

Biogás en México

Lecciones aprendidas de los proyectos de cooperación 2018-2019



Parte 1. Perspectiva internacional del biogás	8
Panorama internacional	8
El futuro global de la combinación energética	9
El valor del biogás hacia el 2040.....	10
El papel del biogás en el futuro sistema energético.....	13
Biogás en Dinamarca	15
Biogás en California	18
Biogás en México.....	20
Conclusión	24
Parte 2: Proyectos de colaboración en biogas 2018 - 2019	25
Base de datos de sustratos potenciales para la producción de biogás en México	26
Fichas técnicas de plantas de biogás en Dinamarca y México	26
Simulador denominado <i>Biogas tool</i>	28
Estudios de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Sonora	31
Laguna anaerobia en granjas porcinas de Sonora.....	31
UASB en el rastro de NORSON, Hermosillo	32
Codigestión de residuos industriales en PTAR Hermosillo	32
Estudio de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Guanajuato.....	33
Aprendizajes de los proyectos de colaboración	34
Algunos proyectos de biogás podrían ser económicamente viables en México.....	34
Las barreras legales impiden el reciclaje de nutrientes	35
Conexión a la red eléctrica y venta de electricidad es una barrera	36
Retos tecnológicos por superar	37
La gestión de los residuos es competencia municipal.....	38
El desarrollo del Mercado podría hacer disminuir los costos.	39
Asuntos educativos y organizacionales	39
Parte 3. Posibles pasos a seguir.....	40
Programa de inversión y seguimiento.....	40
Incentivos y condiciones marco	43
Referencias	45

Anexo: Reciclaje y regulación de nutrientes en Dinamarca 49

Prólogo

Este informe se realizó como parte del Programa México- Dinamarca en Energía y Cambio Climático (2017-2020).

El objetivo general de este programa de cooperación es ayudar a México a lograr una mayor participación de las energías renovables en su matriz energética, lo cual es consistente con los objetivos de su Ley de Transición Energética.

Un rubro de este programa se centra en la bioenergía, específicamente en la identificación y evaluación de los recursos de biomasa relevantes para la generación y utilización de energía en México. Para el período 2017-2019, se decidió trabajar con recursos para la producción de biogás basado en desechos y residuos orgánicos, y fue así como se iniciaron cinco proyectos:

1. Creación de una base de datos de sustratos potenciales para la producción de biogás en México / *Feedstock Database for biogas in Mexico*
Este proyecto identificó y describió los 20 sustratos más prometedores para la producción de biogás en México. La descripción incluye la información necesaria para una primera evaluación de un proyecto de biogás para cada sustrato: cantidades disponibles, uso actual, potencial de generación de biogás, etc.
2. Elaboración de Fichas técnicas de plantas de biogás en Dinamarca y México / *Biogas presentation sheets: Biogas Plants in Denmark and Mexico*
Este proyecto presenta 6 plantas de biogás danesas y 5 mexicanas, y brinda una descripción general del estado del arte de diferentes tecnologías y plantas de biogás típicas en los dos países. Cada planta se describe en una hoja de datos con información clave sobre el sustrato utilizado, la producción de biogás y los costos asociados.
3. Elaboración de un simulador denominado *Biogas tool* para el cálculo de costos y beneficios asociados con la producción de biogás en México.
Esta es una herramienta basada en hojas de cálculo que se puede utilizar para obtener una evaluación técnica y económica preliminar de proyectos de generación de biogás y energía con base en datos suministrados por los usuarios.
4. Realización de estudios de pre-factibilidad para el aprovechamiento de biogás en Sonora / *Pre-feasibility studies for biogas in Sonora 2018-2019*
En colaboración con la Comisión de Ecología y Desarrollo Sustentable del Estado de Sonora (CEDES), se evaluaron tres posibles proyectos para la producción de biogás.
5. Realización de un estudio de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Guanajuato / *Pre-feasibility study for biogas in Guanajuato 2018-2019*
En colaboración con el Instituto de Ecología (que a partir del 2018 se convirtió en la Secretaría de Medio Ambiente y Planificación Territorial) de Guanajuato, se eligió y evaluó un sitio para la producción de biogás en el estado.

El propósito general de estos proyectos de biogás ha sido conocer las posibilidades y desafíos relacionados con la utilización de los recursos disponibles para generar biogás en México. Los proyectos se han enfocado únicamente en la bioenergía a partir de desechos y residuos, por lo que la pregunta principal ha sido si dichos recursos se pueden utilizar para la producción de biogás de manera económica, técnica y ambientalmente sostenible. Los resultados detallados de los cinco proyectos se documentan en informes separados.

Este informe presenta los hallazgos generales y los aprendizajes de los proyectos en México a la luz de las experiencias internacionales con biogás. Además, se describen los incentivos y acciones que podrían ser relevantes para considerar en una posible estrategia futura de biogás o una hoja de ruta para México.

Los hallazgos de los proyectos se han resumido en este informe por Adalberto Noyola y Juan Manuel Morgan Sagastume (UNAM); Bodil Harder (Agencia Danesa de Energía); Benly Liliana Ramírez Higareda, Jorge E. López y Miriam Castro (IBTech®); y Hans Henrik Lindboe (Ea Energianalyse). El informe se basa en los hallazgos, observaciones y conclusiones obtenidos por el equipo de consultores mexicanos de IBTech®, expertos mexicanos en biogás, así como socios y colaboradores involucrados en los proyectos descritos anteriormente. El futuro del biogás en México y las recomendaciones para los próximos pasos se han discutido más a fondo con los actores centrales interesados durante dos talleres efectuados en la Ciudad de México.

Nos gustaría agradecer a todos los colaboradores por sus valiosos aportes, sin los cuales no habría sido posible escribir este informe:

Consultores y asociados

Consultores mexicanos (IBTech®)

M en C. Benly Liliana Ramírez Higareda
Ing. Jorge Edgardo López Hernández
Ing. Miriam Castro Martínez.
Ing. Ana María Pérez Villeda
Ing. Rafael Leyva Huitrón

Consultor internacional (Ea Energy Analyses a/s)

Ing. Hans Henrik Lindboe

Expertos involucrados en la base de datos de los sustratos

Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (II-UNAM)
Dr. Adalberto Noyola
Dr. Ulises Durán Hinojosa
Dr. Iván Moreno Andrade
Dr. Juan Manuel Morgan Sagastume

Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica (IPICYT)

Dr. Felipe Alatríste Mondragón

Colaboradores de Sonora

CEDES

Leonardo Corrales Vargas, Director General de Conservación
Claudia María Martínez Peralta, Investigadora en sustentabilidad
Lucía del Carmen Hoyos Salazar

NORSON

Francisco Halim Olivarría Mosri, Gerente Corporativo de Proyectos

PEGSON

Javier Valenzuela Rogel, Director General

ILIS

AGUA DE HERMOSILLO

Nery Vargas Valdez, Supervisor de área
Narda Amoya, Supervisor PTAR Hermosillo

PTAR HERMOSILLO

Víctor Aguilar Urcid, Director

TECMED LANDFILL

Hugo A. Valencia Santacruz

Colaboradores de Guanajuato

IEE

Alberto Carmona Velázquez, Director de Planeación y Política Ambiental
Alberto García Tenorio, Especialista en energía de biomasa

PTAR San Jerónimo, SITRATA

Diego Isaac Dávila Cano, Director General de PTAR

MERCADOS Y RASTROS

Rastro Municipal de San Francisco del Rincón
Alberto Cano Estrada
Rastro Municipal de Purísima del Rincón
José Antonio Flores Romero
Mercado municipal de San Francisco del Rincón
Miguel Ángel Parada Frausto
Mercado municipal de Purísima del Rincón

LÁCTEOS JALPA

José Juventino López, Propietario
José Guadalupe López

TERRENOS AGRÍCOLAS

Lorenzo Valadez García, Presidente de la Asociación local de Agricultores

Agencia Danesa de Energía (DEA)

Bodil Harder

Parte 1. Perspectiva internacional del biogás

Panorama internacional

El desarrollo global y la difusión de los digestores de biogás inició en la década de 1970, y hoy en día existen probablemente más de 30 millones de plantas de biogás en todo el mundo, la mayoría de ellas pequeños sistemas en áreas rurales de Asia.

El biogás es un combustible gaseoso producido a partir de biomásas húmedas mediante digestión anaerobia. El gas consiste básicamente en 55-70% de metano y 30-45% de dióxido de carbono. Los sustratos típicos incluyen estiércol, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales (PTAR), residuos orgánicos industriales, residuos agrícolas y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

La generación global de biogás ha aumentado rápidamente desde el año 2000. Durante el período 2000 - 2014, el crecimiento anual promedio de la producción fue del 11.2%. En 2016, la producción de biogás superó los 60 mil millones de Nm³. Usando un factor de densidad de energía promedio de 21.6 MJ / Nm³ (60% de metano), la producción total de biogás fue 1.3 EJ.

En el período 2000-2016, Europa fue el mayor productor de biogás seguido de Asia y de América, como se muestra en la figura 1. Sin embargo, el crecimiento en Europa y Asia parece haberse desacelerado en los últimos años. En América, la producción de biogás no ha aumentado significativamente en los últimos 20 años. África produce solo el 0.03% de la producción mundial, por lo que no se incluye en la figura.

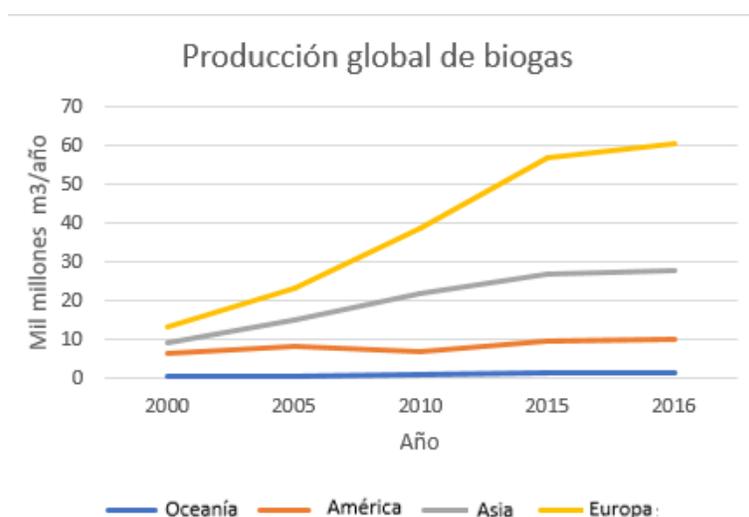


Figura 1. Producción global de biogás. Fuente: Own calculation based on Global Bioenergy Statistics 2017 & 2018, WBA.

El biogás ofrece la oportunidad de obtener energía limpia de los residuos agrícolas y otros desechos y, por lo tanto, aumentar las fuentes de empleo y los ingresos en las zonas rurales. En algunos países, este ha sido históricamente el principal motor del desarrollo en el sector del biogás.

El valor de la industria del biogás se puede atribuir principalmente a tres características del biogás:

- **Tratamiento de residuo y reciclado de nutrientes.** El proceso de generación de biogás ofrece un tratamiento respetuoso con el medio ambiente de una amplia gama de desechos y residuos orgánicos y también facilita el reciclaje de nutrientes. La producción de biogás es una opción energéticamente eficiente y, por lo tanto, atractiva para el tratamiento de aguas residuales y lodos de aguas residuales.
- **Reducción de gases de efecto invernadero (GEI).** El proceso de biogás ofrece una solución respetuosa con el ambiente, ya que la producción de biogás a menudo reduce las emisiones de metano del estiércol y los desechos orgánicos. En años recientes ésta ha sido una de las principales fuerzas impulsoras del desarrollo en Europa y en algunos países asiáticos.
- **Producción de energía renovable.** El biogás es un combustible versátil. Puede usarse directamente para la producción de calor y electricidad o puede mejorarse a metano al 100% y usarse como combustible para transporte vehicular y / o para ayudar a satisfacer la demanda energética en hora pico en sistemas eléctricos flexibles dominados por la energía eólica y solar. Se espera que la versatilidad del biogás como un portador de energía flexible en una economía verde se convierta en una fuerza impulsora importante en el desarrollo futuro de proyectos de biogás.

En algunos países, una ventaja clave del biogás se atribuye a su potencial como combustible vehicular, posiblemente en combinación con las nuevas tecnologías de electrocombustibles. El sector del transporte representa actualmente un tercio de las emisiones globales totales de gases de efecto invernadero, y el biogás ofrece una de las alternativas más baratas de biocombustibles de segunda generación.

El futuro global de la combinación energética

La Perspectiva Energética Mundial (WEO, por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) es un análisis exhaustivo de los desafíos que enfrentan los sectores energéticos globales y regionales y las posibles soluciones disponibles. Anteriormente, la WEO se enfocaba en cumplir con el desafío de garantizar el suministro de petróleo. Sin embargo, durante la última década la atención se ha centrado en cuestiones de regulación y en el suministro de energía limpia y asequible a la luz de las crecientes preocupaciones sobre el cambio climático.

La edición 2018 presenta tres escenarios: Políticas Actuales, Nuevas Políticas y Desarrollo Sostenible. Sólo el escenario de Desarrollo Sostenible está alineado con los Acuerdos de París de la CMNUCC. El escenario de Nuevas Políticas proporciona una evaluación acerca de dónde se encuentran los marcos políticos y las metas actuales, junto con la evolución continua de las tecnologías conocidas, y hacia donde podrían llevar al sector energético en las próximas décadas. Las metas de estas políticas incluyen las anunciadas a partir de agosto de 2018 e incorporan los compromisos asumidos en las contribuciones determinadas a nivel nacional en virtud de los Acuerdo de París. Sin embargo, estas políticas no son suficientes para alcanzar la meta de los 2 grados centígrados.

La figura 2 muestra el desarrollo en la producción de electricidad en los tres escenarios. En el escenario de Desarrollo Sostenible, la contribución de la energía eólica y solar será casi diez veces más alta en 2040 con respecto al 2017. En el escenario de Nuevas Políticas, el crecimiento de la contribución eólica y solar es "sólo"

cinco veces mayor. En el escenario de Desarrollo Sostenible, se proyecta que el gas natural sea el único combustible fósil que no experimente una disminución sustancial antes de 2040.

	2000	2017	Políticas nuevas		Políticas actuales		Desarrollo sostenible	
			2025	2040	2025	2040	2025	2040
Carbón	6 001	9 858	9 896	10 335	10 694	13 910	7 193	1 982
Petróleo	1 212	940	763	527	779	610	605	197
Gas	2 747	5 855	6 829	9 071	7 072	10 295	6 810	5 358
Nuclear	2 591	2 637	3 089	3 726	3 079	3 648	3 303	4 960
Hidroeléctrico	2 618	4 109	4 821	6 179	4 801	5 973	5 012	6 990
Eólica y solar FV	32	1 519	3 766	8 529	3 485	6 635	4 647	14 139
Otros renovables	217	722	1 057	2 044	1 031	1 653	1 259	3 456
Total de generación	15 441	25 679	30 253	40 443	30 971	42 755	28 859	37 114
<i>Demanda de electricidad</i>	<i>13 156</i>	<i>22 209</i>	<i>26 417</i>	<i>35 526</i>	<i>26 950</i>	<i>37 258</i>	<i>25 336</i>	<i>33 176</i>

Figure 2. Proyecciones de la producción mundial de electricidad por combustible y tecnología en tres escenarios. Fuente: World Energy Outlook 2018, IEA

En todos estos escenarios, la energía eólica y solar juegan un papel importante en el sector eléctrico. La energía eólica y solar son productores de electricidad que fluctúan a lo largo del día, y el sector eléctrico necesitará cada vez más de tecnologías de producción y consumo flexibles que sirvan de reserva y de compensación de fluctuaciones. Las tecnologías de gas son muy adecuadas para ofrecer flexibilidad debido a sus buenas propiedades de compensación y sus costos de inversión razonablemente bajos.

La figura muestra que las Nuevas Políticas no son lo suficientemente fuertes como para alcanzar un Desarrollo Sostenible. Para el año 2040, los "otros renovables", que incluyen el biogás, deberían producir un 109% más de energía que la prevista con las Políticas Actuales y un 70% más de energía que la prevista con las Nuevas Políticas para alcanzar un Desarrollo Sostenible.

El valor del biogás hacia el 2040

Como se mencionó anteriormente, la producción y el uso de biogás pueden tener múltiples propósitos: 1) Tratamiento de residuos y reciclado de nutrientes, 2) Reducción de gases de efecto invernadero y 3) Producción de energía renovable.

1. Tratamiento de residuos y reciclado de nutrientes

El valor del biogás generado por el tratamiento del estiércol animal y los desechos orgánicos, en general es difícil de evaluar. El valor debería ser calculado como el equivalente al costo en que se incurre por tratamientos alternativos. Los tratamientos alternativos pueden ser los rellenos sanitarios o los tratamientos biológicos aerobios, para reducir la descarga libre de residuos. En tales alternativas, parte del costo que se evita es el costo de tener que comprar fertilizantes comerciales para la agricultura en lugar de utilizar los desechos orgánicos y el estiércol animal que son tratados para la producción de biogás.

Si el tratamiento alternativo es el vertido, el costo evitado es el costo del relleno sanitario. Para el estiércol animal, la alternativa a su tratamiento para producción de biogás puede estar sujeta a diversos tipos de restricciones para utilizar el estiércol como fertilizante, según consideraciones sanitarias y las regulaciones locales para la disposición de estos residuos. Para algunas biomásas, el costo evitado está relacionado con el costo de la disposición de la biomasa a la planta de tratamiento de aguas residuales local.

Un análisis exhaustivo sobre el uso del biogás en Dinamarca encontró que el costo evitado de utilizar fertilizantes comerciales sólo representa un valor aproximado de 1 dólar / tonelada de estiércol tratado por la producción de biogás (*Biogas i Danmark*, Agencia Danesa de Energía, 2014). El valor se calculó como el valor agregado en comparación con el valor de utilizar estiércol no tratado como fertilizante, y se estima en USD 0.05-0.1/m³ CH₄.

En regiones con estrictas regulaciones ambientales y agrícolas, el valor del biogás proveniente del tratamiento de estiércol y desechos orgánicos puede ser bastante alto. Además, algunos segmentos de consumidores ahora exigen información documental para la producción de alimentos orgánicos y benignos para el medio ambiente, incluida la Mejor Tecnología Disponible para el reciclaje y la eliminación de residuos. En muchos casos, dicha información, incluida la documentación para la producción de biogás, tiene un valor sustancial para el productor.

Las consideraciones anteriores muestran que el valor ambiental y de reciclaje del tratamiento por biogás es difícil de evaluar en general y debe calcularse caso por caso.

2. Reducción de gases de efecto invernadero

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero tiene un costo. Si el principal mecanismo de reducción es un sistema de comercio de carbono (como el sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea, EU-ETS), el costo está disponible públicamente en forma de un precio de carbono. El precio actual del carbono en el EU-ETS es de USD 26/tonelada de CO₂. Se pueden aplicar otros tipos de regulación, como impuestos, normas, primas, etc., pero estos diferentes tipos de herramientas de reducción sólo afectan la eficiencia y la distribución de los costos. Sin embargo, si se deben cumplir los Acuerdos de París, el costo real de la reducción de CO₂ para la sociedad debe pagarse de una forma u otra.

Según los Acuerdos de París de la CMNUCC de diciembre de 2015, las partes deben esforzarse por limitar el aumento de la temperatura atmosférica a 1.5 grados Celsius. Varios escenarios de desarrollo global muestran que se necesitan cambios dramáticos en los sectores de la energía, la industria, el transporte y la agricultura para lograr este objetivo. Probablemente no será suficiente el realizar un cambio completo de combustibles fósiles a combustibles renovables. Además, puede ser necesario desarrollar tecnologías de sumideros de carbono, con la capacidad de capturar carbono de la atmósfera y almacenarlo durante cientos o miles de años. La CMNUCC, la AIE y otras entidades están en el proceso de realizar análisis para estimar los costos de tales tecnologías. Se considera que los sumideros de carbono representan el costo¹ marginal a largo plazo de la reducción de CO₂.

¹ El costo marginal es el costo adicional incurrido en la producción de una unidad más de un bien o servicio

Algunos ejemplos de sumideros de carbono son: la forestación aumentada y permanente, la captura de carbono y el almacenamiento de CO₂ de la combustión de biomasa, o la recuperación directa del carbono de la atmósfera y su almacenamiento. El punto es que si el aumento de temperatura previsto debe limitarse a 1.5 grados Celsius, o incluso si se debe limitar a 2 grados, en algún momento el costo marginal creciente de la reducción de CO₂ debe agregarse al costo de combustibles fósiles para expresar el costo real y total de la quema de combustibles fósiles.

El gas natural emite aprox. 3 kg CO₂ por m³ de gas, según la fuente y el contenido específico de hidrocarburos. El precio actual en el EU-ETS, (28 dólares por tonelada de CO₂) corresponde a un valor de reducción de 7 centavos de dólar / m³ de metano del biogás. Este es el valor actual de CO₂ del biogás en la UE. Algunos analistas afirman que el costo a largo plazo de la reducción de CO₂ es probablemente superior a 100 dólares / tonelada de CO₂ si el aumento de temperatura se limita a 2 grados. La Figura 3 muestra el valor de CO₂ del biogás en función del costo marginal de reducción de CO₂.

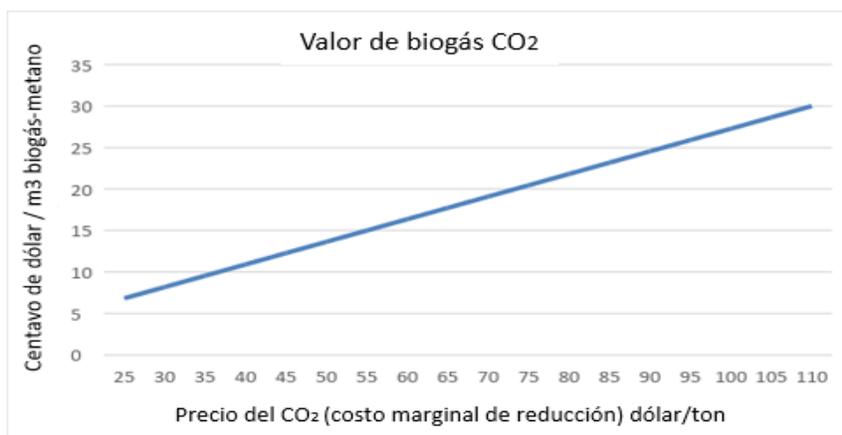


Figure 3. Valor de CO₂ del biogás cuando se desplaza el gas natural como función del costo marginal de reducción de CO₂

3. Valor energético

El biogás se puede utilizar directamente para producir electricidad y calor. Sólo para la producción de electricidad renovable, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica son a menudo opciones más baratas. El precio de estas opciones está disminuyendo y hoy en día la energía eólica y solar fotovoltaica son opciones aún más baratas que los combustibles fósiles en la producción de electricidad². En lugares con pocos recursos eólicos, o cuando se necesita calor, el valor de la electricidad y el calor con base en biogás será mayor.

El biogás también se puede mejorar y suministrar a la red de gas natural o se puede presurizar y usar directamente como combustible de transporte vehicular. El contenido de CO₂ en el biogás se puede sintetizar con hidrógeno hasta metano, eliminando el CO₂ y aumentando el contenido de metano hasta en un 50%³.

² <https://www.xataka.com.mx/energia/en-mexico-producir-energia-limpia-ya-cuesta-menos-que-el-cost-promedio-de-generar-energia-por-gas-y-carbon>

³ 2H₂ + CO₂ -> CH₄ + O₂

Alternativamente, el biogás se puede cambiar químicamente a un combustible líquido, por ejemplo el metanol, que puede ser utilizado como combustible vehicular.

Históricamente, el valor energético del biogás se ha medido con base en la alternativa local más competitiva. Actualmente, en la mayoría de los países el valor de la energía se comparará directamente con los precios locales del petróleo o el gas. En el informe de la WEO, los precios históricos del gas natural y las proyecciones de precios se muestran para las regiones clave del mundo. En todas las regiones, los precios del gas en la actualidad son históricamente bajos y se prevé que aumenten lentamente hacia 2040. 1 MBtu equivale a aproximadamente a 30 m³ de metano, y el precio actual en los Estados Unidos es de 3 dólares / MBtu que equivale a 0.1 dólar / m³ de CH₄.

Los precios en la Figura 4 se asemejan a los precios de los centros de distribución de gas y los costos del transporte al punto de consumo deben agregarse para representar el valor local del gas. Los costos de transporte varían según la ubicación y el patrón de consumo. Sin embargo, para los grandes consumidores, el costo promedio de transporte (Europa) se puede estimar en aproximadamente 1 dólar / MBtu (0.03 dólar / m³ de CH₄). Por lo tanto, el precio total del gas a largo plazo se puede estimar en aproximadamente 0.4 dólar / m³ de CH₄ en Europa y Asia, y en aproximadamente 0.2 dólar / m³ de CH₄ en los Estados Unidos.

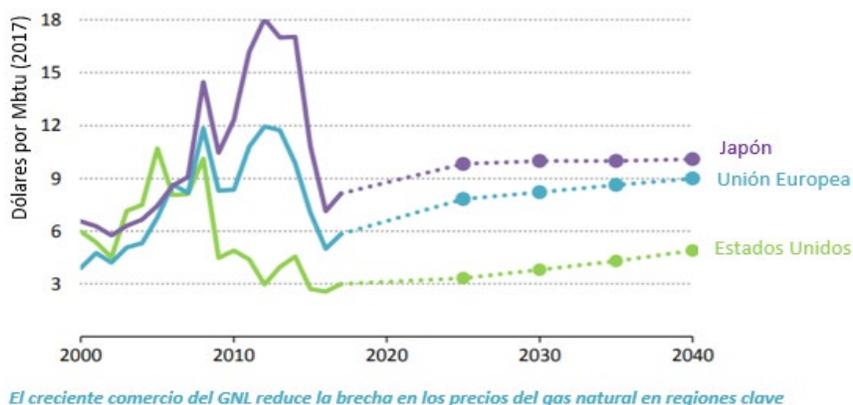


Figure 4. Proyección de los precios del gas natural en regiones clave. Fuente: World Energy Outlook 2018, New Policies Scenario.

El papel del biogás en el futuro sistema energético

En el contexto de América del Norte, es probable que el papel principal del biogás sea reemplazar al gas natural siempre que sea posible y factible. Las proyecciones muestran que los precios del gas natural para la próxima década estarán por debajo de 20 centavos de dólar / m³ de CH₄. Además de este valor energético bruto, son esenciales dos componentes de valor adicional: 1) El valor del tratamiento de desechos y el reciclaje de nutrientes y 2) El valor del CO₂ del desplazamiento de gas natural con biogás.

El valor de los residuos y el reciclaje sólo se internaliza parcialmente en los mercados de todo el mundo, y se necesitan esquemas de regulación y / o soporte para que los inversionistas tengan en cuenta el valor de manera eficiente. Como se mostró en la Figura 3, el valor de CO₂ del biogás puede alcanzar los 15 a 30 centavos

de dólar / m³ de CH₄, pero actualmente está ausente como un indicador de precio para los inversionistas en muchos países, incluido México.

En conclusión, de acuerdo con los cálculos anteriores, el valor socioeconómico del biogás en América del Norte probablemente se aproximará a $20_{\text{energía}} + 5-10_{\text{tratamiento\&reciclaje}} + 15-30_{\text{CO}_2} = 40-60$ centavos de dólar / m³ de CH₄, dependiendo de la estrategia nacional para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en la valoración de la gestión eficiente de residuos y reciclaje. Para seguir desarrollando este recurso gaseoso, es necesario internalizar no solo el valor de la energía, sino también el valor del desperdicio y el reciclaje de nutrientes y el valor del CO₂ en el mercado. Se podrían considerar nuevas políticas que recompensan la producción de biogás en un 40-60 centavos de dólar por m³CH₄, en total.

Biogás en Dinamarca

La producción de biogás en Dinamarca comenzó en la década de 1980, motivada en parte por la nueva regulación ambiental. Después de algunos años de fracasos, los agricultores y la industria encontraron un concepto duradero en el que el estiércol (lodo) y los desechos orgánicos industriales se digirieron juntos en las plantas de biogás ubicadas cerca de las granjas ganaderas más grandes.

El concepto de biogás danés resolvió un problema para la industria: ¿Cómo deshacerse de los residuos orgánicos a un costo razonable y sin violar las normas ambientales? Para los ganaderos, las plantas de biogás representaban un camino a seguir en una situación en la que los agricultores debían limitar el consumo de fertilizantes por el bien del medio ambiente acuático, mientras que todo el estiércol tenía que aplicarse obligadamente como fertilizante. Los agricultores querían maximizar el rendimiento de sus cosechas y aumentar el número de animales y, por lo tanto, acogieron con satisfacción el servicio proporcionado por las plantas de biogás: aumentando el valor del estiércol como fertilizante a través del proceso de digestión y distribuyendo el exceso de digestato a los agricultores no ganaderos.

Paralelamente al desarrollo de plantas agrícolas de biogás, las plantas de tratamiento de aguas residuales establecieron digestores para lodos de aguas residuales, en parte para reducir la cantidad de lodos, que también debían eliminarse de forma respetuosa con el medio ambiente.

En los últimos 20 años, el biogás se ha vuelto cada vez más importante como fuente de energía renovable y como una forma de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la agricultura. Este desarrollo ha sido promovido a través de esquemas de apoyo gubernamental. Un esquema de subsidios introducido en 2012 contribuyó en particular a una rápida expansión del mercado de biogás: la producción de biogás aumentó más de cuatro veces desde 2012 hasta 2020, alcanzando una producción total anual de alrededor de 20 PJ, ver la figura 5.

Hasta hace poco, la mayor parte del biogás producido se utilizaba en la producción de electricidad. Sin embargo, el esquema de subsidios de 2012 hizo viable mejorar el biogás e inyectarlo en la red de gas natural, donde reemplaza al gas natural fósil y se utiliza para procesos industriales, transporte, calor y energía. En 2018, aproximadamente El 8% del consumo de gas danés comprendía biogás mejorado, un récord de la UE.

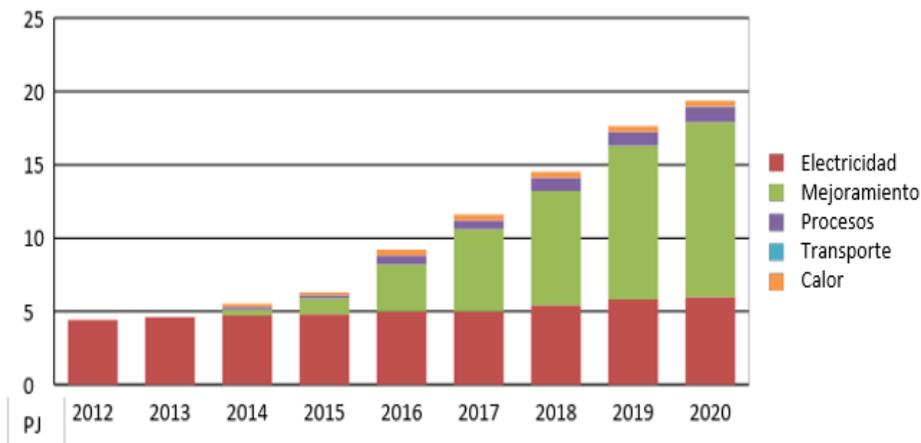


Figure 5. Producción y uso recientes y previstos de biogás en Dinamarca 2012-2020 (PJ).

Actualmente, 32 plantas de biogás producen biometano en Dinamarca, y en 2018 se produjeron 7.2 PJ (o 1993 GWh de biometano).

En Dinamarca, todo el estiércol (tanto las fracciones líquidas como las sólidas) se utiliza como fertilizante en las tierras de cultivo y, en 2019, aproximadamente el 25% se utiliza en la producción de biogás antes de aplicarse en los campos. La limitada temporada de cultivo en Dinamarca requiere que el estiércol se almacene por hasta 8 meses y se lleve a los campos en la primavera, asegurando que los nutrientes estén disponibles cuando los cultivos los necesiten. La digestión anaerobia del estiércol antes del almacenamiento reduce las emisiones de metano del almacenamiento. La codigestión de la mezcla con los residuos orgánicos de la industria, el sector de servicios y los hogares hace posible aumentar la producción de gas en las plantas, así como reciclar los nutrientes de los residuos orgánicos.

El aumento de la producción de biogás se ha logrado a través de diversos incentivos regulatorios en las áreas del medio ambiente, la agricultura y la energía, que incluyen:

- Esquemas específicos de apoyo gubernamental
- Impuestos sobre el consumo de combustibles fósiles.
- Uso restringido de fertilizante / estiércol en los campos.
- Prohibición de residuos orgánicos en rellenos sanitarios desde 1997.
- Cuotas por tratamiento de residuos.
- Diálogo y esfuerzos conjuntos con partes interesadas clave por medio de programas de seguimiento.
- Apoyo a la investigación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías.
- Limitar el uso de cultivos energéticos en la producción de biogás

El factor principal detrás del aumento en la producción de biogás es un esquema de subsidio con altas tarifas para el biogás utilizado con fines energéticos (ver figura 6). El subsidio a la energía, por así decirlo, tiene que

pagar por la expansión del mercado danés de biogás, aunque el biogás se está promoviendo también por motivos agrícolas y medioambientales.

Biogás con fines energéticos elegibles para subvenciones a partir de 2012.	Total subsidio DKK	Total subsidio MXN
	DKK/GJ	MXN/GJ
Mejoramiento	115	404
Procesos industriales	75	263
Transporte	75	263
Calor	36	126
	DKK/kWh	MXN/kWh
Electricidad		
Precio fijo incluye precio de la electricidad	1.15	4.0
Comisión fija además del precio de la electricidad	0.79	2.8

Figure 6. Subvenciones en Dinamarca para la utilización de biogás, 2012 - 2020.

La creciente producción de biogás incrementó los costos del esquema de subsidio. Se espera que los costos totales excedan 1.7 mil millones de coronas danesas (230 millones de dólares, 4.65 mil millones de pesos mexicanos) en 2019. El aumento de los gastos de apoyo ha motivado la decisión política de discontinuar el actual esquema de subsidios para nuevas plantas a partir de 2020. Es probable que un nuevo esquema para gas natural renovable, incluyendo biometano y otros gases verdes como el hidrógeno y el gas metanizado, se implementarán en su lugar.

El enfoque en el gas natural renovable, en lugar de la producción directa de electricidad a partir de biogás, se debe al hecho de que Dinamarca tiene una alta proporción de electricidad renovable en su sistema de energía y está más cerca de una situación en la que se necesita electricidad renovable de respaldo de otras fuentes de energía como la eólica y la solar.

El caso danés muestra que las plantas de biogás pueden funcionar. Pueden utilizar de manera eficiente los desechos y los residuos orgánicos para la producción de biogás, mientras que al mismo tiempo reciclan los nutrientes en los sustratos y eliminan los desechos de una manera respetuosa con el medio ambiente. Muchas plantas danesas han estado en funcionamiento durante más de 20 años y continúan suministrando gas renovable al sistema energético danés. Sin embargo, el caso danés también muestra que un alto nivel de subsidio puede llevar a costos que son políticamente inaceptables y esto, a su vez, puede llevar a políticas para frenar el subsidio. Los estudios también indican que un alto nivel de apoyo puede llevar a un aumento en los costos de producción, ya sea porque las plantas se construyen en sitios menos favorables o porque cada actor en la cadena de valor quiere una porción del pastel. Por estas razones, entre otras, no se puede recomendar un esquema de subsidio para México al nivel del esquema danés actual.

Biogás en California

Al igual que Dinamarca, California experimenta un aumento en la producción de biogás a partir del estiércol de ganado debido a los sustanciales incentivos diseñados para reducir las emisiones de metano. El objetivo es una reducción del 40% de las emisiones de metano en todo el estado para 2030⁴. Las emisiones de estiércol representan aproximadamente el 26% de las emisiones de metano de California⁵.

Los incentivos en California son una mezcla de obligaciones en combustibles para transporte, esquemas de apoyo a la inversión para biogás en la producción de lácteos y programas de tarifas de alimentación, ver Figura 7.

Por el momento, los dos programas de obligación combinada son el Estándar de Combustible Renovable (RFS) a nivel federal y el Estándar de Combustible Bajo en Carbono de California (LCFS), que parecen ser los motores más importantes.

El Estándar de Combustible Renovable adoptado en 2005 requiere un cierto volumen de combustible renovable para transporte para reemplazar o reducir la cantidad de combustible de transporte a base de petróleo, combustible para calefacción o combustible para aviones. Las partes obligadas bajo el programa RFS son refinadores o importadores de gasolina o diésel. El cumplimiento se logra mediante la mezcla de combustibles renovables con combustibles para transporte, o mediante la obtención de créditos (llamados "Números de identificación renovables" o RIN) para cumplir con una obligación de volumen renovable (RVO) específica.

El Estándar de Combustible Bajo en Carbono adoptado en 2009, apunta a fomentar la producción y el uso de combustibles más limpios de bajo contenido de carbono en California y reducir así las emisiones de gases de efecto invernadero. Los estándares LCFS se expresan en términos de la "intensidad de carbono" (CI) de la gasolina y el combustible diésel y sus respectivos sustitutos (gCO₂e / MJ). El LCFS permite al mercado determinar cómo se reduce la intensidad de carbono de los combustibles para transporte. Las partes reguladas son proveedoras de petróleo y biocombustibles principalmente para el transporte por carretera. Deben cumplir con los siguientes límites para el CI de sus combustibles vendidos cada año.

La intensidad de carbono de un combustible se determina mediante una metodología de análisis del ciclo de vida (LCA) que examina las emisiones de GEI asociadas con la producción, el transporte y el uso del combustible, así como los efectos indirectos, como los cambios en el uso de la tierra. Debido a las emisiones de metano (por el almacenamiento de estiércol en lagunas abiertas) que se evitan, que es una práctica común en California y en México, la intensidad de carbono del biogás producido a partir del estiércol en los digestores de lagunas cubiertas es muy baja y, por lo tanto, el biogás es muy valioso.

Junto con los esquemas de apoyo a la inversión, esto ha llevado a un número creciente de digestores tipo laguna en la enorme zona de producción lechera de California, así como a un mayor enfoque en el mejoramiento e inyección de biogás en la red de gas natural. Los primeros proyectos transportan biogás sin

⁴ El objetivo es establecido por ley en S.B.1383.

⁵ <https://ngtnews.com/cpuc-approves-dairy-biomethane-pilot-program>

procesar en tuberías de baja presión desde varias granjas lecheras hasta una instalación centralizada de mejoramiento.

A diferencia de Dinamarca, en México y California, la codigestión de estiércol con otros sustratos no es común.

Biogás incentivos in California	
Estándar de Combustible Bajo en Carbón (LCFS)	El esquema del LCFS obliga a los vendedores de gasolina y diésel a reducir la intensidad de carbono de sus combustibles. El biogás generado a partir de estiércol que es mejorado a Gas Natural Renovable (GNR) y que se usa como combustible vehicular, tiene una magnitud de carbono muy baja y, por lo tanto, un valor alto en el esquema del LCFS. El GNR puede inyectarse en la red de gas natural o usarse en una estación de servicio local.
Estándar de Combustible Renovable (RFS)	El RFS es un programa federal que obliga a las refinerías o importadores a reemplazar un cierto volumen de combustible de transporte a base de petróleo, combustible para calefacción o combustible para aviones, por combustibles renovables. El cumplimiento se logra mediante la mezcla de combustibles renovables en el combustible vehicular, o mediante la obtención de créditos llamados "Números de identificación renovables" o RIN, por sus siglas en inglés.
Programa de investigación y desarrollo en digestores de residuos lácteos (DDRDP) del Departamento de Alimentación y Agricultura de California (CDFA)	El programa de apoyo al DDRDP del CDFA otorga hasta un 50 % de fondos y un máximo de 3 millones de dólares para proyectos de digestores en los que se utiliza biogás para la producción de electricidad o como combustible para el transporte.
BioMat de la CPUC	El arancel de ajuste del mercado de bioenergía (BioMAT), es un programa de tarifas de alimentación para pequeños generadores de bioenergía renovables. El programa BioMAT ofrece un contrato estándar de precio fijo para exportar electricidad a tres empresas de servicios públicos de California.
Programa Piloto de Interconexión de la CPUC	La Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) financia seis proyectos piloto que demuestran la recolección de biometano de los digestores de la industria láctea y su inyección en tuberías de gas natural. Cuarenta y cinco lecherías participarán en los proyectos piloto. Los seis proyectos recibirán aproximadamente 319 millones de dólares para inversión en infraestructura y gastos de operación durante los próximos 20 años ⁶ .
Programa de Compensación de Cumplimiento - Proyectos Ganaderos	California tiene un programa llamado Cap&Trade, diseñado para reducir los gases de efecto invernadero (GEI) de múltiples fuentes. El límite se ha reducido, aproximadamente, un 3 por ciento cada año a partir de 2013. Una parte del cumplimiento del Cap&Trade se puede obtener a través de créditos generados por proyectos de biogás ganaderos que demuestren reducciones de los GEI.

Figure 7. Planes de incentivos de biogás en California, EUA.

⁶ <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M246/K748/246748640.PDF>

Biogás en México

La mezcla de energía en México está dominada por el petróleo y el gas, que junto con el carbón cubren alrededor del 89% de la demanda de energía primaria, ver Figura 8. El sector del transporte depende en gran medida del petróleo. Para la generación de energía, el petróleo está perdiendo terreno rápidamente en relación con el gas natural, cuya ventaja de costos se ha visto reforzada por el auge del gas de lutita (gas de esquisto) en los Estados Unidos. México es un importador neto de petróleo y satisface casi el 50% de su demanda de gas a través de las importaciones. De las fuentes de energía no fósil, con un 5% la bioenergía constituye la mayor parte y el 6% restante está cubierto por energía nuclear, hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica.

Producción de energía primaria en 2017

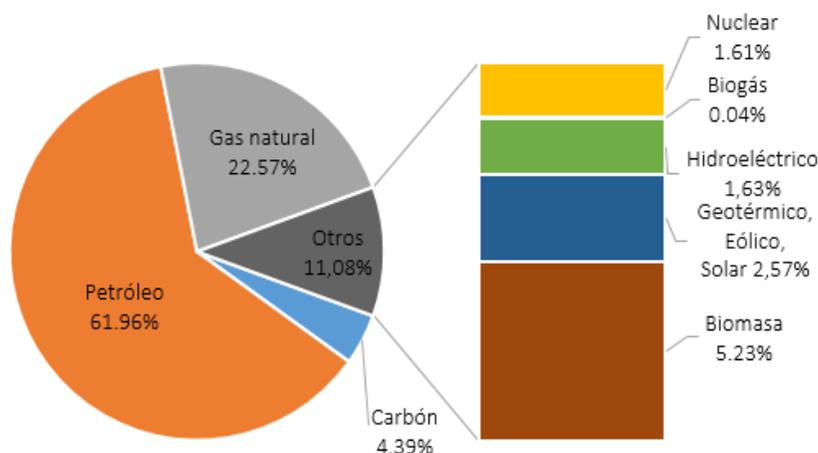


Figure 8. Demanda de energía primaria por combustible en México 2017.⁷

El uso principal de la bioenergía sigue siendo en la cocina y el calentamiento de agua doméstica. Según la IEA, se prevé un mayor uso de la bioenergía en la generación de energía eléctrica y la industria y un menor uso de la biomasa sólida en los hogares, donde se reemplazará por el gas LP y el gas natural canalizado para cocinar y calentar.

⁷ Secretaría de Energía. (2019). Sistema de Información Energética. Consultado el 4 de Mayo , 2019 de: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

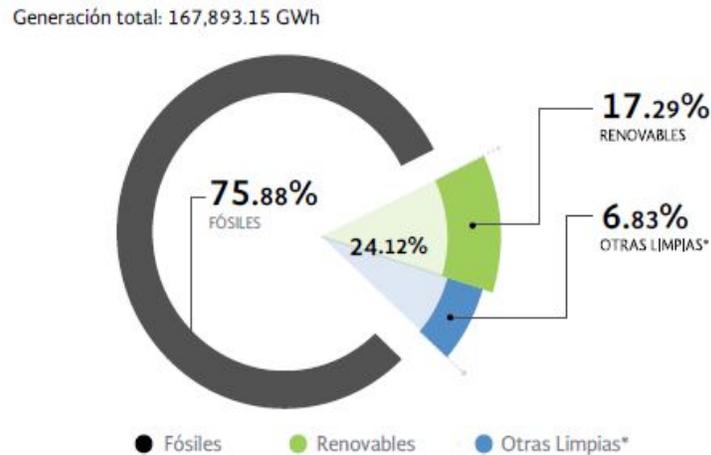


Figure 9. Fuentes de producción eléctrica en México. El negro es combustible fósil, el verde es energía renovable y el azul son otras fuentes de energía limpia como la nuclear y la co-generación eficiente.⁸

A fines de 2014, había 2,167 digestores de biogás en el sector agrícola en México⁹, que variaban en tamaño desde pequeñas plantas domésticas de menos de 25 m³ a plantas más grandes con una capacidad de reactor de más de 1 000 m³.

Los mecanismos de financiamiento más importantes para las plantas de biogás en el sector agrícola han sido el Fondo de Riesgo Compartido (FIRCO) de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la Iniciativa de Mercado del Metano (M2M). Hasta 2017, FIRCO ha proporcionado fondos para 380 digestores de biogás, 187 motogeneradores y 24 microturbinas.¹⁰

Sin embargo, relativamente pocos biodigestores agrícolas utilizan el biogás con fines energéticos para reemplazar a los combustibles fósiles. En 2013, un estudio que se enfocó en granjas de cerdos y establos en 11 estados confirmó la existencia de 345 biodigestores, de los cuales solo el 20% utilizó el biogás con fines energéticos¹¹. Otros estudios también han encontrado experiencias decepcionantes con la producción de biogás, especialmente en el sector agrícola¹². Los biodigestores no estaban bien administrados, los costos de inversión no podían recuperarse, la fuerza laboral no estaba adecuadamente capacitada y los sistemas no estaban supervisados por las autoridades correspondientes.

Recientemente, se han construido nuevas plantas de tratamiento de aguas residuales en muchas ciudades de México. A menudo, las plantas son construidas por compañías privadas contratadas por las Comisiones de

⁸ https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf

⁹ IRRI Mexico & Tetra Tech ES, 2015

¹⁰ DEA 2017. Hoja de ruta de la biomasa para México: evaluación de potenciales. Informe de antecedentes

¹¹ UNAM 2013. Evaluación de opciones tecnológicas para el tratamiento integral de aguas residuales para el sector pecuario en México

¹² Estrategias de Mitigación. El programa de Biodigestores en Yucatán, México. Península, 2018

Agua de la ciudad. Las plantas suelen incluir digestores para la digestión de lodos primarios y secundarios, y el biogás se utiliza para generar electricidad y calor en la propia planta (autoconsumo).

En 2017 había 9 sistemas de digestión anaerobia de lodos que producían electricidad en las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales (PTAR) en México¹³ y 8 estaciones de relleno sanitario activas con recolección de gas y producción de electricidad¹⁴. Recientemente, se han establecido algunos proyectos con producción de biogás a partir de residuos sólidos urbanos.

Esto ha llevado a un aumento en la capacidad instalada y la cantidad de electricidad generada a partir del biogás (Figura 10). El gas de relleno sanitario constituye una parte importante, pero el reciente crecimiento también se debe a la instalación de proyectos de biodigestores en plantas de tratamiento de aguas residuales en el sector agroalimentario y proyectos para generación de biogás a partir de residuos sólidos urbanos.¹⁵

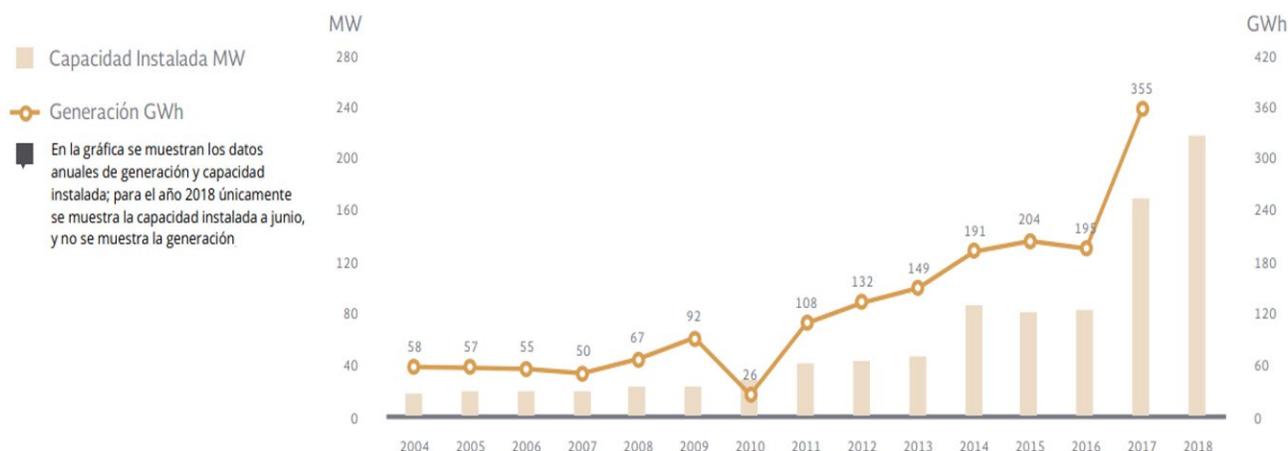


Figure 10. Desarrollo de la producción de electricidad (generación y capacidad instalada) a partir de biogás en México.

Existe un gran potencial para un mayor aumento en la producción de biogás a partir de residuos en México. Alrededor de 53 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) se generan cada año. Más de la mitad de este, el 52%, son residuos orgánicos. Sin embargo, solo el 9.1% de los RSU se recolecta por separado; el resto se mezcla. Del total de RSU generados, solo el 9.6% se recicla, la eliminación final del 14% es desconocida y la mayor parte (76.4%) se transporta a un sitio de disposición final¹⁶. Casi todos los RSU que se transportan a los sitios de disposición se depositan en vertederos a cielo abierto (79%), sitios controlados (13%) o rellenos sanitarios (8%)¹⁷, como se muestra en la Figura 11.

También los desechos del sector de servicios y de la industria alimentaria, por ejemplo, rastros y fábricas de queso, se depositan en rellenos sanitarios o vertederos a cielo abierto, donde causan emisiones de metano.

¹³ IMTA, 2017.

¹⁴ Zurita, Álvaro, 2016.

¹⁵ SENER 2018, Reporte de Avance de Energías Limpias Primer Semestre 2018 México.

¹⁶ INECC, 2012. Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos 2012-Versión extensa. México.

¹⁷ Ricardo Ortiz Conde, Director de Gestión Integral de Residuos, Semarnat, 2018.

La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, 2018) informó que en 2017 se produjeron 235 m³ / s de aguas residuales municipales, y el 91% se recolectó en sistemas de alcantarillado (215 m³ / s). Sin embargo, sólo el 63% de las aguas residuales recolectadas ingresaron a un sistema de tratamiento (136 m³ / s)¹⁸, y solo el 28-30% de las aguas residuales generadas en México se tratan adecuadamente¹⁹. Los nuevos sistemas de tratamiento que deberían construirse en el futuro para lograr un tratamiento cercano al 100% son una oportunidad para el mercado del biogás en México, ya que las tecnologías productoras de biogás pueden ser parte de ello.

En el sector agrícola, el estiércol líquido de la producción porcina y las granjas lecheras se suele llevar a lagunas abiertas, donde también genera metano, o se pueden llevar directamente a los ríos u otros cuerpos receptores. En algunas áreas esto puede representar un problema ambiental importante.

La producción de biogás puede desempeñar un papel importante en mejorar los sistemas de tratamiento para los desechos y residuos mencionados, especialmente si el digestato producido puede reutilizarse como fertilizante de una manera segura y ambientalmente racional. La producción de biogás no es en sí mismo un sistema completo de tratamiento de aguas residuales, ya que el digestato contiene nutrientes. Sin embargo, el reciclaje de nutrientes también podría mejorarse en México. Mientras que el estiércol sólido de ganado y pollo en general se reutiliza en tierras de cultivo como fertilizante o mejorador del suelo después de un proceso de compostaje, el reciclaje de nutrientes del estiércol de cerdo es ineficiente o inexistente.

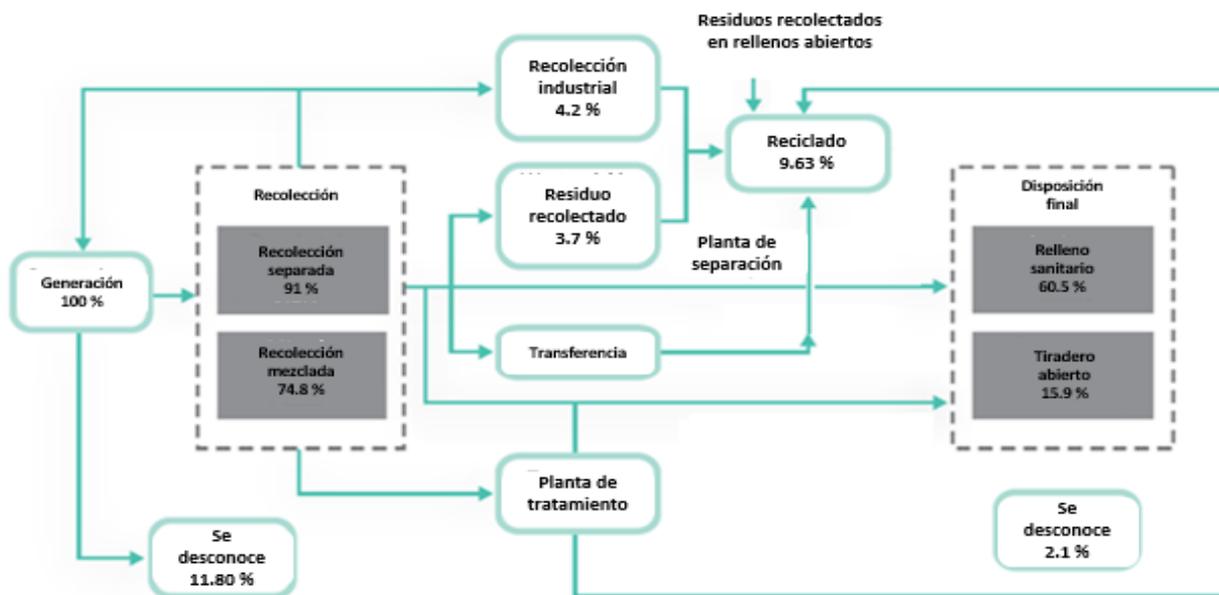


Figure 11. Flujo y disposición final de residuos en México en 2012.²⁰

¹⁸ CONAGUA, 2018. Estadísticas del agua en México, edición 2018. http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2018.pdf

¹⁹ Morgan-Sagastume, 2016. Aprovechamiento energético de biogás en PTAR. Convención Anual ANEAS.

²⁰ INECC, 2012. Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos 2012-Versión extensa. México.

Conclusión

En los futuros sistemas de energía, seguiremos necesitando hidrocarburos en forma de gas o líquidos. El biogás proporciona energía renovable. En los sistemas energéticos futuros, en concordancia con los Acuerdos de París de la CMNUCC, el biogás podría reemplazar los combustibles fósiles en la industria y en el sector del transporte y ofrecer una producción eléctrica flexible que complemente la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. Como se describe en esta parte de este informe, el valor total de biogás por m³ de CH₄ (sin incluir la creación de empleos) probablemente se aproximará a los 40 centavos de dólar hacia 2030 y aumentará a los 50 centavos de dólar al 2040.

La producción de biogás debe verse no sólo como un recurso energético, sino como un elemento integral de un sistema de tratamiento sostenible para los desechos orgánicos, que pueden reciclar nutrientes y reducir las emisiones de metano. La explotación exitosa de estas áreas de oportunidad puede contribuir a la creación de ingresos y empleo en las zonas rurales.

Basándose en diferentes subconjuntos de estas ventajas, la producción de biogás se ha incrementado globalmente en un factor de 6 desde el año 2000, más notablemente en Europa y Asia. En Dinamarca y California, el aumento de la producción de biogás ha sido impulsada por diferentes tipos de esquemas de incentivos con los que aún se están obteniendo experiencias.

Para México, la producción de biogás es altamente relevante como parte de los sistemas de tratamiento de residuos. Las emisiones de metano aún se derivan de los residuos orgánicos depositados en rellenos sanitarios o vertederos sin recolección de gas. Técnicamente, una gran parte de los desechos orgánicos y los residuos que actualmente se manejan de forma insostenible podrían utilizarse como sustrato para la digestión anaerobia.

México tiene una industria emergente de biogás y se han establecido muchos proyectos de biogás. De este modo, se han adquirido experiencias con el mismo, pero los problemas y las barreras no resueltas han reducido los beneficios y la utilización de la energía de las plantas de biogás.

El biogás podría ser un recurso valioso en México, reemplazar el gas importado, reducir la necesidad de fertilizantes minerales, reducir las emisiones de CO₂ y proporcionar empleos en las regiones rurales. Al emplear mecanismos que recompensan parcial o totalmente el valor del desperdicio y reciclaje y el valor de CO₂ del biogás, México tiene la posibilidad de desarrollar este recurso nacional de manera eficiente. Tal estrategia podría llevar a aprender de otros países con sectores bien desarrollados de biogás.

Parte 2: Proyectos de colaboración en biogás 2018 - 2019

Los siguientes cinco proyectos de biogás se realizaron en el periodo de abril 2018 a mayo 2019, como elemento de la parte de bioenergía en el Programa México- Dinamarca en Energía y Cambio Climático (2017-2020).

1. Creación de una base de datos de sustratos para la producción de biogás en México / *Feedstock Database for biogas in Mexico*
Este proyecto identificó y describió los 20 sustratos más prometedores para la producción de biogás en México. La descripción incluye la información necesaria para una primera evaluación de un proyecto de biogás para cada sustrato: cantidades disponibles, uso actual, potencial de generación de biogás, etc.
2. Elaboración de Fichas técnicas de algunas plantas de biogás en Dinamarca y México / *Biogas presentation sheets: Biogas Plants in Denmark and Mexico*.
Este proyecto presenta 6 plantas de biogás danesas y 5 mexicanas, y brinda una descripción general del estado del arte de diferentes tecnologías y plantas de biogás típicas en los dos países. Cada planta se describe en una hoja de datos con información clave sobre el sustrato utilizado, la producción de biogás y los costos asociados.
3. Elaboración de un simulador *denominado Biogas tool* para el cálculo de costos y beneficios asociados con la producción de biogás en México.
Esta una herramienta basada en hojas de cálculo que se puede utilizar para obtener una evaluación técnica y económica preliminar de proyectos de generación de biogás y energía con base en datos suministrados por los usuarios.
4. Realización de estudios de pre-factibilidad para el aprovechamiento de biogás en Sonora / *Pre-feasibility studies for biogas in Sonora 2018-2019*
En colaboración con la Comisión de Ecología y Desarrollo Sustentable del Estado de Sonora (CEDES), se evaluaron tres posibles proyectos para la producción de biogás.
5. Realización de un estudio de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Guanajuato / *Pre-feasibility study for biogas in Guanajuato 2018-2019*
En colaboración con el Instituto de Ecología (que a partir del 2018 se convirtió en la Secretaria de Medio Ambiente y Planificación Territorial) de Guanajuato, se eligió y evaluó un sitio para la producción de biogás en el estado.

A continuación se presentan las principales conclusiones y aprendizajes de estos proyectos.

Base de datos de sustratos potenciales para la producción de biogás en México

En este proyecto se seleccionaron y describieron los 20 sustratos más relevantes para la producción de biogás en México. El potencial de biogás de estos sustratos es mayor a 500 PJ (ver la Figura 12), de los cuales actualmente ninguno de ellos tiene un uso intensivo.

Los lodos de una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), los residuos orgánicos de alimentos y mercados, el estiércol del ganado y los residuos de los rastros están entre los sustratos con mayor potencial de aprovechamiento. Estudios previos han mostrado potenciales de biogás mayores a 633 PJ a partir de diferentes selecciones de sustratos²¹.

Para estimar el potencial de generación a partir de estos sustratos, deben tomarse en cuenta aspectos de logística, así como consideraciones técnicas, económicas y ambientales. Todo lo anterior puede disminuir el potencial real. Sin embargo, pese a que el potencial técnico y económicamente viable de biogás es mucho menor a la producción teórica, la “Base de datos de sustratos para la producción de biogás en México” muestra que México tiene un enorme potencial de biogás a partir de residuos que no son útiles y que a menudo representan un problema ambiental y climático cuando no son tratados adecuadamente.

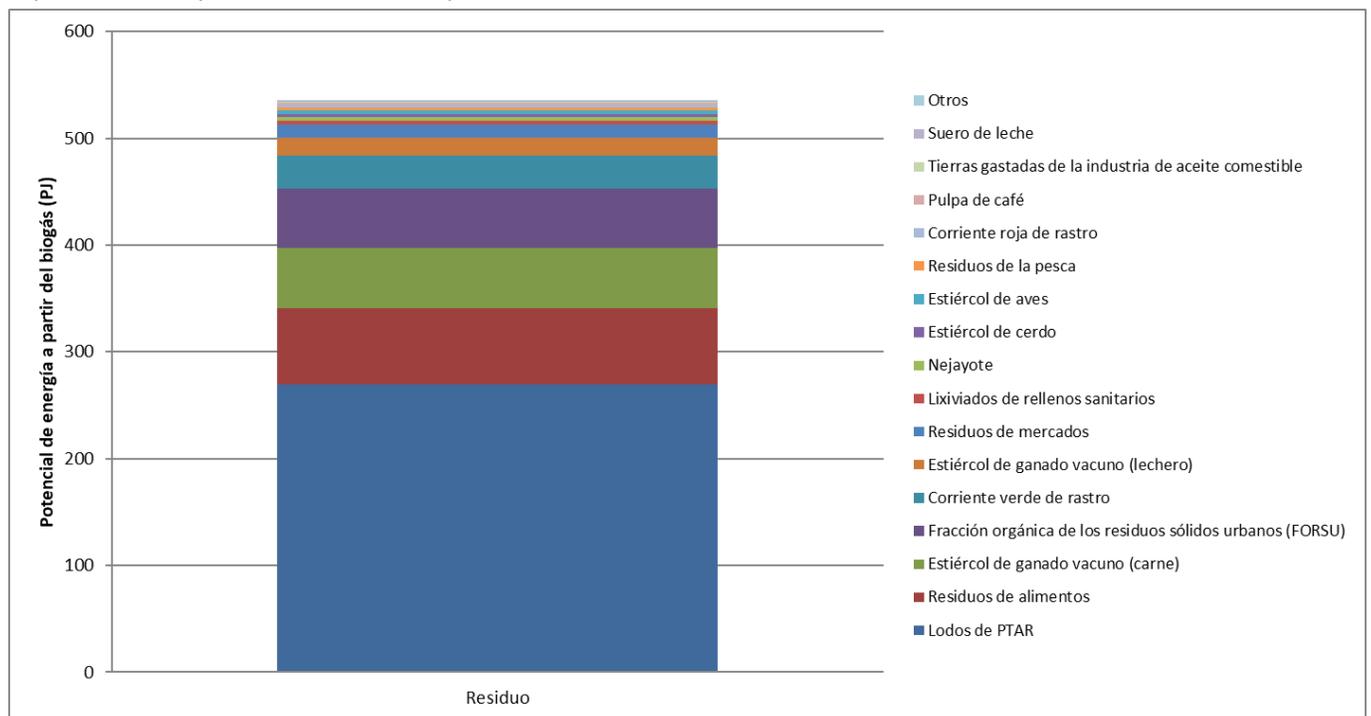


Figura 12. Potencial de biogás teórico, con base en la “Base de datos de sustratos para la producción de biogás en México”

Fichas técnicas de plantas de biogás en Dinamarca y México

²¹ Rios, M., & Kaltschmitt, M., 2013.

En este proyecto se describen once plantas de las cuales cinco (5) son mexicanas y seis (6) son danesas. Incluyen datos clave acerca de la capacidad, sustratos utilizados, producción de gas, así como costos de inversión y de operación.

Todas las cifras han sido aprobadas por los propietarios de las plantas. Sin embargo, no han sido verificadas por un tercero y no fue posible documentar detalladamente ni armonizar los costos. No obstante, las cifras y descripciones muestran diferencias entre las tecnologías de biogás empleadas en Dinamarca y en México.

Las cinco plantas mexicanas cubren tres tipos de reactores: dos de laguna anaerobia cubierta, dos digestores de alta tasa completamente mezclados en PTARs y un reactor de recirculación interna (Reactor IC), que es una evolución del reactor UASB. Las plantas utilizan sólo un tipo de sustrato, tienen sólo una etapa de digestión y no todo el digestato se utiliza para agricultura. Tres plantas usan el biogás para cogeneración (producción de energía eléctrica y térmica), y dos plantas utilizan el biogás en calderas para fines industriales.

Por su parte, todas las plantas danesas cuentan con digestores de alta tasa completamente mezclados alimentados con estiércol, residuos orgánicos de la industria alimenticia, así como residuos agrícolas. Todos los digestores en las plantas danesas cuentan con sistema de calentamiento y al menos dos etapas de digestión. Todo el digestato es reutilizado como biofertilizante en campos de cultivo. La mitad de las plantas danesas producen electricidad y calor con el gas; la otra mitad de las plantas mejoran el biogás hasta biometano para inyectarlo a la red de gas natural.

Las plantas danesas tratan sustratos con 3 o 4 veces más contenido de materia seca: 12% en promedio en contraste con el 3 – 4% de las plantas mexicanas. En consecuencia, las plantas danesas cuentan con mayor producción de gas, que es entre 3 a 4 veces mayor por tonelada de residuo. En comparación con las plantas mexicanas, las plantas danesas tienen menor costo de inversión por tonelada de residuo tratado anualmente, pero mucho mayores costos de operación; a pesar de que los costos de operación no incluyen la compra de sustrato.

En Dinamarca el precio de los sustratos de biomasa con un alto potencial de generación de biogás se ha incrementado desde precios negativos en los noventa, cuando las plantas de biogás recibían una cuota para tratar “residuos”, al día de hoy, cuando las plantas de biogás deben competir y el sustrato se ha convertido en un valioso “recurso de biogás”. Los altos costos de operación de las plantas danesas están relacionados con mayores costos de transporte, mayor consumo de energía para calentar y mezclar, así como mayores costos de personal y mano de obra. México tiene un clima más benéfico, así que no todos los reactores y digestores anaerobios requieren calentamiento. En Dinamarca no sería factible calentar los grandes volúmenes de agua (sustratos más diluïdos) que se manejan en las plantas en México.

Cifras clave para plantas de biogás danesas y mexicanas		Plantas de MX	Plantas de DK
Materia seca en el reactor	%	2.90	11.75

Producción de metano/tonelada de sustrato	m ³ CH ₄ /ton	8.28	31.07
Costos de producción/m ³ gas	USD/m ³	0.87	0.64
Costo de inversión/ton tratada/año	USD/ton/año	91.45	66.11
Costo de operación/ton tratada/año	USD/ton/año	1.61	13.29
Personal	Empleos/1,000 ton tratados	0.08	0.25

Figura 13. Cifras clave para 5 plantas mexicanas y 6 danesas evaluadas en este programa.

Para las plantas descritas, el costo promedio de producción para un metro cúbico de biogás producido en las plantas danesas es un poco menor que el costo promedio mexicano. Sin embargo, este resultado es principalmente debido al hecho de que las plantas mexicanas se encuentran subutilizadas. De hecho, tratan solo entre un quinto y un cuarto de la capacidad de sustrato para las que fueron diseñadas. Si las plantas mexicanas utilizaran su capacidad de diseño, probablemente tendrían costos de producción al mismo nivel que las danesas.

Simulador denominado *Biogas tool*

Se desarrolló y publicó un simulador elaborado en hoja de cálculo en MS Excel™ capaz de realizar evaluaciones técnicas y económicas (preliminares) de proyectos de biogás para México. La herramienta muestra los resultados de la base de datos de sustratos con información de los veinte (20) más relevantes en el país.

Adicionalmente, la herramienta cuenta con datos técnicos y económicos para 3 tipos de plantas de biogás: Laguna anaerobia cubierta, digestor de alta tasa completamente mezclado y reactor anaerobio tipo *UASB* (reactor de lecho de lodos de flujo ascendente). Finalmente, la herramienta incluye el valor energético típico del biogás dependiendo de cómo se utiliza el gas.

Cuando se utiliza la herramienta, el usuario es guiado a través de un conjunto de celdas de entrada. El usuario puede incluir un número opcional entre veinte (20) sustratos así como introducir sustratos adicionales si es necesario. La herramienta sugiere una tecnología de digestión anaerobia apropiada; sin embargo, el usuario es libre de seleccionar la opción recomendada u otra. La herramienta requiere que el usuario seleccione entre los siguientes usos del biogás: cogeneración de calor y energía eléctrica, producción de calor, generación eléctrica, quemado de biogás o venta de biogás.

De acuerdo con las entradas de datos, la herramienta calcula el rendimiento anual de biogás, el diseño y tamaño de los procesos y operaciones unitarias principales, los costos de inversión básicos, los costos de operación, los flujos de ingresos y los beneficios colaterales del proyecto (mitigación de gases de efecto de invernadero y producción de biofertilizante)

Cabe destacar la flexibilidad del simulador, porque es posible ingresar cierta información, desde de la caracterización del sustrato hasta los costos del mismo, costos de energía e información económica en general. Sin embargo, siempre es posible usar la información por defecto proporcionada por la herramienta.

Adicionalmente, el simulador ofrece sugerencias del mejor sustrato o mezcla de sustratos de acuerdo con su caracterización.

El simulador ha sido diseñado para relacionar las diferencias en el tipo y cantidad de sustratos y la tecnología de digestión anaerobia más apropiada.

La Figura 14 muestra los tamaños de las plantas de acuerdo con la tecnología y el sustrato (estiércol de bovino productor de leche, lodos de PTAR y corriente roja de rastro). Para todos los sustratos, la laguna anaerobia es de mayor volumen que el digester de alta tasa o el reactor UASB. Sin embargo, el costo de capital (Figura 15) es generalmente más grande para el digester de alta tasa que para la laguna anaerobia, mientras el reactor UASB tiene un costo de capital menor que una laguna anaerobia (LA) de capacidad de procesamiento equivalente. Sin embargo, debe notarse que el área y costo del suelo debe ser definido por el usuario y en caso de que el área requerida sea muy grande, la laguna anaerobia puede ser más costosa que el digester de alta tasa.

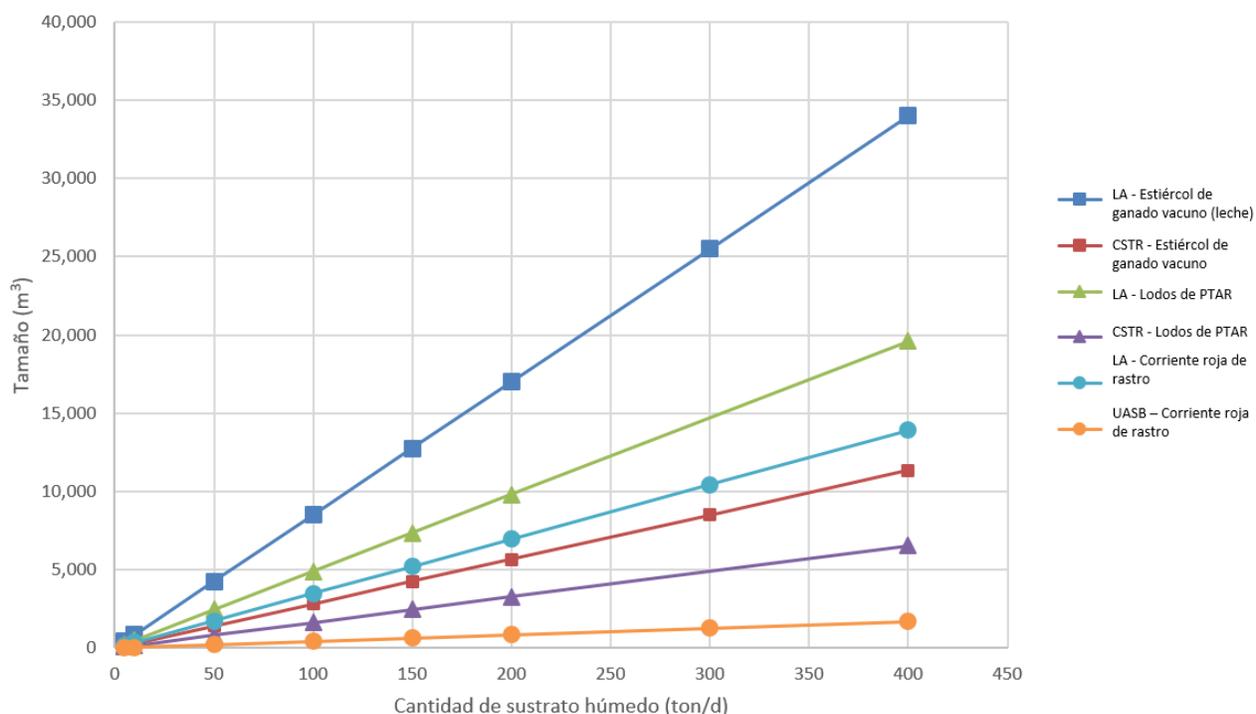


Figure 14. Comparación de los tamaños de plantas a diferentes tecnologías y sustratos.

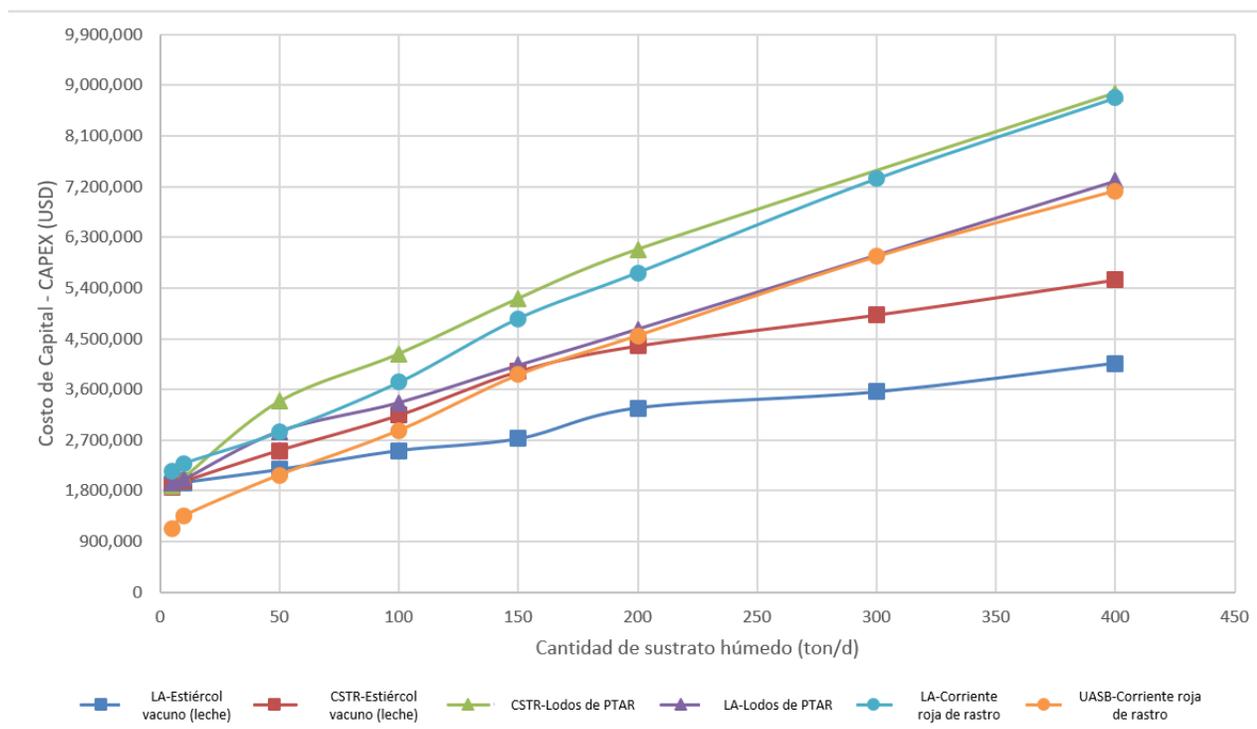


Figure 15. Comparación del costo de capital a diferentes tecnologías y sustratos.

Por otro lado, para pequeñas cantidades de materia prima, el tiempo de retorno de la inversión es mayor para la tecnología CSTR para cualquier tipo de materia prima (ver Figura 16), debido al alto grado de automatización relacionado con esta tecnología y, por lo tanto, un mayor CAPEX. Sin embargo, a medida que aumenta la cantidad de materia prima, el tiempo de retorno de la inversión se reduce y se hace comparable con el tiempo de retorno de la LA. Para cantidades de materia prima más grandes que las que se muestran en la figura, el tiempo de retorno puede ser incluso menor para un CSTR que para una LA.

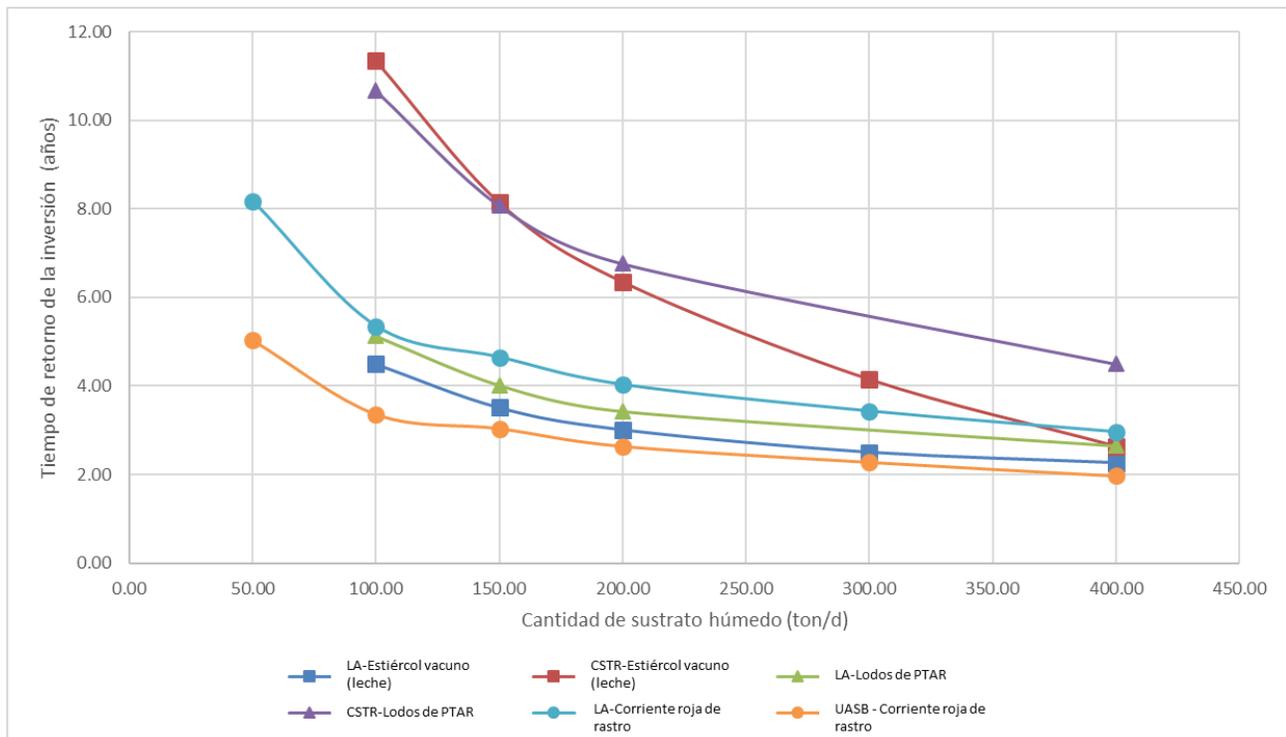


Figura 16. Comparación de tiempo de retorno de la inversión a diferentes tecnologías y sustratos.

En general, se pudo observar una mayor viabilidad del reactor UASB y el digestor CSTR para grandes cantidades de materia prima; mientras que una LA parece ser más conveniente para pequeños flujos de sustrato. Sin embargo, la función de la herramienta es precisamente evaluar cada caso conforme con sus particularidades.

Estudios de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Sonora

Se realizaron tres estudios de pre-factibilidad en Sonora:

1. Digestor anaerobio en granjas porcinas de sonora
2. UASB en el rastro de NORSON, Hermosillo
3. Codigestión de residuos industriales en PTAR Hermosillo

Laguna anaerobia en granjas porcinas de Sonora

En 2017, Sonora produjo 206,012 cerdos (18 % de la producción nacional). El estudio investigó la factibilidad de instalar una laguna anaerobia cubierta en las granjas porcinas localizadas 80 km al oeste de Hermosillo.

El estudio se desarrolló en colaboración con Norson S.A. de C.V., una compañía con sede en Sonora que produce, procesa y vende carne de cerdo. Norson tiene 89 granjas porcinas y espera construir cinco nuevas para 70,000 cerdos adicionales en 2019.

El estiércol de los cerdos se recolecta regularmente en lagunas anaerobias sin cubierta, junto con el agua residual de los establos. Regularmente las lagunas no están cubiertas y el metano producido en las lagunas no se recolecta. El agua se evapora y no se reutiliza y los nutrientes no son reciclados.

La solución propuesta para el tratamiento anaerobio fue una laguna cubierta para tratar el estiércol de 12,800 cerdos.

UASB en el rastro de NORSON, Hermosillo

En este estudio se investigó la factibilidad de un reactor anaerobio tipo UASB en la planta de tratamiento del rastro de NORSON.

Norson ha instalado un sistema de tratamiento de agua para reducir la concentración de contaminantes en el agua residual antes de descargarlos en el drenaje. La propuesta es instalar un reactor anaerobio de flujo ascendente y lecho de lodos (UASB) en una posición aguas abajo de la planta existente.

El biogás producido podría reemplazar la energía consumida como electricidad y calentamiento en el rastro de NORSON, que actualmente es producida con combustibles fósiles incluyendo gas natural. El biogás también podría reemplazar los combustibles fósiles utilizados por los vehículos de NORSON, pero esto no fue determinado. El estudio asume que el biogás se usará en un equipo de cogeneración.

Actualmente NORSON paga una cuota para descargar agua residual en el alcantarillado y una cuota de contaminación cuando el efluente no cumple con la norma NOM-002-SEMARNAT-1997. La cuota de contaminación es muy baja comparada con la cuota de descarga. Si la cuota de contaminación fuera relativamente mayor en comparación con la cuota de descarga, entonces podría mejorar el caso de negocio para este proyecto.

Codigestión de residuos industriales en PTAR Hermosillo

Este estudio de prefactibilidad evaluó cuál residuo orgánico del parque industrial de Hermosillo podría ser utilizado como sustrato en los biodigestores existentes en la PTAR municipal de esa ciudad. Esto significaría que se podría producir más energía renovable y reducir la necesidad de depositar residuos orgánicos en los vertederos.

El estudio encontró que 8,229 toneladas de residuos de centros de sacrificio, queserías y otras industrias alimenticias podría ser dirigido a la PTAR de Hermosillo y contribuir con la producción de casi 450,000 m³ de metano por año.

La solución propuesta incluye:

- Renegociación del contrato entre el propietario y el operador de la PTAR de Hermosillo.
- Inversión en un tanque de recepción y tecnología de acondicionamiento en la PTAR

- Una nueva cuota de disposición de \$100 MXN/ton para ser pagado por las empresas a la PTAR

La PTAR de Hermosillo cuenta con tecnología avanzada y personal altamente capacitado. Actualmente los digestores se encuentran subutilizados y el biogás producido es quemado. Algunos de los problemas en la planta son el alto contenido de arena en el lodo primario y el alto contenido de sulfuros en el biogás producido, lo que está en detrimento de los motogeneradores. El reto de limpieza del biogás debe atenderse para que sea posible utilizar el biogás para producción eléctrica en los motogeneradores existentes.

Estudio de pre-factibilidad para aprovechamiento de biogás en Guanajuato

El objeto del estudio fue evaluar si la PTAR intermunicipal “San Jerónimo” podría recibir residuos de centros de sacrificio y de mercados, considerando estos sustratos adicionales para el digestor de lodo utilizado en la planta. Dos rastros, dos mercados y una quesería fueron visitados, al igual que zonas agrícolas donde el digestato podría utilizarse como biofertilizante.

Desafortunadamente no se encontraron fuentes de residuos orgánicos adecuados para utilizar bajo las condiciones del proyecto. La mayoría de los residuos orgánicos en los mercados se han usado para alimentación animal, lo que es una solución excelente y sostenible. Una gran parte de los residuos de los rastros se utilizan también para alimentación animal o como materia prima para velas y cosméticos y muchos de los residuos remanentes se compostean y reutilizan como fertilizantes.

Los residuos que restan, ambos en los mercados o en los rastros, se desechan y mezclan con residuos inorgánicos antes de ser enviados a los vertederos. No existen incentivos para la separación y reutilización de los residuos, en tanto que pueden ser desechados a cielo abierto. Sin embargo, se evaluó que, incluso si se implementaran incentivos relevantes, la cantidad de desperdicios sería demasiado pequeña para dar como resultado un proyecto económicamente viable, teniendo en cuenta la logística.

Sin embargo, se encontraron algunas áreas de oportunidad durante el análisis en la PTAR San Jerónimo. La producción de electricidad podría incrementarse cambiando el régimen de uso del biogás sin usar sustratos adicionales:

- La carga de trabajo de la unidad de cogeneración podría incrementarse de 65 % a 90%. Esto podría incrementar la eficiencia de la cogeneración y el aumento de la electricidad producida.
- Entonces, la energía térmica de la cogeneración podría usarse para calentar el digestor. Esto podría reducir el biogás utilizado directamente en una caldera para calentar el digestor y podría significar que no se queea biogás.
- Esto podría generar ahorros potenciales de aproximadamente 14,000 USD/año

Si se implementaran las recomendaciones señaladas, la energía producida podría exceder las demandas de electricidad en las PTAR. Así, el escenario sólo es razonable si la energía puede ser vendida a la red eléctrica. Esto posee una barrera, en tanto que las conexiones de la red se consideran costosas y su tramitación tiene un

procedimiento administrativo complicado. Alternativamente, las recomendaciones podrían ser una buena opción para un escenario futuro en el que la capacidad de la PTAR se incremente y la planta tenga una mayor demanda de energía.

Aprendizajes de los proyectos de colaboración

Algunos proyectos de biogás podrían ser económicamente viables en México

Los estudios de pre-factibilidad mostraron que pese a que no se incluye la valorización total de los residuos y el reciclaje de nutrientes, así como la contribución a la reducción de gases de efecto de invernadero del biogás, los proyectos pueden ser económicamente factibles en México, en situaciones donde el valor total de la energía puede obtenerse y se cuenta con enormes cantidades de residuos orgánicos que deben disponerse en una forma ambientalmente factible.

El estudio de pre-factibilidad de Sonora mostró un periodo de recuperación de la inversión entre 3.6 y 8 años, lo que es prometedor para entrar en estudios de factibilidad más detallados si la voluntad y apoyo financiero local están disponibles. Los resultados principales de los proyectos están resumidos en la Figura 17.

	Costo de inversión	Tiempo de retorno de la inversión	Mitigación de gases de efecto invernadero	Reciclaje de nitrógeno
	USD	Año	Ton CO ₂ /año	TonN/año
Laguna anaerobia en granja de cerdos	637,381	6.7	8,870	158
UASB en Norson	882,391	8	703	4
Co-digestion con reciclaje de nitrógeno	588,176	3.6-4.8	6,751	37

Figura 17. Costos y beneficios de los tres estudios de pre-factibilidad en Sonora.

Dos de los proyectos (laguna en granja porcina y codigestión de agua industrial en PTAR) podrían derivar en reducir significativamente las emisiones de metano: 8,870 y 6,751 toneladas CO_{2e}/año. El costo por m³ de gases reducidos depende de la etapa del proyecto porque tanto el costo de inversión, el costo de operación y los ingresos deben ser considerados. Luego del periodo de la recuperación de la inversión, los costos de los proyectos se han recuperado y en consecuencia no existirán costos relacionados con evitar gases de efecto invernadero y al contrario, existirán ingresos.

La cantidad anual de nitrógeno en el estiércol líquido utilizado en el sistema de lagunas se encuentra en 158 toneladas de nitrógeno por año, que pueden ser potencialmente recicladas si el digestato se pudiera usar como fertilizante en los cultivos. Si la misma cantidad de fertilizante se comprara como urea, se requeriría comprar

768 toneladas de urea, sumando un costo anual de USD 282,980 para tener la misma cantidad de fertilizante (158 toneladas de nitrógeno). Sin embargo, como existen barreras sanitarias que prohíben el uso del digestato de estiércol de cerdo como fertilizante, esto no se ha incluido en el caso de negocio.

Para el sistema de codigestión el tiempo de recuperación de la inversión es entre 3.6 y 4.8 años dependiendo si el lodo puede ser utilizado como fertilizante o no. El contenido de nitrógeno en los residuos es de 37.2 toneladas, que pueden ser recicladas en los cultivos o bien depositarse en un vertedero.

El caso de Guanajuato mostró claramente que para que un proyecto de biogás sea factible es muy importante asegurar el acceso suficiente y permanente a residuos orgánicos que no se utilicen en algún otro fin. Si los residuos pudiesen usarse de una manera más valiosa, tarde o temprano serán utilizados así y deberán ser redirigidos a este propósito. Muchas plantas de biogás están operando bajo su capacidad de diseño porque la cantidad de residuo prevista no se logró en la práctica. Un factor importante es que los sustratos son recolectados o se requiere que sean recolectados porque los costos de transporte afectan el caso de negocio. Las distancias de transporte son generalmente largas y reducen la factibilidad del proyecto de codigestión de sustratos de un productor a otro.

Las barreras legales impiden el reciclaje de nutrientes

Los casos de Sonora y Guanajuato muestran que las barreras legales todavía previenen la reutilización eficiente de nutrientes del digestato. El estudio en Sonora muestra que la legislación mexicana actual no facilita el reciclaje de lodo tratado por vía anaerobia de industrias o de granjas porcinas para fines agrícolas. En Dinamarca es una práctica común el uso directo de digestato líquido de plantas de biogás como biofertilizante en campos de cultivo. En Dinamarca, las corrientes de entrada son regularmente estiércol y residuos “limpios” de la producción alimenticia y los procesos termofílicos o la pasteurización de ciertos residuos se utilizan para destruir patógenos. Ver apéndice para revisar la reglamentación danesa.

México no tiene un marco jurídico que permita esta práctica. Las normas oficiales mexicanas permiten la reutilización de agua tratada para irrigación si y sólo si el agua cumple con especificaciones estrictas de calidad. Más aún, la norma planeada es aún más estricta²². El marco jurídico existente requiere separación de agua y lodo²³, tratamiento ulterior del agua y posterior desaguado del lodo, a pesar de que ambos lodo y agua podrían ser utilizados en el mismo suelo agrícola²⁴.

Se requieren ajustes para evitar remoción innecesaria de nutrientes de los residuos líquidos utilizados para irrigación, pero al mismo tiempo es importante asegurar que el digestato tiene la calidad adecuada y es seguro de usar antes de utilizarlo para irrigación o como fertilizante. Tratamientos especiales de ciertos sustratos, como el estiércol de cerdo y residuos de rastro, podrían requerirse para destruir los patógenos y huevos de helminto.

²² <120 ppm TSS, PROY-NOM-001-SEMARNAT-2017, soon to be implemented in Mexico. This standard establishes the maximum permissible limits for pollutants in wastewater discharges into national waters bodies.

²³ The moisture content of biosolids used for soil improvement may be no higher than 85 %, see NOM-004-SEMARNAT-2002, the standard that specifies the maximum permissible limits for pollutants in sludge and biosolids intended for use in soil improvement.

²⁴ This was the case for the San Jerónimo WWTP and the Hermosillo WWTP.

Cuando se utilizan residuos orgánicos para mejorar la producción de biogás en las PTAR, el nivel de tratamiento y uso o disposición final del agua residual es un factor importante a considerar. Si el agua tratada se descarga a cuerpos de agua y debe cumplir con la norma NOM 001, el nitrógeno debe ser removido por el proceso de tratamiento, lo que incrementa el consumo de energía. Esto debe considerarse antes de que sustratos con alto contenido de nitrógeno sean adicionados a digestores en una PTAR.

Además del aspecto legislativo, la aceptación pública del uso de lodo de granjas porcinas es un factor importante para considerar. Fue relevante que en Guanajuato los granjeros estuvieran acostumbrados a utilizar el agua cruda para irrigar sus cultivos. Pese a que el agua tratada y el lodo estabilizado de la PTAR son una opción más segura, esto no fue aceptado por todos. Si se reciclaran más de los nutrientes producidos localmente, entonces habría menos necesidad de importar fertilizantes minerales. El ganado porcino en México produce alrededor de 28.5 millones de toneladas de estiércol cada año, de los que sólo el 10% es utilizado²⁵. En 2017, México importó fertilizantes nitrogenados con un valor de 691 millones de dólares, un incremento de 11.9% desde 2016 y fertilizantes mixtos por 511.2 millones²⁶.

Conexión a la red eléctrica y venta de electricidad es una barrera

La interconexión con la red eléctrica y la venta de electricidad en el mercado se observa difícil y costosa para pequeños productores. También se percibe como un proceso opaco, costoso y complicado para los proyectos menores a 500 kW. La interconexión y la necesaria administración y costos entonces representan una barrera para el suministro de electricidad producida con biogás a la red. Sin embargo, la experiencia con tecnología fotovoltaica muestra que esto no debe ser así para tales capacidades²⁷. Sin embargo, en el área de energía solar fotovoltaica las compañías desarrolladoras manejan la interconexión para sus clientes y cuentan con experiencia y habilidades, lo que no sucede para el área de biogás.

Los incentivos existentes (CEL – Certificados de Energías Limpias) no promueven el uso del biogás

En 2014 la Ley de la Industria Eléctrica introdujo los Certificados de Energías Limpias, que son otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Este instrumento económico provee una prima extra para generación de energía limpia. La prima se paga por cada megawatt-hora (MWh) producida y vendida al Sistema. Los CEL están diseñados para fomentar la generación de energía limpia y ayudar a que México cumpla sus compromisos bajo los Acuerdos de París²⁸. Como los CEL son un instrumento de mercado, el precio no es fijo, sino que depende de la oferta y de la demanda. Los participantes del mercado pueden mandar ofertas para vender CEL a cualquier precio, así como participar en subastas para adquirirlos a cualquier precio. La venta o compra puede ser realizada a través del Mercado de Certificados de Energía Limpia organizado por el Centro Nacional de Control de Energía al menos una vez por año, y pueden ser intercambiados libremente bajo acuerdos bilaterales o subastas de largo plazo²⁹.

²⁵ DEA, IBTech, II-UNAM, 2019. Feedstock database for biogas in Mexico.

²⁶ <http://www.worldstopexports.com/mexicos-top-10-imports/>

²⁷ DEA, 2019. Status Assessment of Distributed Renewable Energy Generation in Mexico.

²⁸ KPGM, (2016). Oportunidades en el sector eléctrico en México. Global Strategy Group Energía y Recursos Naturales. México.

²⁹ Gobierno de México. Preguntas frecuentes sobre Certificados de Energía Limpia. Available at:

<https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>

En las tres subastas que han sido realizadas en México el precio de venta de 1 MWh y un CEL pasó de \$47.78 USD en la subasta de 2015 a \$33.4 USD en la segunda subasta de 2016 y \$20.57 USD en la subasta de 2017³⁰. Esto es posible para los sectores de Energía Solar Fotovoltaica y Energía Eólica, que han estado obteniendo CEL con una participación respectiva de 54 % y 46 %³¹.

Sin embargo, los CEL no promueven el uso del biogás por las siguientes razones:

- La electricidad producida con biogás es más cara que la producida con tecnología solar fotovoltaica o eólica, así que no es competitiva en el esquema de libre mercado
- Los importantes beneficios colaterales (mencionados arriba) de los proyectos de biogás no son considerados en los CEL u otros incentivos.
- Los CEL solo promueven la producción eléctrica, mientras que el biogás puede ser utilizado no sólo para la producción eléctrica sino también para obtener energía térmica y combustible vehicular. No existen incentivos para promover estos usos.
- Muchos proyectos de biogás utilizan la energía para autoconsumo, caso que no es cubierto por los CEL.

Retos tecnológicos por superar

La producción de biogás tiene muchos retos tecnológicos. La falta de limpieza en el biogás (remoción de H₂S) es un problema común en las plantas mexicanas. Sin embargo, la elección y diseño de plantas de biogás representa un reto, en tanto que la planta debe adaptarse a los sustratos, las características del sitio, así como a los propios objetivos del sistema. Frecuentemente habrá una compensación entre los costos y la eficiencia de producción de biogás. Adicionalmente, debe considerarse la disposición final o uso del digestato.

En el sector agrícola y en ciertos sectores industriales, el biodigestor típico es una laguna anaerobia cubierta o una “biobolsa”. Este tipo de biodigestor representa un concepto completamente diferente y menos costoso que un digestor típico de planta danesa, que regularmente es del tipo agitado de alta tasa.

Una laguna cubierta está fabricada de polietileno de alta densidad o de polipropileno. No se calienta y frecuentemente no se agita. El resultado es una producción de biogás baja y variable, pues muchos sistemas dependen de la temperatura atmosférica. Adicionalmente, en los meses fríos se produce menos metano. Sin agitación los sólidos se depositarán derivando en una reducción progresiva del volumen del digestor. Como es difícil vaciar un biodigestor de polipropileno, los biodigestores azolvados se abandonan frecuentemente y se construyen otros según se necesite, que se abandonará a su vez cuando se azolven. Evidentemente, esta no es la forma más eficiente de tratar estiércol.

Sin embargo, existen otros tipos de lagunas anaerobias más avanzadas con pretratamiento de sustratos, sistemas de bombeo externos, digestión en serie y postratamiento de digestato. Tales características pueden mejorar la producción de biogás, reducir el área requerida y mejorar el reciclado de nutrientes, pero también incrementan el costo de capital y los costos de operación. Otra opción podría ser desarrollar lagunas con piso

³⁰ Currently, the auctions for 2019 have been momentarily frozen by the new administration.

http://www.zocalo.com.mx/new_site/articulo/no-interesa-a-cfe-energias-limpias

³¹ El Economista. Subastas tira precios de energía renovable. Available at: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Subastas-tiran-precios-de-energia-renovable-20171123-0032.html>

de concreto que solo se vaciaran cada 3-5 años. Aún no se ha evaluado si esto es factible. En sistemas lagunares los sólidos se separan regularmente de los líquidos antes de que éstos entren a las lagunas, para reducir la carga orgánica de sólidos, reducir el volumen de la laguna o reducir sedimentación. Con esta práctica se pierde una parte del metano potencial.

Los digestores daneses se construyen de acero o concreto y están diseñados para operar completamente mezclados y agitados. Pueden codigerir diferentes sustratos y tienen una inversión más costosa. Están adaptados a un clima más frío y a los sistemas daneses de gestión de estiércol, en los que siempre se maneja y almacena el estiércol como mezcla líquida. Los sólidos no son separados antes de entrar al digestor. Tampoco el digestato se separa entre sólidos y líquidos antes de ser aplicado a los campos de cultivo en primavera.

Sin embargo, los intentos para transferir tecnología de un país a otro fallan a menudo. Aún representa todo un reto complejo el diseñar de un sistema de biodigestión adaptado a los sustratos y a las condiciones mexicanas, que busque cumplir ciertos objetivos específicos con máxima eficiencia, con la menor complejidad y el máximo beneficio.

La gestión de los residuos es competencia municipal

En México el servicio de tratamiento de residuos ambientalmente racional a menudo no es apreciado. Más aún, la aplicación del Derecho Ambiental está sujeta a la falta de vigilancia y no existe aplicación de penalidades y multas reales a los infractores por el costo político que representan estas medidas. Éste es un reto para los promotores del mercado de biogás, porque el biogás ofrece una solución menos costosa para el tratamiento de residuos orgánicos en comparación con otras tecnologías (por ejemplo, la incineración). Si los consumidores y las compañías pagaran los costos reales del tratamiento de los residuos, incluyendo la separación obligatoria de los mismos, esto mejoraría los casos de negocio para el biogás.

Los municipios son responsables del agua residual y del transporte y manejo de residuos sólidos urbanos, residuos de mercados y de los residuos del sector servicios. Actualmente, los productores de residuos no pagan el costo real del manejo de estos residuos³². Para municipios con menos recursos el manejo de residuos consume una gran cantidad del presupuesto municipal y no pueden costear la operación adecuada de las plantas de tratamiento de agua residual, ni establecer rellenos sanitarios (lo que ocasiona el surgimiento de tiraderos a cielo abierto).

Las compañías deben manejar sus propios residuos y regularmente pagan una cuota por depositarlos en vertederos. En esos casos el servicio de tratamiento de residuos tiene un precio y sin éste, los casos de Sonora no hubieran podido ser factibles. Sin embargo, la cuota por la utilización de los rellenos sanitarios aún es muy baja, lo que es una barrera para el tratamiento de residuos orgánicos en un digestor anaerobio en lugar de mandarlos a sitios de disposición final (rellenos sanitarios o tiraderos a cielo abierto en el peor de los casos).

Las compañías también pagan cuotas si descargan sus aguas residuales al alcantarillado que se dirige a una PTAR municipal. Sin embargo, no existen incentivos importantes en contra de la disposición de residuos orgánicos en vertederos o en contra de la descarga de residuos orgánicos líquidos al alcantarillado. Una multa

³² http://www.foroenres2018.mx/presentaciones/8_10%20de%20oct%20Magda%20Correal.pdf

elevada por hacer esto podría incentivar más la elección de seleccionar el tratamiento de los residuos en lugar de la fácil solución que incluye desechar o descargar residuos sin tratamiento alguno.

Los proyectos de codigestión podrían ser más fáciles y más factibles si los requisitos legislativos fueran vigilados y efectivos, tanto para la separación en la fuente de residuos orgánicos (de casas-habitación y empresas) y para la separación y disposición de aceites y grasas de restaurantes.

El desarrollo del Mercado podría hacer disminuir los costos.

Un sector de biogás inmaduro y un mercado incipiente derivan en costos elevados. Durante los proyectos se encontró que los costos de los generadores eléctricos (y de otros equipos) eran sorprendentemente mayores en México en comparación con Dinamarca y Europa. Esto puede ser debido al hecho de que el mercado es inmaduro y debido a que existen muy pocos proveedores de dichos equipos. Si el sector de biogás se desarrolla en México, los precios bajarán. Esto podrá mejorar los casos de negocio de biogás en México.

Asuntos educativos y organizacionales

En México aún existe un conocimiento limitado acerca de soluciones robustas de bajo costo, de limpieza de biogás y de mantenimiento. En las plantas de biogás todos aspectos de la operación deben ser vigilados. Algunas veces durante los proyectos se observan situaciones en las que un problema (por ejemplo la remoción de azufre del biogás) no se soluciona y el biogás se quema, disminuyendo severamente el caso de negocio. Muchos de esos problemas podrían resolverse de manera relativamente fácil a través de diferentes tipos de prácticas, actividades educativas y compartiendo experiencias.

El manejo y uso del biogás es un reto organizacional. Todas las partes interesadas y autoridades deben reaccionar al “escenario completo” al mismo tiempo para obtener todos los beneficios del biogás. En Sonora las industrias, la compañía de agua residual, los granjeros y las autoridades deben trabajar juntos para lograr uno de los casos de biogás. Esto demanda un alto nivel de confianza, colaboración y acuerdos claros.

Parte 3. Posibles pasos a seguir

Como hemos visto, la producción de biogás representa una forma sustentable de tratar los desechos orgánicos, producir energía renovable, reducir las emisiones de metano y facilitar el reciclaje de nutrientes. También hemos visto que una serie de barreras impiden una utilización más amplia de esta tecnología.

En la Parte 1, estimamos que en México el valor total del biogás podría exceder los 40 centavos de dólar / m³ de metano dentro de una década, y que el valor podría ser aún más alto a largo plazo. Sin embargo, a menudo sólo el "valor energético" está visible para el inversionista, que a menudo no es suficiente para desarrollar proyectos viables, ya que el biogás como fuente de energía renovable es más costoso que la energía eólica y solar. Para que el biogás sea viable en general, el valor del desperdicio y reciclaje y las emisiones de CO₂ fósiles que son evitadas, también deben ser valorizadas.

Sabemos por experiencias mexicanas y danesas que la tecnología de biogás realmente puede funcionar, pero también que los proyectos deben diseñarse con mucho cuidado y que se deben cumplir una serie de condiciones para lograr un proyecto duradero y sostenible y así cosechar los beneficios previstos. Una sola condición que no se cumpla puede ser suficiente para influir negativamente en el caso de negocio y hacer que el proyecto sea inviable. También aprendimos de las experiencias danesas, que los esquemas de apoyo del gobierno que son demasiado generosos pueden generar gastos socioeconómicos innecesariamente altos e cambios inapropiados y constantes en la política.

Programa de inversión y seguimiento

Para apoyar el desarrollo del mercado del biogás en México, se debe considerar una nueva inversión y un programa de seguimiento. En México ya existe mucho conocimiento y experiencia sobre biogás, y es importante desarrollar y fortalecer este activo. Un programa de inversión y seguimiento podría basarse en experiencias anteriores (por ejemplo, FIRCO). Sin embargo, debe reformarse y reforzarse con respecto a los siguientes aspectos importantes:

- Mejorar la calidad de los diseños de plantas / digestores desarrollando y garantizando el cumplimiento de las recomendaciones y estándares nacionales.
- Asegurar la limpieza de gases, especialmente para la eliminación de H₂S del biogás.
- Desarrollo de lineamientos de conexión a la red para generación eléctrica. Los usuarios finales deben tener acceso a las directrices y debe haber un número de teléfono y una dirección de correo electrónico para las consultas.
- Explorar y analizar diferentes usos de biogás o cómo reemplazar los combustibles fósiles de la manera más valiosa.
- Capacitación a dueños de plantas, productores y operadores acerca de la correcta operación, monitoreo y control de los digestores.
- Seguimiento remoto para evaluar el desempeño operacional y proporcionar alertas oportunas y las medidas correctivas.

- Organizar reuniones y talleres que fortalezcan la colaboración y el intercambio de experiencias y conocimientos sobre la operación y el desempeño de las plantas.
- Desarrollar una base de datos con información sobre residuos (cantidad, calidad, disponibilidad, contactos) disponible para los principales productores.
- Integración de información sobre casos exitosos de reciclaje de nutrientes para la producción de cultivos y el uso de digestato (biosólidos) como fertilizantes orgánicos seguros y mejoradores de suelos.
- Desarrollo de capacidades sobre acuerdos de asociación y participación de partes interesadas en proyectos de biogás.
- Una evaluación exhaustiva de la disponibilidad de sustratos y la gestión adecuada en el sitio, las condiciones de transporte y la logística.
- Asesoramiento legal a los inversores en relación con los contratos que garantizan la disponibilidad de sustratos, el funcionamiento adecuado de los equipos y la entrega de la calidad de biogás prometida.
- Poner en práctica una cultura de pago por el servicio de recolección y tratamiento de residuos.

Un requisito importante para una producción exitosa y estable de biogás es el desarrollo de la tecnología y el *know-how* del biogás en México. Muchos de los digestores que se comercializan actualmente (principalmente en lagunas cubiertas) no han encontrado el equilibrio adecuado entre los bajos costos de inversión y operación, la operación fácil, la producción eficiente de energía y la recuperación adecuada de nutrientes y agua.

El programa de inversión y seguimiento podría facilitar dicho desarrollo si el apoyo a la inversión se otorga a condición de que el biogás se utilice para producir energía, y si se dedican recursos suficientes a actividades que ayuden a las partes interesadas a superar desafíos comunes como los mencionados anteriormente.

Un programa de este tipo podría respaldar nuevos proyectos y la recuperación de sistemas existentes con bajo rendimiento, con el objetivo de mejorar la producción y utilización de biogás.

Un resultado beneficioso podría ser el desarrollo de tecnologías de biogás adaptadas a las unidades ganaderas mexicanas, industrias alimentarias, desechos domésticos orgánicos e instalaciones de tratamiento de aguas residuales. El programa podría preparar "historias de éxito" que presenten proyectos de biogás bien administrados o proyectos nuevos que puedan identificarse como instalaciones de demostración. Esto sería crucial para aumentar el nivel de conocimiento y la aceptación pública, y daría como resultado un mercado más sólido para las soluciones de biogás en México.

El recién creado Consejo Nacional de Biogás AC (CNBiogás) podría ser un socio relevante para dicho programa. Podrían participar empresas privadas, universidades, centros de investigación, organizaciones no gubernamentales y consultores, presentando sus soluciones y compartiendo resultados y experiencias con otros participantes en el programa y con otras partes interesadas.

El programa podría dirigirse a sectores específicos o dividirse en subprogramas, tales como:

- a. El biogás en la agricultura y en la industria alimentaria, en colaboración con SAGARPA ³³
- b. El biogás procedente de plantas de tratamiento de aguas residuales, en colaboración con CONAGUA ³⁴
- c. El biogás de bio-residuos urbanos, en colaboración con SEMARNAT ³⁵
- d. Producción biogás a pequeña escala en zonas rurales, en colaboración con la Secretaría del Bienestar

Otras secretarías que pueden estar involucradas son la SENER³⁶, SSA³⁷, SEP³⁸, y SECTUR³⁹. El gobierno mexicano debe incluirse, no sólo a nivel federal, sino también a nivel estatal y municipal.

a. El biogás en la agricultura y la industria alimentaria

Enfoque: Mejorar el manejo del estiércol, la producción de biogás y el reciclaje de nutrientes en la industria ganadera, así como promover el tratamiento adecuado de los residuos en la industria alimentaria en México. El punto de partida podría ser una evaluación de las emisiones actuales de metano y las oportunidades para el reciclaje de nutrientes en el sector. El programa podría incluir un acuerdo voluntario con organizaciones relevantes de la industria sobre un plan de acción destinado a reducir las emisiones y aumentar el reciclaje de nutrientes.

b. El biogás proveniente de plantas de tratamiento de aguas residuales

Enfoque: Incrementar y optimizar la producción y utilización de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales. El objetivo sería reducir el consumo de energía de la red mediante la utilización de biogás y promover el uso de lodos tratados en tierras de cultivo mediante el establecimiento de parcelas agrícolas piloto.

c. El biogás de los bio-residuos urbanos

Enfoque: Mejorar los sistemas de manejo de residuos urbanos en México. Una iniciativa nacional de residuos podría tratar de motivar a los estados y municipios a trabajar conjuntamente en este desafío. Por ejemplo, los recursos financieros podrían estar disponibles para los estados o municipios de vanguardia con experiencias exitosas que resulten en mejores prácticas de gestión de residuos. Se podría seleccionar un pequeño número de estados para un próximo paso que involucre la replicación exitosa de experiencias en los municipios.

d. Producción de biogás a pequeña escala en zonas rurales

Muchos biodigestores existentes en México son digestores domésticos a pequeña escala que producen biogás para cocinas o para calefacción, y que reemplazan la leña. Muchos de estos digestores están bien administrados y se utilizan tanto el biogás como el digestato. Esto apunta al hecho de que el biogás puede desempeñar un papel en la mitigación de la desigualdad social y la pobreza, principalmente en las áreas

³³ Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural

³⁴ Comisión Nacional del Agua

³⁵ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

³⁶ Secretaría de Energía

³⁷ Secretaría de Salud

³⁸ Secretaría de Educación Pública

³⁹ Secretaría de Turismo

rurales. Sobre esta base, el desarrollo de la producción de biogás a pequeña escala podría resultar en un importante y positivo impacto social, económico y ambiental.

Incentivos y condiciones marco

Como hemos visto, la producción de biogás debe considerarse como un elemento de un sistema de tratamiento integrado para residuos orgánicos en relación con la producción de energía renovable. Deben existir las siguientes condiciones para que la producción de biogás sea viable:

1. Debe estar disponible un flujo de residuos adecuado sin un uso más valioso que requiera un tratamiento adecuado para cumplir con las regulaciones de descarga o para mejorar el entorno local y/o para reciclar nutrientes.
2. El proyecto de biogás debe proporcionar una menor huella de carbono en comparación con la práctica actual de manejo de residuos, por la reducción de las emisiones de metano de los residuos.
3. El proyecto de biogás debe permitir la sustitución de combustibles fósiles.

El marco general de condiciones podría ajustarse para permitir la producción de biogás en situaciones en las que se cumplan los tres criterios.

Esto permitiría un nuevo paradigma en la sociedad mexicana (e idealmente dentro del marco legal mexicano) con la noción de que la digestión anaerobia es una forma adecuada de eliminar desechos líquidos o sólidos con alto contenido orgánico, porque la energía (biogás) y los recursos (nutrientes) pueden ser recuperados. Es complicado establecer un marco equilibrado de condiciones y de apoyo para la producción de biogás, ya que están involucrados varios sectores y aspectos: energía, medio ambiente, agricultura, sociedad y residuos. Del mismo modo, varios niveles gubernamentales están involucrados: federal, estatal y municipal. Sin embargo, los elementos importantes a considerar al crear el marco de condiciones de apoyo para el biogás son:

- Conexión a red y modelos de generación distribuida. Los modelos existentes podrían ser comunicados o mejorados.
- Un valor garantizado del biogás con fines energéticos. Esto podría ser para electricidad, fines industriales o transporte. Los Certificados de Energía Limpia podrían ser parte de esto, pero se recomienda que el número de CEL para cada tipo de energía limpia se defina de antemano y que las subastas se realicen por separado.
- Acceso más fácil al financiamiento, por ejemplo, a través de préstamos bancarios.
- Posibilidades y condiciones para acuerdos de compra de energía entre empresas, y entre autoridades y empresas.
- La futura regulación de los grandes productores ganaderos:
 - El tratamiento adecuado del estiércol, incluida la producción de biogás y el reciclaje de nutrientes, podría ser una condición para la producción ganadera nueva o mayor.

- Se podría requerir que las empresas más grandes calculen y publiquen sus emisiones de GEI junto con sus compromisos de mitigación.
- Una prohibición, un aumento de las tarifas o sanciones por la eliminación de desechos orgánicos en los rellenos sanitarios, junto con la aplicación de la regulación que impide el uso de tiraderos a cielo abierto o incluso rellenos sanitarios.
- Recolección obligatoria de biogás de todos los rellenos sanitarios nuevos y de los rellenos existentes por encima de una cierta capacidad.
- Requisitos para las futuras PTARs relacionadas con la producción y el uso de biogás. Las PTARs con flujos mayores a 250 l/s, podrían ser requeridas para incluir forzosamente un digestor anaerobio y el uso de biogás.
- Reciclaje de nutrientes. Se podría desarrollar un catálogo tecnológico de métodos de tratamiento que produzcan biofertilizantes "seguros" a partir de desechos orgánicos.
- El biogás como biocombustible en el sector del transporte. El biogás podría ser reconocido como un biocombustible en relación con la mezcla de obligaciones para los combustibles para transporte.

Si México continúa persiguiendo un desarrollo hacia un sistema de energía libre de fósiles, la energía eólica y solar fotovoltaica probablemente se volverán más dominante en la producción de electricidad en algún momento. En un sistema de energía de este tipo, el valor del biogás como reemplazo del gas natural fósil, como combustible para transporte o como integrador de la energía eólica y solar aumentará porque la energía eólica y solar fluctúan y éstas fuentes de energía necesitan combustibles renovables de respaldo.

Hasta que aumente el valor del biogás como combustible renovable, el desafío es desarrollar el sector del biogás en México al unir esfuerzos para afrontar el reto del manejo de residuos y cuidar el medio ambiente y la mitigación de emisiones de GEI. Elegir primero metas de corto alcance y maximizar los beneficios, sería una buena política para apoyar el desarrollo de la industria del biogás en México.

Referencias

California Air Resources Board, 2019

<https://ww2.arb.ca.gov/homepage>

<https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm>

California Department of Food and Agriculture, 2019

Dairy Digester Research and Development Program

<https://www.cdffa.ca.gov/oefi/ddrdp/>

California Public Utilities Commission

http://www.cpuc.ca.gov/renewable_natural_gas/

CONAGUA, 2018

Estadísticas del agua en México, edición 2018.

http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2018.pdf

DEA 2014

Biogas i Danmark – status, barrierer og perspektiver

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biogas_i_danmark_-_analyse_2014-final.pdf

DEA, Cowi, 2017

Biomass roadmap for Mexico: Assessment of potentials.

Background report.

DEA, Cowi 2019

Status Assessment of Distributed Renewable Energy Generation in Mexico,

Lessons Learnt for Latin America and the Caribbean

DEA, II-UNAM, IPICYT, IBTech®, 2019

Feedstock database for biogas production in Mexico.

Danish Climate and Energy Partnership Programme in Mexico 2017 - 2020

DEA, IBTech®, Ea Energy Analyses, 2019

Biogas plants in DK and MX.

Danish Climate and Energy Partnership Programme in Mexico 2017 - 2020

DEA, IBTech®, Ea Energy Analyses, 2019

Biogas Tool: calculation costs and benefits of biogas production in Mexico 2018-2019.

Danish Climate and Energy Partnership Programme in Mexico 2017 - 2020

DEA, Ea Energy Analyses, IBTech®, 2019
Pre-feasibility studies for biogas production in Sonora 2018-2019.
Danish Climate and Energy Partnership Programme in Mexico 2017 - 2020

DEA, Ea Energy Analyses, IBTech®, 2019
Pre-feasibility study for biogas production in Guanajuato 2018-2019.
Danish Climate and Energy Partnership Programme in Mexico 2017 - 2020

Fereydoun NMN Arfaa, 1978.
The effect of various chemicals and temperature in destruction of the eggs of *Ascaris lumbricoides*:
A progress report.

Global Bioenergy Statistics 2017 & 2018,
World Bioenergy Association
<https://worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics>

IEA, 2016
Mexico Energy Outlook,
IEA special report
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MexicoEnergyOutlook.pdf>

IEA 2018
World Energy Outlook 2018
<https://www.iea.org/weo/>

IMTA, 2016
Energía limpia del agua sucia: Aprovechamiento de lodos residuales
IMTA and ANEAS
https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros_html/energia-limpia/files/assets/common/downloads/publication.pdf

INECC, 2012.
Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de Residuos 2012-Versión extensa. México.
Consultado el 9 de enero de 2018 de:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/187440/diagnostico_basico_extenso_2012.pdf

IRRI México 2015
Anaerobic Biodigester Technology in Methane Capture and Manure Management in Mexico
International Renewable Resources Institute of Mexico
IRRI Mexico & Tetra Tech ES (2015). USAID.

KPMG, 2016.

Oportunidades en el sector eléctrico en México. Global Strategy Group Energía y Recursos Naturales. México.

<https://home.kpmg.com/content/dam/kpmg/mx/pdf/2016/10/DEmx-opportunidades-sector-electrico.pdf>

Morgan-Sagastume, 2016.

Aprovechamiento energético de biogás en PTAR.

Convención Anual ANEAS. Tijuana, 7 de noviembre de 2016.

REMBIO 2019

Red Mexicana de Bioenergía.

http://rembio.org.mx/?page_id=643.

Ricardo Ortiz Conde, 2018

La visión de medio ambiente en la valorización energética de los residuos sólidos urbanos.

Director de Gestión Integral de Residuos / SEMARNAT

Foro Internacional Valorización energética de residuos urbanos. Avances y Retos 2018

Rios, M., & Kaltschmitt, M., 2013.

Bioenergy potential in Mexico—status and perspectives on a high spatial distribution.

Biomass Conversion and Biorefinery, 3(3), 239-254

Rosario H. Pérez-Espejo, Gretel I. Cervantes-Hernández, 2018.

ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN. EL PROGRAMA DE BIODIGESTORES EN YUCATÁN, MÉXICO

Instituto de Investigaciones Económicas (IIEC) UNAM. Península vol. XIII, núm. 2 julio-diciembre de 2018 pp. 235-262

SENER 2018.

Reporte de Avance de Energías Limpias Primer Semestre 2018 México.

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf

SENER 2019

Secretaría de Energía. Sistema de Información Energética. Consultado el 4 de mayo de 2019 en:

<https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>

The Paris Agreement 2015

UNFCCC

<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

UNAM, 2013

Evaluación de opciones tecnológica para el tratamiento integral de aguas residuales para el sector pecuario en Mexico. Informe de proyecto.

Instituto de Ingeniería de la UNAM

SAGARPA.

Zurita, Álvaro, 2016.

“Mitigación de emisiones mediante la valorización energética de residuos urbanos”.

Presentación del Programa EnRes/GIZ durante el Diálogo Público-Privado de la Contribuciones Nacionalmente Determinadas.

Abreviaciones:

DEA: Agencia Danesa de Energía

II-UNAM: Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México

IPICT: Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica

Anexo: Reciclaje y regulación de nutrientes en Dinamarca

El reciclaje de nutrientes sustituyendo el fertilizante mineral producido industrialmente, se vuelve cada vez más importante debido al agotamiento de las reservas naturales globales del fósforo. El digestato de las plantas de biogás es un excelente fertilizante para las plantas, rico en nutrientes y materia orgánica, y con nutrientes más accesibles que el estiércol crudo. En Dinamarca y Europa, tanto el estiércol crudo como el lodo y el digestato de las plantas de biogás se utilizan directamente como fertilizante para los cultivos sin ningún procesamiento adicional.

En Dinamarca, el Ministerio de Medio Ambiente y Alimentación es responsable de la regulación del uso del estiércol como fertilizante y de la aplicación de la legislación pertinente de la UE ⁴⁰. La regulación más importante es:

- Ordenamiento legal que regula la gestión del estiércol a partir de la producción ganadera ⁴¹
- Ordenamiento legal que regula el uso de fertilizantes en la agricultura y en la cubierta vegetal ⁴²
- Ordenamiento legal que regula el uso de residuos orgánicos como fertilizante en tierras de cultivo ⁴³
- Ordenamientos legales del uso de residuos de animales, por ejemplo, los rastros están regulados por la Administración Danesa de Veterinaria y Alimentos ⁴⁴

Los elementos importantes en este reglamento son:

- Se permite el uso de estiércol de ganado sin tratar en tierras agrícolas. Lo mismo se aplica al contenido del tracto digestivo, la leche y los productos lácteos.
- El estiércol y el lodo se deben almacenar en tanques de almacenamiento herméticos. Se necesitan permisos y se debe proporcionar documentación para cumplir con los requisitos de resistencia, densidad y durabilidad. Los requisitos son más estrictos cerca de las plantas de extracción de agua, arroyos, lagos y aguas costeras.
- Los nutrientes en el estiércol y purines deben usarse como fertilizantes en las tierras de cultivo. La única alternativa es la incineración en plantas de incineración aprobadas.
- Se tiene límites máximos de las cantidades de N y P por hectárea que pueden aplicarse legalmente a las tierras agrícolas.
- Si una granja tiene más estiércol del que se puede aplicar legalmente en las tierras de la misma, debe haber un acuerdo por escrito de que el exceso de estiércol se asigne a otra granja, una planta de biogás o una planta de incineración.
- La aplicación de fertilizantes líquidos o biomasa desgasificada debe realizarse con ciertas tecnologías para evitar olores y emisiones.

⁴⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0851&from=DA>

⁴¹ <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=202840>

⁴² <https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=202172>

⁴³ <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=202047>

⁴⁴ <https://www.foedevarestyrelsen.dk/Leksikon/Sider/Biogasanl%C3%A6g.aspx>

- La aplicación de fertilizante líquido o biomasa desgasificada debe realizarse justo antes y durante la temporada de crecimiento para poder utilizar los nutrientes de manera eficiente y evitar fugas.
- Ciertos tipos de residuos orgánicos se pueden aplicar a tierras agrícolas sin permiso, y otros tipos necesitan permiso. Ambos tienen que aplicar límites para metales pesados, sustancias dañinas para el medio ambiente e impurezas físicas.
- Los residuos orgánicos deben someterse a tratamientos de higienización especificados antes de la aplicación en tierra: estabilización, compostaje controlado o esterilización controlada (70 ° C en 1 hora)⁴⁵ según el tipo.
- Los subproductos animales deben regularse con <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=celex%3A32009R1069>. Este reglamento prohíbe el uso de subproductos animales de riesgo para la alimentación. El material de alto riesgo, como los animales que murieron de ciertas enfermedades, debe quemarse. Se pueden usar materiales de menor riesgo para el biogás, pero a veces, solo después de la esterilización a presión. Para manejar tales materiales, la planta de biogás debe tener una unidad de esterilización aprobada.

La regulación danesa se basa en la experiencia de que la digestión anaerobia elimina eficientemente los patógenos relevantes en Dinamarca. La figura 18, se basa en experimentos realizados por un programa de seguimiento veterinario para la producción de biogás en Dinamarca en 1998.



Figure 18. Resultados del seguimiento veterinario para la producción de biogás, Dinamarca, 1998.

⁴⁵ Los subproductos animales se deben alinear al siguiente reglamento <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=celex%3A32009R1069>; el objetivo de éste es evitar los riesgos para la salud mediante la prohibición del uso de subproductos animales para alimentación que puedan tener encefalopatía espongiforme transmisible (TSE). Establece que el material de alto riesgo (categoría 1) debe quemarse. Los materiales de menor riesgo (categoría 2 y 3) se pueden usar para el biogás, pero a veces solo después de la esterilización a presión.