán	SIN	321.04	231,149	925
Los Alisos	Nogales	SON	33.57	24,170	97
Río Mayo	Navojoa	SON	154.29	111,089	444
Tierra Negra	Ciudad Madero	TAMPS	415.08	298,858	1,195
Norponiente	Nuevo Laredo	TAMPS	18.61	13,399	54
Internacional (Sur-Oriente)	Nuevo Laredo	TAMPS	222.31	160,063	640
Morelos	Tampico	TAMPS	95.99	69,113	276
Victoria Sur	Victoria	TAMPS	41.85	30,132	121
PTAR II	E. Zapata	VER	46.54	33,509	134
Xalapa I	E. Zapata	VER	787.53	567,022	2,268
Osiris	Guadalupe	ZAC	354.17	255,002	1,020

4.4 Estabilización aerobia de los lodos residuales

El proceso de la estabilización aerobia es un método alternativo para el tratamiento de lodos orgánicos. Los digestores pueden ser usados para tratar solamente lodos activados, mezclas de desechos de lodos activados, lodos primarios y lodos de

filtros rociadores, o lodos de plantas de tratamiento de lodos activados sin sedimentación primaria. Las ventajas de la estabilización aerobia, comparada con la estabilización anaerobia son:

- ✓ La reducción de sólidos volátiles es aproximadamente la misma que la obtenida en condiciones anaerobias
- ✓ Menores concentraciones de DBO en el licor sobrenadante
- ✓ Obtención de un producto final biológicamente estable y sin olor que puede ser de fácil disposición
- ✓ Producción de lodo con excelentes características de desaguado
- ✓ Recuperación de casi todo el valor básico de fertilización en el lodo
- ✓ Muy pocos problemas de operación
- ✓ Menor costo de capital

La principal desventaja del proceso parece ser el alto costo del suministro de oxígeno. Entre los principales objetivos de la estabilización aerobia se incluyen la reducción de olores y de sólidos biodegradables, y el mejoramiento de las características de desaguado de los lodos. El oxígeno puede ser suministrado con aireadores superficiales o con difusores.

La remoción esperada del proceso varía de acuerdo a la edad del lodo y sus características. Los porcentajes típicos de remoción de contaminantes son:

- a) Sólidos volátiles: 30 y 70 % (35 y 45 % típico)
- b) Patógenos: mayores de 85 %

Tabla 4.4 Criterios de diseño

Parámetro	Valor
Tiempo de retención hidráulico a 20°C, d	
Lodos activados solamente	10-16
Lodos activados de plantas sin sedimentación primaria	16-18
Lodos primarios + activados o de filtros rociadores	18-22
Carga de sólidos kg SSV d⁻¹ m⁻³	0.32-6.41
Requerimientos de oxígeno	kg de oxígeno por kg de masa destruida
Células de tejidos	2
DBO en lodos primarios	1.6-1.9

Parámetro	Valor
Requerimientos de energía para la mezcla	
Aireadores mecánicos 1 HP por cada 1 000 m³ de agua	17.66-44.14
Mezcla de aire, m³ de aire por cada 28.32 m³ de agua	20-60
Oxígeno disuelto mínimo (mg L⁻¹)	1.2

El proceso tiene requerimientos altos de energía y puede necesitar el control de olores. Es relativamente resistente a variaciones en la carga, pH e interferencia de metales. A bajas temperaturas, el sistema requiere de mayores tiempos de retención para adquirir un nivel fijo de reducción de sólidos volátiles. Se puede obtener un lodo más fácil de desaguar si se mantiene un nivel de OD de 1 a 2 mg L⁻¹, con tiempos de retención adecuados.

El proceso tiene un costo de operación muy alto (principalmente en el abastecimiento de oxígeno). El tiempo requerido para la estabilización es altamente sensible a la temperatura, y la estabilización aeróbica puede requerir de periodos excesivos en climas fríos, incrementado aún más su costo de operación.

El consumo de energía eléctrica está en función de la calidad y volumen de lodo residual, lo que puede representar un consumo energético de igual magnitud al consumo que se realiza en el proceso de tratamiento del agua.

4.5 Estimación de ahorros por cambio de proceso de estabilización

De acuerdo con diferentes fuentes bibliográficas, se considera que durante el proceso de estabilización aerobia de los lodos residuales se consume aproximadamente el 40% del consumo energético de la planta de tratamiento. En algunas instalaciones se obtuvieron los consumos mensuales de electricidad de las plantas de tratamiento, o la lista de equipos asociados a la estabilización de los lodos residuales. En algunos casos, el consumo de energía eléctrica se encontraba asociado a otros procesos ajenos al tratamiento de las aguas residuales.

Por otra parte, se considera que el proceso de lodos activados convencional, con estabilización aerobia de los lodos residuales, consume 0.58 kWh m⁻³ de agua residual tratada municipal; mientras que el mismo proceso pero con estabilización anaerobia consume 0.48 kWh m⁻³ de agua residual tratada (G. Limón, comunicación oral, 2016). Esto implica un ahorro de al menos 0.1 kWh por cada metro cúbico de agua tratada.

En la Tabla 4.5 se presenta la estimación de ahorros derivados de un cambio de proceso de estabilización, esto es, de pasar de la estabilización aerobia a la anaerobia. Se consideró que el 70% del consumo eléctrico es utilizado por el sistema de aeración, y de este, el 30% corresponde a la digestión aerobia de los lodos residuales. Este consumo energético es el que se traduce como posible ahorro por cambio de sistema de estabilización, lo que representa en promedio de un 15 – 20% del consumo total de la planta de tratamiento.

Sólo se consideraron las plantas que contaban con un historial de consumo de energía y con proceso de estabilización aerobia de los lodos residuales. En muchos casos, no se realiza la estabilización de los lodos residuales.

Tabla 4.5 Estimación de ahorros derivados por cambio de proceso de estabilización de lodos residuales en las plantas de tratamiento con recibo de energía eléctrica

PTAR	Edo.	Modalidad	Q_{op} $L\ s^{-1}$	Consumo energía kWh año (2015)	Q_{op} $m^3\ año^{-1}$	Estabilización lodos residuales	Ahorro energético kWh año ⁻¹
Aguascalientes	AGS	DUAL: FP + CONV	952	8,233,672	30,022,272	AEROB + ESP+FB	1,330,054.71
Los Arellano	AGS	AER. EXT. /ZOX	170	3,147,550	5,361,120	AEROB+ESP+FB	508,450.38
Presa El Cedazo	AGS	CONV.	108	629,480	3,405,888	AEROB + ESP+FB	101,685.23
Jesús María	AGS	ZOX	95	1,238,635	2,995,920	AEROB+ESP+FB	200,087.19
Pabellón de Arteaga	AGS	CONV.	105	1,293,008	3,311,280	AEROB+FB	208,870.52
Rincón de Romos	AGS	CONV.	91	1,260,077	2,869,776	AEROB+FB	203,550.90
Ing. J.A. Herrera Solís (Potab + PTAR)	BC	AER. EXT. (Carrusel) NT-DN	246	7,389,900	7,757,856	AEROB+ESP+CE NTRIF	1,193,753.08
La Morita	BC	AER. EXT. (Carrusel) NT-DN	195	4,044,950	6,149,520	AEROB+ESP+CE NTRIF	653,415.00
Cd. Acuña	COAH	AER. EXT.	469.5	1,727,115	14,805,521	ESPES c/CAL+FB	362,694.15
Lerdo	DGO	AER. EXT.	179.34	1,992,270	5,655,666	AER+FP	321,828.23
Lagos de Moreno	JAL	AER. EXT.	165	1,923,280	5,203,440	ESP. GRAVEDAD+AE ROB+FB	310,683.69
Lago de Texcoco I	MEX	AIR. SUP.	800	490,030	25,228,800	SIN TRATAMIENTO	102,906.30
Lechería	MEX	CONV.	82	2,254,000	2,585,952	SIN TRATAMIENTO	102,906.30
Toluca Norte	MEX	DUAL: FP+CONV.	1033	6,350,148	32,576,688	ESP (FB)+AEROB+FP	1,025,793.14
Toluca Oriente	MEX	AER.EXT	937	6,204,168	29,549,232	ESP (FB)+AEROB+FP	1,002,211.75

PTAR	Edo.	Modalidad	Q _{op} L s ⁻¹	Consumo energía kWh año (2015)	Q _{op} m ³ año ⁻¹	Estabilización lodos residuales	Ahorro energético kWh año ⁻¹
Atapaneo	MICH	AER.EXT	941	5,948,946	29,675,376	ESTAB. CON CAL+FB	1,249,278.66
Los Itzúcuaros	MICH	CONV.	80	1,904,753	2,522,880	AEROB	307,690.87
Noreste	NL	AER.EXT	1241.5 5	7,708,762	39,153,521	ESP por FLOTACION+FB	1,618,840.02
Santa Rosa	NL	AER.EXT	71.04	1,562,512	2,240,317	AEROB+FB	252,405.78
Cadereyta	NL	AER.EXT	181.12	1,672,935	5,711,800	ESP + AEROB+FB	270,243.35
La Petaca	NL	AER.EXT	131	2,039,772	4,131,216	AEROB+FB	329,501.63
AIMSU (Agua Ind. de Mty, S. de U.)	NL	CONV	240	5,142,518	7,568,640	SIN TRATAMIENTO	1,079,928.78
Santiago	NL	AER.EXT	151.91	1,358,437	4,790,634	ESP+AEROB+FB	219,439.82
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	ZOx	244.6	2,261,199	7,713,706	ESP ROTATORIO+AE ROB+FB	365,270.61
Norte	Q-ROO	DUAL: FP+CONV	289	3,861,417	9,113,904	ESP+AEROB+FB &SECADO SOLAR	623,767.36
Caribe 2000	Q-ROO	PRIM. AV. + CONV.	171	2,363,819	5,392,656	AEROB+ESP GRAV.+PRENSA DO+SECADO SOLAR+FB	381,847.68
Playa del Carmen II (SaasTunJa)	Q-ROO	DUAL: BF+L.ACT	198	2,309,650	6,244,128	ESP BANDA+AEROB +FB	373,097.31
Río Mayo	SON	AER.EXT	300	2,349,074	9,460,800	AEROB+CENRIF	379,465.80
Los Alisos	SON	AER.EXT	186	1,086,629	4,885,402	AEROB+FB	175,532.38
Tierra Negra	TAMPS	AER.EXT	900	5,791,149	28,382,400	ESP+AEROB+FB	935,493.30
Norponiente Laredo	TAMPS	CONV	62	946,260	1,955,232	ESP GRAVEDAD+AE ROB+FB	152,857.38
Internacional (Sur-Ote)	TAMPS	ZOX	907.54	8,911,527	28,620,181	ESP+AEROB+LEC HO SECADO	1,439,554.36
PTAR II	VER	CONV	195	1,091,232	6,149,520	AEROB+CENRIF	176,275.94
Osiris	ZAC	CONV	470	3,092,250	14,821,920	ESP+AEROB+FP	649,372.50

5 REDUCCIÓN DE EMISIONES POR APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

Actualmente existen siete modalidades de generación de energía eléctrica dentro del Sector Eléctrico Mexicano, en los cuales pueden participar productores externos a la Comisión Federal de Electricidad CFE. La Modalidades Reconocidas por la Ley son:

- ✓ Autoabastecimiento
- ✓ Cogeneración
- ✓ Exportación
- ✓ Importación
- ✓ Productor Independiente de Energía
- ✓ Pequeña Producción
- ✓ UPC (Permisos Otorgados Antes de 1992)

5.1 Estimación de emisiones en la generación de energía eléctrica

En el año 2014, se estimó que las emisiones por generación de electricidad se fueron de hasta 160 toneladas métricas de CO₂|CO₂e, 32% del total de emisiones por la combustión de combustible fósil.

En 2005, la infraestructura pública para la generación de energía eléctrica constaba de 173 centrales (CFE, LyFC y PIE), con una capacidad instalada total de 46,534 MW, dividida de la siguiente manera: 27.8% correspondía a centrales a base de combustóleo o gas; 28.5%, a sistemas de ciclo combinado; 22.6%, a hidroeléctricas; 5.6%, a carboeléctricas; 4.5%, a centrales duales; 2.9%, a tecnología nuclear; 2.1% a centrales geotérmicas; 6%, a turbinas de combustión y combustión interna, y un porcentaje muy menor a energía eólica (viento).

En 2005, la generación de energía eléctrica en México aún dependía de los combustibles fósiles, que contribuían con aproximadamente 72.4% de la producción total (de ese porcentaje, alrededor de 43.2% se generaba por medio de la quema de gas natural; 32.7%, de la quema de combustóleo, y el resto, de la quema de carbón y otros combustibles (sobre todo diésel).

La emisión de carbono (CO₂) por kWh de electricidad producida, varía mucho entre los países y depende de la combinación de fuentes de energía utilizada para producir energía. Las emisiones de CO₂ por kWh de electricidad y calor generación, tiene en cuenta las emisiones de CO₂ de los combustibles fósiles consumidos para la electricidad, calor y electricidad y las principales centrales térmicas actividad dividida por la producción de electricidad y calor generados a partir de combustibles fósiles, nuclear, hidráulica (sin almacenamiento por bombeo), geotérmica, solar y biomasa.

De esta manera, la emisiones indirectas generadas por la energía consumida por operación será:

Emisiones = Energía eléctrica * Factor de emisión de electricidad promedio,
tCO₂e/MWh

1HP = 746 watts 1 HP = 0.746 KW

kWh-año = HP*N°equipos*h/d*365d

Emisiones CO₂e = MW-h *factor de emisión

5.2 Factor de Emisión Eléctrico

El factor de emisión eléctrico que se emplea para la estimación de emisiones indirectas, provenientes del uso de electricidad comprada, varía cada año de acuerdo con la mezcla de combustibles empleados en la generación de electricidad distribuida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La estructura del sistema eléctrico en México está compuesta por dos sectores: el público y el privado. El sector público lo integra la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los productores independientes de energía (PIE). El sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportaciones. Para fines de los factores de emisión estimados en este documento y conforme a las metodologías empleadas para su cálculo, sólo se considera la electricidad entregada a la red, es decir, en el caso del sector privado, se referirá únicamente a los excedentes entregados a CFE.

5.3 Cálculo del factor de emisión eléctrico promedio del sistema

El cálculo del factor de emisión promedio del sistema eléctrico nacional se basa en el Consumo Total de Combustible y la Generación de Electricidad Neta Entregada a

la Red (TOOL07, Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 0.4.0, Average OM Method, Option B). Este método está aprobado por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.

El margen operativo promedio (MO promedio) es el factor de emisión promedio de todas las plantas, incluyendo las de menor costo de operación y las más utilizadas; generalmente se consideran las hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, nuclear, solar y de biomasa con bajo costo.

Tabla 5.1 Factores de emisión por tipo de combustible

Combustible	CO ₂ kg CO ₂ TJ ⁻¹	CH ₄ kg CH ₄ TJ ⁻¹	N ₂ O kg N ₂ O TJ ⁻¹
Carbón	94600	1	1.5
Diésel	74100	3	0.6
Combustóleo	77400	3	0.6
Gas Natural	56100	1	0.1

Fuente: IPCC, 2006. “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”, volume 2. [Chapter 2 – Stationary combustion, Table 2.2]

Tabla 5.2 Factores de emisión de electricidad promedio tCO₂e MWh⁻¹


Año	Factor de emisión de electricidad promedio tCO ₂ e MWh ⁻¹
2000	0.6043
2001	0.6188
2002	0.6046
2003	0.6080
2004	0.5484
2005	0.5557
2006	0.5246
2007	0.5171
2008	0.4698
2009	0.5057
2010	0.4946
2011	0.5002*
2012	0.5165*
2013	0.4999
2014	0.454
2015	0.458

Fuente: Datos estimados por el Programa GEI México (<http://www.geimexico.org/factor.html>).


*Los valores del factor de emisión eléctrico para los años 2011 y 2012 fueron ajustados de acuerdo con las actualizaciones realizadas en el Balance Nacional de Energía.

Nota: El factor de emisión eléctrico 2013 se calculó utilizando los potenciales de calentamiento global publicados en el Quinto Reporte de Evaluación del IPCC (AR5).

Para fines de este trabajo, se utilizará el valor de 2015, publicado el 23 de junio de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/cicc/aviso_factor_de_emision_el_ectrico_2015.pdf).



SECRETARÍA DE
MEDIO AMBIENTE
Y RECURSOS NATURALES



Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental
Dirección General de Políticas para el Cambio Climático

México, D.F. a 23 de junio de 2016

AVISO
para el reporte del Registro Nacional de Emisiones

Por medio del presente, se informa que el factor de emisión para el cálculo de emisiones indirectas por consumo de electricidad para el periodo 2015, cuando el proveedor sea Comisión Federal de Electricidad, será:

0.458 toneladas de CO₂ / MWh

El cual deberá multiplicarse por el consumo eléctrico (en unidades de Mega Watts-hora) para obtener la emisión indirecta por consumo de electricidad del establecimiento sujeto a reporte.

En la Tabla 5.3 se presenta la reducción de emisiones estimadas por cada planta de tratamiento, considerando únicamente la cantidad de biogás que se puede producir en las actuales condiciones de operación de cada planta de tratamiento. Al alcanzar el gasto de operación nominal se presenta una mejor oportunidad de reducción de emisiones, ya que la energía generada puede ser utilizada en el proceso de tratamiento aerobio del agua, ofreciendo ahorros tanto de energía obtenida de la red convencional, como de emisiones.

Tabla 5.3 Reducción de emisiones de las PTARs por no utilizar la red convencional de energía eléctrica

Nombre	Estado	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Reducción de Emisiones t CO ₂ e año ⁻¹
Pabellón de Arteaga	AGS	55.21	483.64	221.51
Presa El Cedazo	AGS	119.5	1,046.82	479.44
Rincón de Romos	AGS	54.44	476.89	218.42
Aguascalientes	AGS	1276.15	11,179.07	5,120.02
Los Arellano	AGS	41.29	361.70	165.66
Jesús María	AGS	22.8	199.73	91.48
El Gallo	BC	234.49	2,054.13	940.79
El Naranjo	BC	238.64	2,090.49	957.44
La Rosita (Termoeléctrica Azteca)	BC	49.87	436.86	200.08
Binacional (PITAR)	BC	1534.86	13,445.37	6,157.98
Ing. J.A. Herrera Solís	BC	100.11	876.96	401.65
La Morita	BC	72.37	633.96	290.35
La Paz	BCS	877.88	7,690.23	3,522.12
Colima-Villa de Álvarez	COL	407.12	3,566.37	1,633.40
Tecomán	COL	26.71	233.98	107.16
Salagua	COL	69.63	609.96	279.36
Cd. Acuña	COAH	55.77	488.55	223.75
PTAR 3 AHMSA	COAH	484.89	4,247.64	1,945.42
Piedras Negras	COAH	136.25	1,193.55	546.65
Principal	COAH	1278.05	11,195.72	5,127.64
Tapachula Sur-Oriente	CHIS	52.48	459.72	210.55
Chihuahua Norte	CHIH	286.67	2,511.23	1,150.14
Chihuahua Sur	CHIH	1117.77	9,791.67	4,484.58
Planta Norte	CHIH	141.67	1,241.03	568.39
Planta Sur	CHIH	325.75	2,853.57	1,306.94
Nvo. Casas Grandes	CHIH	73.79	646.40	296.05
Santa Fe	CDMX	43.69	382.72	175.29

Nombre	Estado	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Reducción de Emisiones t CO ₂ e año ⁻¹
Coyoacán	CDMX	125.08	1,095.70	501.83
San Juan de Aragón	CDMX	111.01	972.45	445.38
Cd. Deportiva	CDMX	79.84	699.40	320.32
Cerro de la Estrella	CDMX	1897.99	16,626.39	7,614.89
El Llano	CDMX	80.14	702.03	321.53
San Lorenzo	CDMX	19.59	171.61	78.60
Lago de Texcoco I	CDMX	563.07	4,932.49	2,259.08
Durango Sur	DGO	67.14	588.15	269.37
Lerdo	DGO	37.54	328.85	150.61
Aguas Blancas	GRO	198.75	1,741.05	797.40
Renacimiento	GRO	54.14	474.27	217.21
Club de Golf I	GRO	70.85	620.65	284.26
Principal (Poniente)	GTO	179	1,568.04	718.16
Irapuato II	GTO	137.52	1,204.68	551.74
León (Municipal)	GTO	1625.41	14,238.59	6,521.27
La Purísima	GTO	109.71	961.06	440.17
Pemex Salamanca	GTO	48.33	423.37	193.90
Salamanca (Municipal)	GTO	170.61	1,494.54	684.50
Lagos de Moreno	JAL	53.86	471.81	216.09
Seapal Norte II	JAL	478.96	4,195.69	1,921.63
El Ahogado	JAL	1726.49	15,124.05	6,926.82
Agua Prieta	JAL	1178.5	10,323.66	4,728.24
Lechería	MEX	58.53	512.72	234.83
Toluca Oriente	MEX	179.55	1,572.86	720.37
Toluca Norte	MEX	785.39	6,880.02	3,151.05
Termoeléctrica Valle de México	MEX	244.22	2,139.37	979.83
Atapaneo	MICH	127.58	1,117.60	511.86
Los Itzícuaros	MICH	32.61	285.66	130.83
Uruapan	MICH	144.49	1,265.73	579.71
Municipal No. 1	MICH	22.2	194.47	89.07
Zitácuaro	MICH	67.35	589.99	270.21
Acapantzingo	MOR	90.35	791.47	362.49
La Gachupina	MOR	49.69	435.28	199.36
Acapantzingo	MOR	90.35	791.47	362.49
Agua Ind. de Mty, S. de U.	NL	287.32	2,516.92	1,152.75
Noreste	NL	143.88	1,260.39	577.26

Nombre	Estado	Energía kWh	Energía kWh año ⁻¹	Reducción de Emisiones t CO ₂ e año ⁻¹
Santa Rosa	NL	21.82	191.14	87.54
Cadereyta	NL	39.54	346.37	158.64
Norte	NL	2691.58	23,578.24	10,798.83
Pemex San Rafael	NL	969.72	8,494.75	3,890.59
La Petaca (Linares)	NL	31.49	275.85	126.34
Dulces Nombres	NL	6152.1	53,892.40	24,682.72
Santiago	NL	7.72	67.63	30.97
La Raya	OAX	79.5	696.42	318.96
San Pedro Mártir	QRO	761.72	6,672.67	3,056.08
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	305.82	2,678.98	1,226.97
Caribe 2000	Q.ROO	162.18	1,420.70	650.68
Gucumatz	Q.ROO	30.34	265.78	121.73
Pok-Ta-Pok	Q.ROO	34.72	304.15	139.30
Norte	Q.ROO	206.77	1,811.31	829.58
SaasTunJa	Q.ROO	226.95	1,988.08	910.54
Tanque Tenorio	SLP	311.01	2,724.45	1,247.80
Culiacán "Sur"	SIN	103.74	908.76	416.21
Norponiente	SIN	50.46	442.03	202.45
Urías	SIN	18.94	165.91	75.99
El Crestón	SIN	321.04	2,812.31	1,288.04
Los Alisos	SON	33.57	294.07	134.69
Río Mayo	SON	154.29	1,351.58	619.02
Tierra Negra	TAMPS	415.08	3,636.10	1,665.33
Norponiente	TAMPS	18.61	163.02	74.66
Internacional (Sur-Oriente)	TAMPS	222.31	1,947.44	891.93
Morelos	TAMPS	95.99	840.87	385.12
Victoria Sur	TAMPS	41.85	366.61	167.91
PTAR II	VER	46.54	407.69	186.72
Xalapa I	VER	787.53	6,898.76	3,159.63
Osiris	ZAC	354.17	3,102.53	1,420.96

6 VISITAS TÉCNICAS

Se consideraron para el estudio 104 instalaciones repartidas en todo el territorio nacional, las cuales tienen un caudal de diseño mayor a 200 L s⁻¹. Se incluyó la planta de tratamiento de Hermosillo, que se encuentra actualmente en pruebas de operación y para la cual se contó con información del organismo operador y del constructor porque prevé la cogeneración eléctrica. Asimismo, se visitó la PTAR Juárez Sur Sur (recientemente denominada Valle de Juárez), la cual ya está completamente construida pero no opera debido a que la Junta Municipal de Agua y Saneamiento de Cd. Juárez aún no concluye la conexión del colector a la planta. En la Tabla 6.1 se presenta el listado de las plantas consideradas para el estudio.

Tabla 6.1 Relación de plantas de tratamiento

Estado	Municipio	Ptar	Proceso	Q _{dis} L s ⁻¹
AGS	Aguascalientes	Los Arellano	Lodos activados	300
	Aguascalientes	Aguascalientes	Dual	2000
	Aguascalientes	Presa El Cedazo	Lodos activados	300
	Jesús María	Jesús María	Lodos activados	200
	Pabellón de Arteaga	Pabellón de Arteaga	Lodos activados	200
	Rincón de Romos	Rincón de Romos	Lodos activados	200
BC	Ensenada	El Naranjo	Zanja oxidación	500
	Ensenada	El Gallo	Lodos activados	200
	Mexicali	Termoeléctrica Azteca (La Rosita)	Lodos activados	640
	Tijuana	Ing. José Arturo Herrera Solís	Lodos activados	460
	Tijuana	La Morita	Zanja oxidación	254
	Tijuana	Binacional (PITAR)	Lodos activados	1100
BCS	La Paz	La Paz	Lodos activados	450
COAH	Acuña	Cd. Acuña	Lodos activados	250
	Monclova	AHMSA	Lodos activados	600
	Piedras Negras	Piedras Negras	Zanja oxidación	360
	Saltillo	Principal	Lodos activados	1200
COL	Colima	Colima-Villa de Álvarez	Lodos activados	1200
	Manzanillo	Salagua	Lodos activados	420
	Tecomán	Tecomán	Lodos activados	250
CHIS	Tapachula	Tapachula Sur-Oriente	RAFA + Lodos activados	250
CHIH	Chihuahua	Chihuahua Norte	Lodos activados	1200
	Chihuahua	Chihuahua Sur	Lodos activados	2500

Estado	Municipio	Ptar	Proceso	$Q_{dis} L s^{-1}$
	Cd. Juárez	Planta Sur Sur	Lodos activados	500
	Cd. Juárez	Planta Sur	Lodos activados	2000
	Cd. Juárez	Planta Norte	Lodos activados	1600
	Nvo. Casas Grandes	Nvo. Casas Grandes	Lodos activados	280
CDMX	Álvaro Obregón	Santa Fe	Lodos activados	280
	Coyoacán	Coyoacán	Lodos activados	400
	Gustavo A. Madero	San Juan de Aragón	Lodos activados	500
	Iztacalco	Cd. Deportiva	Lodos activados	230
	Iztapalapa	Cerro de la Estrella	Lodos activados	4000
	Tláhuac	El Llano	Lodos activados	250
	Tláhuac	San Lorenzo	Lodos activados	225
DGO	Victoria de Durango	Durango Sur	Lodos activados	600
	Lerdo	Lerdo	Biológico	200
GTO	Celaya	Principal (Poniente)	Lodos activados	750
	Irapuato	Irapuato II	Lodos activados	500
	León	León (Planta Municipal)	Primario avanzado y Lodos activados	2500
	Salamanca	Pemex Salamanca	Lodos activados	255
	Salamanca	Salamanca (Municipal)	Lodos activados	200
	San Francisco del Rincón	La Purísima	Lodos activados	250
GRO	Acapulco de Juárez	Aguas Blancas	Lodos activados	1350
	Acapulco de Juárez	Renacimiento	Lodos activados	475
	Chilpancingo de Los Bravo	Chilpancingo	Lodos activados	250
	Iguala de la Independencia	Iguala	Lodos activados	260
	Zihuatanejo de Azueta	Club de Golf I	Lodos activados	250
JAL	Lagos de Moreno	Lagos de Moreno	Lodos activados	285
	Puerto Vallarta	Seapal Norte II	Lodos activados	1125
	Tlajomulco de Zúñiga	El Ahogado	Lodos activados	2250
	Zapopan	Agua Prieta	Lodos activados	8500
MÉX	Atlacomulco	Atlacomulco	Zanja oxidación	220
	Chimalhuacán	Lago de Texcoco I	Lodos activados	1000
	Cuatitlán Izcalli	Lechería	Lodos activados	400
	Ecatepec de Morelos	Papelera San Cristóbal	Lodos activados	400

Estado	Municipio	Ptar	Proceso	$Q_{dis} L s^{-1}$
	Ecatepec de Morelos	Termoeléctrica Valle de México	Lodos activados	500
	Toluca de Lerdo	Toluca Norte	BIOF + Lodos activados	1250
	Toluca de Lerdo	Toluca Oriente	Lodos activados	1000
MICH	Lázaro Cárdenas	Municipal No. 1	Lodos activados	360
	Morelia	Atapaneo	Lodos activados	1200
	Morelia	Los Itzicuaros	Lodos activados	210
	Uruapan	Uruapan	Lodos activados	420
	Zitácuaro	Zitácuaro	Lodos activados	267
MOR	Cuernavaca	Acapatzingo	Lodos activados	750
	Jiutepec	La Gachupina	Lodos activados	240
NL	Apodaca	Noreste	Lodos activados	2500
	Apodaca	Santa Rosa	Lodos activados	200
	Cadereyta Jiménez	Cadereyta	Lodos activados	250
	Gral. Escobedo	Norte	Lodos activados	3000
	Guadalupe	Pemex San Rafael	Lodos activados	900
	Linares	La Petaca	Lodos activados	200
	Monterrey	Aceros Planos	Lodos activados	200
	Pesquería	Dulces Nombres	Lodos activados	7500
	San Nicolás de Los Garza	CFE Mezquital	Lodos activados	550
	San Nicolás de Los Garza	AIMSU (Agua Industrial de Monterrey, S. de U.)	Lodos activados	300
	Santiago	Santiago	Lodos activados	200
OAX	Santa Cruz Xoxocotlán	La Raya	Lodos activados	600
QRO	Querétaro	San Pedro Mártir	Dual	750
	San Juan del Río	San Pedro Ahuacatlán II	Lodos activados	300
Q ROO	Benito Juárez	Norte	Dual	350
	Benito Juárez	Caribe 2000	Lodos activados	225
	Benito Juárez	Pok-Ta-Pok	Lodos activados	245
	Benito Juárez	Gucumatx	Lodos activados	200
	Solidaridad	Playa del Carmen II (SaasTunJa)	Lodos activados	284
SLP	San Luis Potosí	Tanque Tenorio	Dual	1050
SIN	Culiacán	Culiacán "Sur"	Lodos activados	300
	Mazatlán	Norponiente	Lodos activados	400
	Mazatlán	Urías	Lodos activados	220

Estado	Municipio	Ptar	Proceso	$Q_{dis} L s^{-1}$
SON	Mazatlán	El Crestón	Lodos activados	600
	Navojoa	Río Mayo	Lodos activados	300
	Nogales	Los Alisos	Lodos activados	220
	Hermosillo	Hermosillo	Lodos activados	
TAMPS	Ciudad Madero	Tierra Negra	Lodos activados	1500
	Nuevo Laredo	Norponiente	Lodos activados	200
	Nuevo Laredo	Internacional (Sur-Oriente)	Lodos activados	1360
	Reynosa	Reynosa I	Lodos activados	1000
	Reynosa	Reynosa II	Lodos activados	250
	Tampico	PTAR Morelos	Lodos activados	300
	Victoria	Victoria	Lodos activados	350
	VER	Tuxpan	Tuxpan	Lodos activados
Veracruz		Venustiano Carranza	Lodos activados	230
Veracruz		Cabeza Olmeca	Lodos activados	230
Xalapa		PTAR II	Lodos activados	250
Xalapa		Xalapa	Lodos activados	750
ZAC	Guadalupe	Osiris	Lodos activados	600

De estas instalaciones, su distribución con respecto al caudal de diseño es:

- 43 plantas de tratamiento con gasto de diseño entre $200 L s^{-1}$ – $300 L s^{-1}$
- 25 plantas de tratamiento con gasto de diseño entre $300 L s^{-1}$ – $600 L s^{-1}$
- 14 plantas de tratamiento con gasto de diseño entre $600 L s^{-1}$ – $1000 L s^{-1}$
- 23 plantas de tratamiento con gasto de diseño mayor a $1000 L s^{-1}$

Solamente cuatro de ellas tiene un caudal mayor igual a $3,000 L s^{-1}$:

- ✓ PTAR Norte, en Monterrey, NL, con un caudal de diseño de $3,000 L s^{-1}$
- ✓ PTAR Cerro de la Estrella, CDMX, con un caudal de diseño de $4,000 L s^{-1}$
- ✓ PTAR Dulces Nombres, Pesquería, NL, con un caudal de diseño de $7,500 L s^{-1}$
- ✓ PTAR Agua Prieta, Zapopan, JAL, con un caudal de diseño de $8,500 L s^{-1}$

En general, las plantas de tratamiento revisadas en este trabajo no operan a su gasto de diseño, y en general podríamos hablar de que apenas se utiliza el 65% de la infraestructura instalada. Esto se debe a que muchas de las localidades no

cuentan con una red de alcantarillado que garantice la recolección y envío de las aguas residuales hasta la planta de tratamiento, los colectores o drenajes presentan roturas, o están en proceso de construcción y/o rehabilitación. El 65% de las plantas operan con proceso convencional de lodos activados.

Sin embargo, las plantas de El Gallo (Ensenada, BC), Binacional (Tijuana, BC), La Paz (BCS), Piedras Negras (COAH), Lerdo (Durango), Municipal (Salamanca, GTO), Tecomán (COL), Club de Golf (Zihuatanejo, GRO), Renacimiento (Acapulco, GRO), Xalapa (VER), Toluca Oriente (MEX), Uruapan (MICH), Chilpancingo (GRO), Río Mayo (Navojoa, SON), y El Ahogado (Tlajomulco, JAL) trabajan al menos al 90% de su gasto de diseño.

La carga orgánica del agua residual tiene grandes variaciones, y se registran valores de DBO desde 80 mg L⁻¹ hasta 480 mg L⁻¹. Vale la pena resaltar a la PTAR San Pedro Ahuacatlán II, que presenta una carga de 1142 mg L⁻¹ de DBO, pero hay que tomar en cuenta que cuenta con el aporte de agroindustrias.

De las 104 plantas presentadas en la propuesta técnica, en trece de ellas no se pudo realizar la visita técnica debido a diferentes razones (Tabla 6.2), por lo que las instalaciones visitadas se reducen a 91, adicionalmente se visitaron las PTAR El Crestón en Sinaloa y Hermosillo en Sonora.

La PTAR Sur Sur, actualmente denominada Valle de Juárez y ubicada en Cd. Juárez, Chih., aún no está en operación ya que el organismo operador no ha concluido la construcción del colector, a pesar de que la construcción de la PTAR terminó hace un año.

En la PTAR Cd. Victoria, Tamps., no fue posible realizar la visita técnica pero proporcionaron la información necesaria para realizar las estimaciones.

En gran parte de las plantas de tratamiento la información no fue completa, ya que no contaban con los datos de operación del proceso. Para ello se tomaron, cuando las condiciones lo permitieron, muestras simples de los lodos residuales para complementar la información y que permitiera realizar una estimación más fidedigna a las condiciones actuales de operación de las plantas.

Por otra parte, algunas plantas de tratamiento que fueron visitadas no proporcionaron la información completa a pesar de que se dió seguimiento para complementarla. En este caso se ubican las PTARs Zitácuaro, Municipal 1 Lázaro Cárdenas y Uruapan (Michoacán), Salagua y Tecomán (Colima) e Irapuato (Guanajuato).

La información recopilada de las plantas de tratamiento se presenta en el Anexo A, el cual contiene la localización, modalidad y descripción del proceso, características del influente, datos de operación y tratamiento y disposición de los lodos residuales.



Tabla 6.2. Plantas de tratamiento que por diversas razones no se pudieron visitar

Municipio, Edo.	Localidad	PTAR	Observaciones
Chilpancingo de los Bravo, GRO	Chilpancingo de los Bravo	Chilpancingo	Por conflictos sociales, las instalaciones estaban tomadas y no se permitió el acceso. No hay información
Iguala de la Independencia, GRO	Iguala de la Independencia	Iguala	
Irapuato, GTO	Irapuato	Irapuato	El organismo operador exige un convenio de confidencialidad para proporcionar información. Se envió propuesta de convenio y se espera respuesta.
Atzacomulco, MEX	Atzacomulco de Fabela	Atzacomulco	No se localizó al responsable de operación de la PTAR
Ecatepec de Morelos, MEX	Ecatepec de Morelos	Papelera San Cristóbal	El responsable no permitió el acceso aduciendo que se trata solamente agua residual industrial. No hay información
Monterrey, NL	Ciudad Monterrey	Aceros Planos	El responsable no permitió el acceso aduciendo que se trata solamente agua residual industrial. No hay información.
San Nicolás de los Garza, NL	San Nicolás de los Garza	CFE Mezquital	El responsable no permitió el acceso aduciendo que se trata solamente agua residual industrial. No hay información.
Reynosa, TAMPS	Reynosa	Reynosa I	Por inseguridad en el estado de Tamaulipas, no se realizaron visitas en Reynosa y Cd. Victoria. Con información.
Reynosa, TAMPS	Reynosa	Reynosa II	
Victoria, TAMPS	Cd. Victoria	Victoria	
Tuxpan, VER	Túxpam de Rodríguez Cano	Tuxpan	Por cambio en el organismo operador y descontento de los trabajadores sindicalizados, las instalaciones están tomadas y fuera de operación. No hay información.
Veracruz, VER	Boca del Río	V. Carranza	
Veracruz, VER	Veracruz	Cabeza Olmeca	

7 BASE DE DATOS Y FICHAS TÉCNICAS DE LAS PLANTAS SUCEPTIBLES DE REALIZAR APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA

Se generó una geodatabase (base de datos con las coordenadas en grados decimales) con la información obtenida de las visitas técnicas que se realizaron y resultados obtenidos en el proyecto.

La base de datos contempla los campos siguientes:

Campo	Tipo	Descripción
NO	NUMERO	Número consecutivo de la planta de tratamiento considerada en el proyecto.
CLV_EDO	TEXTO (10)	Clave del estado, clasificación de INEGI.
ESTADO	TEXTO (100)	Nombre del estado.
MUNICIPIO	TEXTO (100)	Nombre del municipio.
LOCALIDAD	TEXTO (100)	Nombre de la localidad.
NOM_PTAR	TEXTO (100)	Nombre de la planta de tratamiento de aguas residuales
X_LONG	NUMERO-DOBLE	Coordenada geográficas de longitud en <i>grados decimales</i>
Y_LAT	NUMERO-DOBLE	Coordenada geográficas de latitud en <i>grados decimales</i>
LAT_N	TEXTO (25)	Coordenada geográficas de latitud en <i>grados, minutos y segundos</i>
LONG_O	TEXTO (25)	Coordenada geográficas de longitud en <i>grados, minutos y segundos</i>
YEAR_OP	NUMERO-DOBLE	Año en que inició la operación de la ptar
DIRECCION	TEXTO (254)	Dirección de la planta de tratamiento
SUP_TOT	TEXTO (50)	Superficie total del predio de la ptar (área o dimensiones)
SUP_PTAR	TEXTO (50)	Superficie que ocupa la ptar (área o dimensiones)
MODALIDAD	TEXTO	Modalidad del sistema de lodos activados: Convencional, Aeración Extendida, Dual.
Q_DISLS	NUMERO-DOBLE	Gasto de diseño en $L s^{-1}$
Q_OPLS	NUMERO-DOBLE	Gasto en que opera la ptar en $L s^{-1}$
TEMP_VER	NUMERO-DOBLE	Temperatura verano en la localidad en °C
TEMP_INV	NUMERO-DOBLE	Temperatura invierno en la localidad en °C
DBO_MGL	NUMERO-DOBLE	Demanda Bioquímica de Oxígeno del influente en $mg L^{-1}$
SST_MGL	NUMERO-DOBLE	Solidos suspendidos totales del influente en $mg L^{-1}$
SSV_MGL	NUMERO-DOBLE	Solidos suspendidos volátiles del influente en $mg L^{-1}$
SSTLM_MGL	NUMERO-DOBLE	Solidos suspendidos totales en licor mezcado en $mg L^{-1}$
SSVLM_MGL	NUMERO-DOBLE	Solidos suspendidos volátiles en licor mezcado en $mg L^{-1}$
RECIR_PERC	NUMERO-DOBLE	Recirculación en %

Campo	Tipo	Descripción
CA_SSTTD	NUMERO-DOBLE	Carga de solidos (t SST d ⁻¹)
CAOR_DBOTD	NUMERO-DOBLE	Carga orgánica (t DBO d ⁻¹)
BIOGAS_M3D	NUMERO-DOBLE	Producción de Biogás (m ³ año ⁻¹)
METANO_M3D	NUMERO-DOBLE	Producción de metano (m ³ año ⁻¹)
PROD_EE kWh	NUMERO-DOBLE	Producción de energía (kWh)
AHOEE_PERC	NUMERO-DOBLE	Ahorro de energía (%)
EMTCO2EMWH	NUMERO-DOBLE	Emisiones evitadas por aprovechamiento de biogás (t CO ₂ e)
QLODSPM3D	NUMERO-DOBLE	Caudal de lodo sedimentador primario (m ³ d ⁻¹)
QLODSSM3D	NUMERO-DOBLE	Caudal de lodo sedimentador secundario (m ³ d ⁻¹)
QLODTOTM3A	NUMERO-DOBLE	Caudal de lodo (m ³ año ⁻¹)
CON_EE kWh	NUMERO-DOBLE	Consumo de energía (kWh)
CON_EE MWhA	NUMERO-DOBLE	Consumo de energía (MWh año)
CUERPO_REC	TEXTO (50)	Cuerpo receptor de descarga del agua tratada en la ptar
NOM_RESP	TEXTO (50)	Nombre del responsable o encargado de la operación de la ptar
TEL_OFC	TEXTO (50)	Teléfono de la oficina de la ptar
EMAIL	TEXTO (50)	Correo electrónico del encargado de la planta de tratamiento
IMAGEN	JPG	Imagen obtenida de Google Earth® de acuerdo a las coordenadas de localización y adicionada desde arcview. Los archivo tipo jpg se anexan en un directorio y se compone del número consecutivo más nombre corto del estado y nombre corto de la planta de tratamiento. Ejemplo 001 AGS AGS.jpg

En la Figura 7.1 se muestra una imagen de la capa generada, los puntos indican la localización geográfica de las PTARs que fueron consideradas en el proyecto.



Figura 7.1 Imagen de la ubicación de las PTARs visitadas

Al dar click en alguno de los puntos, se despliega la información que contiene la base de datos en relación a la planta de tratamiento seleccionada, como se muestra en la Figura 7.2.

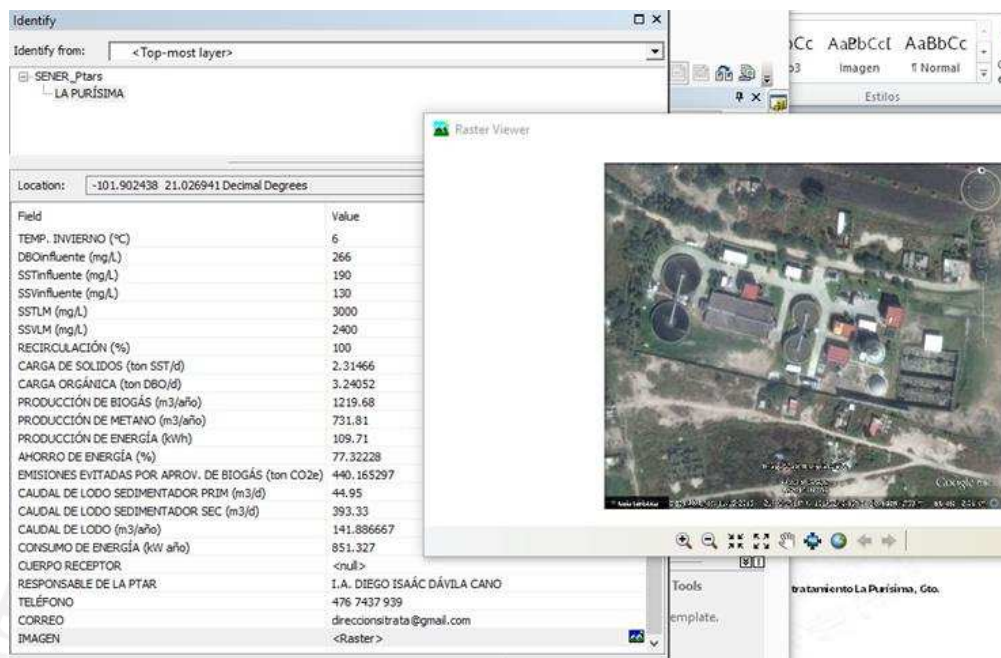


Figura 7.2 Información de la planta de tratamiento La Purísima, Gto.

Las fichas técnicas, que contienen la misma información y se generaron en un archivo de Excel, se presentan en el Anexo B.

Se anexan los archivos digitales de la geodatabase, fichas en excel y las imágenes correspondientes.

CONCLUSIONES

La estabilización anaerobia de los lodos producidos durante el tratamiento de las aguas residuales genera biogás como subproducto, el cual puede ser aprovechado para la producción de energía utilizable en el tratamiento aerobio de las aguas residuales, disminuyendo el consumo de energía provista por la red convencional (CFE) y, por ende, los costos de operación.

El aprovechamiento del biogás proveniente del tratamiento de los lodos residuales debe ser visto como una fuente de energía renovable y limpia, pues reduce la emisión de gases de efecto invernadero al disminuir el consumo de las fuentes convencionales de energía.

La generación de energía está directamente relacionada con la carga orgánica que entra al sistema y a la modalidad del proceso de tratamiento. En aquellas plantas con aeración extendida y que operen a un gasto cercano o superior a su gasto de diseño, es conveniente revisar la pertinencia de una reingeniería a modalidad convencional para el aprovechamiento de los lodos residuales generados durante el proceso y determinar el posible costo-beneficio de esta reconversión, sin alterar la calidad del efluente tratado.

El biogás es una alternativa viable para la producción de energía eléctrica y calor en sistemas de cogeneración, para la red eléctrica o para uso como combustible en vehículos.

El biogás generado en PTARs contiene impurezas que se deben remover antes de su utilización. Esta etapa de tratamiento se denomina “limpieza del biogás” que tiene como objetivo el tratamiento del biogás para alcanzar la calidad requerida para uno uso específico.

La limpieza del biogás consiste principalmente en remover del mismo impurezas tales como sulfuro de hidrógeno, siloxanos, hidrocarburos, amoníaco, vapor de agua, dióxido de carbono. Para esto existen diferentes alternativas tecnológicas que el diseñador puede seleccionar de acuerdo a la calidad del biogás que se va a tratar, el caudal del mismo y la calidad de biogás requerido.

La calidad del biogás requerido depende de los requerimientos de calidad de biogás exigidos por las diferentes unidades de cogeneración. La calidad también depende de la ubicación de la planta (presión y altura sobre el nivel del mar), de la cantidad de biogás a tratar y de las exigencias propias de las diferentes unidades de cogeneración.

Es importante impulsar los proyectos de cogeneración en toda aquella planta de tratamiento en donde ya exista la generación de biogás. Para ello, una primera etapa es revisar todas aquellas plantas que ya operan a su gasto de diseño, o por lo menos al 80% del mismo, para garantizar una producción continua de biogás.

La factibilidad del aprovechamiento del biogás está dada por la producción del mismo. En este estudio se analizaron las PTARs con un gasto de diseño de al menos 200 L s^{-1} . Las plantas de tratamiento revisadas en este trabajo no operan a su gasto de diseño, y en general apenas se utiliza el 65% de la infraestructura instalada. Esto se debe a que muchas de las localidades no cuentan con una red de alcantarillado que garantice la recolección y envío de las aguas residuales hasta la planta de tratamiento, los colectores o drenajes presentan roturas, o están en proceso de construcción y/o rehabilitación.

Las plantas que al menos operan al 90% de su gasto de diseño: El Gallo (Ensenada, BC), Binacional (Tijuana, BC), La Paz (BCS), Piedras Negras (COAH), Lerdo (Durango), Municipal (Salamanca, GTO), Tecomán (COL), Club de Golf (Zihuatanejo, GRO), Renacimiento (Acapulco, GRO), Xalapa (VER), Toluca Oriente (MEX), Uruapan (MICH), Chilpancingo (GRO), Río Mayo (Navojoa, SON), y El Ahogado (Tlajomulco, JAL). El 65% de las plantas revisadas operan con proceso convencional de lodos activados. El contenido de materia orgánica del agua residual, medido como DBO, tiene grandes variaciones, y se registran valores de 80 mg L^{-1} hasta 480 mg L^{-1} . Vale la pena resaltar a la PTAR San Pedro Ahuacatlán II, que presenta una carga de 1142 mg L^{-1} de DBO, pero cuenta con el aporte de agroindustrias.

En lo que respecta a la producción de energía eléctrica y de acuerdo con los fabricantes de sistemas de cogeneración, lo más adecuado es que los motores operen las 24 horas del día. En este sentido, la factibilidad del sistema se planteará en función de la producción del biogás necesario para alimentar al motor para que opere en continuo.

Se contó con información detallada de dos fabricantes: Guascor de México y Caterpillar. El motor más pequeño distribuido por Guascor (336 kWe Modelo GUASCOR SFGLD180) requiere de una alimentación continua de $146.45 \text{ m}^3 \text{ N h}^{-1}$ de biogás.

El motor Caterpillar más pequeño (132 kWe, Modelo G3406C) requiere de $76 \text{ m}^3 \text{ N h}^{-1}$, considerando un poder calorífico bajo de 6.48 kWh m^{-3} . Ambos requerimientos son bajo condiciones ISO.

Condiciones ISO

Altitud:	0 msnm
Temperatura ambiente:	25°C
Poder calorífico biogás:	22 kJ m ⁻³ N
Contenido de CH ₄ :	60 - 65% biogás

En este contexto, se presentan las plantas que pueden producir la cantidad requerida de biogás para el motor Guascor con las condiciones de operación actuales.

Nombre	Estado	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Modalidad	Q _{op} L s ⁻¹	t SST d ⁻¹	t DBO d ⁻¹	Biogás m ³ d ⁻¹
Aguascalientes	AGS	233	295	SP-FP-LA-SS	952	19.16	24.26	14188.02
Binacional (PITAR)	BC	421	408	Conv	1072.5	39.01	37.81	17064.3
La Paz	BCS	720	350	Conv	480	29.86	14.52	9760.08
Cerro de La Estrella	CDMX	180	217	Conv -DN	3000	46.66	56.25	21101.52
Lago de Texcoco I	CDMX	225	175	Conv	800	15.55	12.10	6260.1
Chihuahua Norte	CHIH	193	274	Conv	341	5.69	8.07	3187.14
Chihuahua Sur	CHIH	245	230	Conv	1350	28.58	26.83	12427.14
Norte (Juárez)	CHIH	188	131	AEx	1161	18.86	13.14	1575.02
Sur (Juárez)	CHIH	253	228	AEx	1629	35.61	32.09	3621.62
PTAR 3 AHMSA	COAH	229	250	Conv -DN	557	11.02	12.03	5390.88
Principal	COAH	351	440	Conv -DN	980	29.72	37.26	14209.14
Colima-Villa de Álvarez	COL	130	150	Conv -DN	850	9.55	11.02	4526.28
León (Municipal)	GTO	559	482	SP-FP-SS	1463	70.66	60.93	17774.72
SEAPAL NORTE II	JAL	300	250	Conv&ZOx	886	22.97	19.14	5747.54
El Ahogado	JAL	280	205	Conv -DN	2249	54.41	39.83	19194.78
Agua Prieta	JAL	316	271	AEx	4357	118.96	102.02	13102.32
Toluca Norte	MEX	225.25	182.17	FP-LA-SS	1033	20.10	16.26	8731.8
Termoeléctrica V. México	MEX	252	313	Conv	300	6.53	8.11	2715.24
AIMSU	NL	320	280	Conv	240	6.64	5.81	3194.4
Norte	NL	413	310	Conv -DN	2394.9	85.46	64.15	29924.4
Pemex San Rafael	NL	248	280	Conv	825	17.68	19.96	10781.1
Dulces Nombres	NL	409.3	252.79	Conv	6270.1	221.73	136.95	68397.78
San Pedro Mártir	QRO	295	480	Conv	630	16.06	26.13	9018.24
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	2788	1146	ZOx	244.6	58.92	24.22	3620.76
Tanque Tenorio	SLP	211	354	PAv-Conv-DN	390	7.11	11.93	3457.74
El Crestón	SIN	140	250	SP-FP-LA-SS	726	8.78	15.68	3569.28
Tierra Negra	TAMPS	280	547	AEx	900	21.77	42.53	4614.79
Xalapa I	VER	375	205	Conv	745	24.14	13.20	8755.56
Osiris	ZAC	192	236	Conv	470	7.80	9.58	3937.56

Como el motor Caterpillar es más pequeño, requiere menos producción de biogás para operar. Se presentan las PTARs que cumplen con el volumen de gas necesario para operar en continuo.

PTAR	Estado	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Modalidad	Q op L s ⁻¹	t SST d ⁻¹	t DBO d ⁻¹	Biogás m ³ d ⁻¹
Aguascalientes	AGS	233	295	SP-FP-LA-SS	952.00	19.16	24.26	14188.02
El Gallo	BC	316	451	Conv	192.20	5.25	7.49	2607
El Naranjo	BC	453	465	ZOX	340.00	13.31	13.66	2653.2
Binacional (PITAR)	BC	421	408	Conv	1072.53	39.01	37.81	17064.3
La Paz	BCS	720	350	Conv	480.00	29.86	14.52	9760.08
Colima-Villa de Álvarez	COL	130	150	CONV-DN	850	9.55	11.02	4526.28
PTAR 3 AHMSA	COAH	229	250	CONV-DN	557.00	11.02	12.03	5390.88
Piedras Negras	COAH	80	180	ZOX	700.00	4.84	10.89	1514.77
Principal	COAH	351	440	CONV-DN	980.00	29.72	37.26	14209.14
Chihuahua Norte	CHIH	193	274	Conv	341.00	5.69	8.07	3187.14
Chihuahua Sur	CHIH	245	230	Conv	1350.00	28.58	26.83	12427.14
Norte (Juárez)	CHIH	188	131	AEx	1161.00	18.86	13.14	1575.02
Sur (Juárez)	CHIH	253	228	AEx	1629.00	35.61	32.09	3621.62
Cerro de la Estrella	CDMX	180	217	CONV-DN	3000.00	46.66	56.25	21101.52
Lago de Texcoco I	CDMX	225	175	Conv	800.00	15.55	12.10	6260.1
Aguas Blancas	GRO	210	270	AEx	1100.00	19.96	25.66	2209.68
Principal (Poniente)	GTO	257.8	437.2	ZOX	370.62	8.26	14.00	1990.1
Irapuato II	GTO	560	482	ZOX	214.00	10.35	8.91	1528.96
León (Municipal)	GTO	559	482	SP-FP-SS	1463.00	70.66	60.93	17774.72
Salamanca (Municipal)	GTO	264	327.91	Conv	195.44	4.46	5.54	1896.84
SEAPAL NORTE II	JAL	300	250	Conv & ZOX	886.00	22.97	19.14	5747.54
El Ahogado	JAL	280	205	CONV-DN	2249.00	54.41	39.83	19194.78
Agua Prieta	JAL	316	271	AEx	4357.00	118.96	102.02	13102.32
Toluca Oriente	MEX	194	167	AEx	937.00	15.71	13.52	1996.24
Toluca Norte	MEX	225.25	182.17	FP-LA-SS	1033.00	20.10	16.26	8731.8
Termoeléctrica Valle de México	MEX	252	313	Conv	300.00	6.53	8.11	2715.24
Atapaneo	MICH	111	148	AEx	941.00	9.02	12.03	1418.47
Uruapan	MICH	105	110	CONV-DN	380.00	3.45	3.61	1606.44
AIMSU	NL	320	280	Conv	240.00	6.64	5.81	3194.4
Noreste	NL	232.61	152.62	AEx	1241.55	24.95	16.37	1599.58
Norte	NL	413	310	CONV-DN	2394.91	85.46	64.15	29924.4
Pemex San Rafael	NL	248	280	Conv	825.00	17.68	19.96	10781.1

PTAR	Estado	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Modalidad	Q op L s ⁻¹	t SST d ⁻¹	t DBO d ⁻¹	Biogás m ³ d ⁻¹
Dulces Nombres	NL	409.3	252.79	Conv	6270.10	221.73	136.95	68397.78
Caribe 2000	Q.ROO	261	334	Conv	171	3.86	4.93	1803.12
Norte	Q.ROO	220	205	FP-LA-SS	289	5.49	5.12	2298.78
SaaS TunJa	Q.ROO	349	381	FP-LA-SS	198.00	5.97	6.52	2523.18
San Pedro Mártir	QRO	295	480	Conv	630.00	16.06	26.13	9018.24
San Pedro Ahuacatlán II	QRO	2788	1146	ZOX	244.60	58.92	24.22	3620.76
Tanque Tenorio	SLP	211	354	PAV-Conv-DN	390	7.11	11.93	3457.74
El Crestón	SIN	140	250	SP-FP-LA-SS	726.00	8.78	15.68	3569.28
Río Mayo	SON	152	613	AEx	300.00	3.94	15.89	1715.34
Tierra Negra	TAMPS	280	547	AEx	900	21.77	42.53	4614.79
Internacional (Sur-Oriente)	TAMPS	120.9	150.03	AEx	907.54	9.48	11.76	2471.57
Xalapa I	VER	375	205	Conv	745	24.14	13.20	8755.56
Osiris	ZAC	192	236	Conv	470	7.80	9.58	3937.56

Vale la pena mencionar el caso de la PTAR SEAPAL NORTE II, de Puerto Vallarta. Esta planta cuenta con dos módulos, uno con proceso convencional de lodos activados y el segundo en modalidad de aeración extendida. El influente es el mismo para ambos módulos, pero debido a la modalidad del proceso la producción de biogás cambia de manera muy importante.

Modalidad	SST mg L ⁻¹	DBO mg L ⁻¹	Q op L s ⁻¹	t SST d ⁻¹	t DBO d ⁻¹	Biogás m ³ d ⁻¹	Lodo primario m ³ d ⁻¹	Lodo secundario m ³ d ⁻¹
Convencional	300	250	375	9.72	8.10	4161.96	188.74	264
Zanja Oxidación	300	250	511	13.25	11.04	1585.58	0	728

Producción de energía

Modalidad	Q op L s ⁻¹	Biogás m ³ d ⁻¹	Metano m ³ d ⁻¹	Energía kWh	Energía MWh año ⁻¹
Convencional	375	27124.68	16274.81	2439.75	3,279.31
Zanja Oxidación	511	867.9	520.74	78.06	916.38

La producción de energía disminuye drásticamente debido a que el proceso de lodos activados, en su modalidad de aeración extendida o zanja de oxidación tiene tiempos de retención mucho mayores y privilegia la oxidación de la materia orgánica en el reactor biológico.

Bibliografía

- Arceivala, S. (1998). *Wastewater Treatment for Pollution Control* (2° Ed ed.). New Dehli: McGraw-Hill.
- Castro García-Mar, M. M.-G.-S.-B. (2012). Spstenibilidad energética de las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales. *II Jornadas inicio a la investigación de estudiantes de la facultad de Biología*, (pp. 83-92). Murcia. España.
- CAT, M. (2016, Octubre 27). Coordinador Comercial. (IMTA, Interviewer)
- Chernicharo, V. S. (2005). *Biological wastewater treatment in warm climate regions*. London: IWA Publishing.
- Deublein , D., & Steinhauer, A. (2011). *Biogas from Waste and Renewable Resources*. Wiley-VCH.
- Deublein, D., & Steinhauer, A. (n.d.). *Biogas from waste and renewable resources: An Introduction*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co KGaA.
- Dresser-Rand. (2016, Agosto). Guascor de México. (IMTA, Interviewer)
- Lagrange, B. (1979). *Biomethane. Principes, Techniques, Utilisation* (Vol. 2). Edisual / Energies.
- Metcalf&Eddy. (2013). *Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery* (5 Ed. ed.). New York: Mac Graw Hill.
- Metcalf, & Eddy. (2003). *Wastewater Engineering Treatment and Reuso* (4ta ed.). US: MacGrawHill.
- NOM-004-SEMARNAT-2002. (n.d.). *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales*. México: Dirección General de Normas.
- Prandota Trzcinski, A., Ganda, L., Soh, Y. A., Kunacheva, C., Dong Qing, Z., Leonard Lin, L., . . . Jern Ng, W. (2016). Identification of recalcitrant comounds in a pilot-scale AB system: An adsorption (A) stage followed by a biological (B) stage to treat municipal wastewater. *Bioresource Technology*, 206, 121-127.
- PTAR de León, G. (2016, Agosto). SAPAL. (IMTA, Interviewer)
- PTAR de San Pedro Martir, Q. (2016, Julio). (IMTA, Interviewer)
- Ries, T. (1993). Reduzierung der Schwefelwasserstoffbildung im Faulraum durch Zugabe von Eisenchlorid. *Schriftenreihe der Siedlungswasserwirtschaft Bochum*(25).
- Speece, R. (1996). *Anaerobic Biotechnology for Industrial Wastewaters*. Nashville, TN: Archae Press.

U.S. EPA. (1979). *Process Design Manual for Sludge Treatment and Disposal*. US: Center for Environmental Research Information Technology Transfer.

U.S. EPA. (1995). *Case studies in residual use and energy conservation at wastewater treatment plants. EPA 832-R-95-003*. Washington: Environmental Protection Agency.

Varnero Moreno, P. M. (2011). *Manual de biogás*. Manual, Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, Santiago de Chile.

WEF, ASCE, & EWRI. (2010). *Design of Municipal Wastewater Treatment Plants. Fifth Edition, Vol.3: Solids Processing and Management*. New York: Mac Graw Hill.

WEF, WERF, US EPA. (2012). *Solids Process Design and Management*. New York: McGrawHill.

