

Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile



Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile



GUÍA DE PLANIFICACIÓN PARA PROYECTOS DE BIOGÁS EN CHILE

Publicado por:

Proyecto Energías Renovables
No Convencionales (MINENERGÍA/GIZ)

Ministerio de Energía (MINENERGÍA)
Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13
Santiago, Chile
www.minenergia.cl

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Federico Froebel 1776, Providencia
Santiago, Chile
www.giz.de

ISBN: 978-956-8066-14-7

Santiago de Chile, junio 2012

GUÍA DE PLANIFICACIÓN PARA PROYECTOS DE BIOGÁS EN CHILE



Aclaración

Esta publicación fue preparada por encargo del proyecto “Energías Renovables No Convencionales” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Sin perjuicio de ello, las conclusiones, opiniones y recomendaciones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. De igual forma, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre que se cite la fuente de referencia.

Agradecimientos

Se agradece a la División Energías Renovables del Ministerio de Energía por el apoyo brindado a esta iniciativa. Asimismo, se reconoce en forma especial, la contribución en la redacción y coordinación de esta guía a los profesionales Karin von Osten, Christian Santana, Trudy Könemund y Karin Franzen. Por último, se realiza un reconocimiento a la empresa Ecofys Germany GmbH y al Dr. Felipe Kaiser por su aporte en esta publicación.

Se agradece al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España por autorizar la reproducción parcial en la presente guía del documento “Biomasa: Digestores Anaerobios” (IDAE 2007).

Material fotográfico:

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
CCU S.A.
Dr. Felipe Kaiser
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
Fachverband Biogas e.V. (FvB)
HBS Energía S.A.
KDM Energía S.A.
Metrogas S.A.
Schmack Biogas GmbH (Viessmann Group)
United States Environmental Protection Agency (EPA)
UTEC GmbH

Fortalecer las Energías Renovables No Convencionales: El Biogás como Fuente de Energía Limpia

Chile se enfrenta al desafío histórico de aumentar su suministro energético para alcanzar las esperadas metas de crecimiento y llegar a ser un país desarrollado. Así lo ha entendido el Gobierno y el mismo Presidente Sebastián Piñera. Bajo su mandato nuestro Ministerio ha trabajado en la “Estrategia Nacional de Energía”, documento que servirá como carta de navegación en materia energética durante los próximos veinte años.

Acorde a esta estrategia, sabemos que necesitamos energía, pero no cualquier energía: necesitamos energía limpia, económica y segura. Y siguiendo los lineamientos internacionales, es que dentro de esta estrategia se ha hecho un compromiso para acelerar y aumentar el uso de las Energías Renovables No Convencionales y de sistemas de transmisión que aseguren su uso.

Pero, pese a que nuestro país es potencialmente rico en este tipo de energías, su desarrollo ha sido lento, debido a los altos costos que significan su instalación, la escasa información que existe para la industria y la ciudadanía y la falta de capacidades técnicas locales para enfrentar estos proyectos.

Este documento, sin duda contribuye a bajar esta barrera, centrándose en el gran potencial de la energía biomásica, particularmente aquella que es factible de producir biogás. La “Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile” es un esfuerzo conjunto del Ministerio de Energía y la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), que entrega los principales ejes y lineamientos para explotar este tipo de energía.

Bajo el marco del Proyecto “Energías Renovables No Convencionales”, el Ministerio y la GIZ trabajan constantemente para entregar información actualizada y de carácter público, tanto de los recursos de ERNC, como del marco normativo y regulatorio aplicable a estos proyectos. Con ello se intenta profundizar el conocimiento que puedan tener los inversionistas, nacionales e internacionales, interesados en el desarrollo de este tipo de proyecto en nuestro país.

La “Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile” es una guía técnica diseñada para entregar los conocimientos y herramientas básicas que deben tenerse en consideración al momento de emprender un proyecto de biogás. Abarca desde la descripción de los procesos que dan origen al biogás y sus tecnologías, sus posibles mercados, costos, inversiones, modelos de negocio hasta una descripción de los permisos ambientales para integrarse al mercado eléctrico que requieren las plantas de biogás.

El desarrollo de esta fuente energética en nuestro país tiene muchísimas potencialidades, sobre todo en el sector agropecuario, ya que los desechos de esta industria son ricos en materia orgánica la que a través de la digestión anaeróbica produce biogás y bioabono, que ayuda a mejorar el suelo.

Precisamente, esta guía, así como todo el trabajo realizado en conjunto con GIZ, es de gran utilidad para el desarrollo y la masificación de las Energías Renovables No Convencionales, para continuar impulsando su incorporación a nuestra matriz energética y cumplir así los objetivos de largo plazo planteados por nuestro Gobierno.

Santiago de Chile, Junio de 2012

Jorge Bunster Betteley
Ministro de Energía

Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Motivación y objetivo	17
1.2 Estructura.....	17
1.3 Introducción a los proyectos de biogás	18
2. EL BIOGÁS	21
2.1 Conceptos básicos en la producción de biogás.....	23
2.2 Características del biogás.....	25
2.3 Fases de la digestión anaerobia.....	25
2.4 Parámetros básicos de operación.....	28
2.5 Aspectos generales sobre sustratos	30
2.6 Co-digestión anaerobia.....	32
2.7 Beneficios de la producción de biogás	32
2.7.1 Beneficios de protección medioambiental	32
2.7.2 Beneficios de la fertilización orgánica con digestato	33
2.7.3 Beneficios económicos	34
2.7.4 Beneficios sociales	35
2.7.5 Aumento de la sustentabilidad de los sistemas productivos	35
3. TECNOLOGÍAS EN LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	37
3.1 Manejo de los sustratos	40
3.1.1 Recepción y almacenamiento	40
3.1.2 Sistemas de alimentación.....	41
3.2 Producción de biogás	43
3.2.1 Tipos de reactores de digestión anaerobia	43
3.2.2 Reactores más frecuentemente usados.....	46
3.2.3 Sistemas en dos fases/etapas e híbridos	48
3.2.4 Reactores para alto contenido de sólidos	50
3.2.5 Sistemas de calefacción	53
3.2.6 Sistemas de agitación.....	54
3.2.7 Almacenamiento del biogás.....	59
3.3 Utilización del biogás	61
3.3.1 Tratamiento del biogás.....	61
3.3.2 Cogeneración.....	63
3.4 Dimensionamiento de una planta de biogás	67
3.4.1 Manejo de los sustratos	68
3.4.2 Dimensionamiento de los digestores	68
3.4.3 Dimensionamiento del almacenamiento de biogás.....	69
3.4.4 Dimensionamiento de equipos de generación eléctrica o de cogeneración.....	69
3.4.5 Dimensionamiento del almacenamiento de digestato	70
3.5 Cuidados en la operación de plantas de biogás.....	71
3.5.1 Fallas asociadas a la operación de equipos	71
3.5.2 Fallas asociadas al proceso biológico	71

4. CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	75
4.1 Magnitud de proyectos a partir de residuos agrícolas	77
4.2 Valorización de productos asociados a las plantas de biogás.....	77
4.2.1 Ingresos por energía y potencia eléctrica	79
4.2.2 Ingresos por energía térmica de cogeneración	82
4.2.3 Ingresos por sustitución de otros combustibles	82
4.2.4 Ingresos por digestato como abono o mejorador de suelo.....	83
4.2.5 Venta de CERS	84
4.2.6 Ingresos por tratamiento y disposición de residuos.....	86
4.3 Costos asociados a los proyectos de biogás.....	86
4.3.1 Inversión.....	87
4.3.2 Costos de operación.....	89
4.3.3 Costos de mantenimiento y reparaciones	90
4.3.4 Otros costos	91
4.4 Instancias de apoyo	92
5. PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO DE BIOGÁS.....	95
5.1 Primer paso: Disponibilidad y estimación del potencial energético	98
5.2 Prefactibilidad: Emplazamiento, selección de tecnología y diseño conceptual.....	98
5.3 Factibilidad: Análisis de la biomasa e ingeniería base.....	100
5.4 Realización del proyecto	101
5.5 Puesta en marcha y operación de la planta.....	101
6. MARCO LEGAL Y PERMISOS	103
6.1 Marco legal ambiental para plantas de biogás	105
6.1.1 Impactos ambientales potenciales de plantas de biogás	106
6.1.2 Pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)	108
6.1.3 Tramitación de un proyecto en el SEIA.....	109
6.1.4 Permisos ambientales sectoriales para proyectos de biogás.....	110
6.2 Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás	112
6.2.1 Conexión a nivel de distribución.....	112
6.2.2 Conexión a sistemas de transmisión	113
6.2.3 Otras obligaciones previas a la conexión	114
7. CLAVES PARA EL ÉXITO DE UN PROYECTO DE BIOGÁS.....	115
8. ANEXO: Ejemplos de proyectos.....	119
Glosario	129
Enlaces de interés.....	131
Referencias.....	133

Tablas

Tabla 1:	Algunas cifras importantes.....	19
Tabla 2:	Composición del biogás según el origen del sustrato utilizado.....	25
Tabla 3:	Rangos de rendimiento y concentración de metano para distintos tipos de compuestos orgánicos.....	30
Tabla 4:	Características generales de los sustratos comunes más utilizados en proyectos de biogás.....	31
Tabla 5:	Aumento de la concentración de amonio a través de la digestión anaerobia.....	34
Tabla 6:	Características de los reactores de mezcla completa	47
Tabla 7:	Características de los reactores de flujo pistón	48
Tabla 8:	Características de agitadores de hélice sumergible.....	55
Tabla 9:	Características de agitadores axiales de rotación lenta	56
Tabla 10:	Características de agitadores excéntricos.....	57
Tabla 11:	Características de agitadores verticales y horizontales de paleta	58
Tabla 12:	Características del almacenamiento externo del biogás	59
Tabla 13:	Características del almacenamiento integrado del biogás.....	60
Tabla 14:	Tratamiento según el uso final del biogás	61
Tabla 15:	Características de los motores para biogás con encendido diesel.....	64
Tabla 16:	Características de los motores para biogás en ciclo Otto.....	65
Tabla 17:	Valores promedio del poder calorífico de diferentes combustibles y su equivalente referido al biogás.....	82
Tabla 18:	Distribución de costos de inversión en plantas de biogás	88
Tabla 19:	Resumen costos de operación	90
Tabla 20:	Resumen de posibles costos de mantenimiento anuales	91
Tabla 21:	Permisos Ambientales Sectoriales que aplicarían a los proyectos de biogás	111

Figuras

Figura 1:	Equivalencia de biogás con otras fuentes de energía	18
Figura 2:	Esquema general de una planta de biogás	20
Figura 3:	Planta de biogás	20
Figura 4:	Insumos y productos del proceso de digestión anaerobia	24
Figura 5:	Esquema básico del proceso de digestión anaerobia	24
Figura 6:	Fases del proceso de digestión anaerobia.....	26
Figura 7:	Temperaturas del proceso de digestión anaerobia	27
Figura 8:	Esquema general de una planta de biogás para generación de energía eléctrica y térmica	39
Figura 9:	Planta de biogás	39
Figura 10:	Ejemplo de silo para cultivo energético	40
Figura 11:	Carga del contenedor dosificador de sustrato	41
Figura 12:	Contenedor dosificador de sustrato.....	41
Figura 13:	Estanque de pre-mezcla con cargador frontal o sistema de flushing	42
Figura 14:	Sistema de alimentación con estanque externo y cargador frontal	42

Figura 15: Sistema de alimentación con contenedor de piso móvil y tornillo sin fin	43
Figura 16: Esquema de reactores sin retención interior de biomasa	44
Figura 17: Reactores con retención de biomasa	45
Figura 18: Reactores de uso frecuente	46
Figura 19: Ejemplos de reactores de mezcla completa	47
Figura 20: Ejemplos de reactores de flujo pistón	48
Figura 21: Ejemplo de sistema híbrido (reactor flujo pistón + mezcla completa)	49
Figura 22: Sistema de garaje	50
Figura 23: Sistema de estanque	51
Figura 24: Sistema de manga plástica	51
Figura 25: Esquema de sistema de lagunas cubiertas	53
Figura 26: Sistemas de calefacción de digestores	54
Figura 27: Sistemas de generación eléctrica: motor Stirling, microturbina y celda de combustible ...	63
Figura 28: Eficiencia eléctrica de grupos generadores en base a biogás	66
Figura 29: Grupos generadores: en contenedor y en casa de máquinas	66
Figura 30: Balance de masas del proceso de digestión anaerobia	67
Figura 31: Vista microscópica de comunidad bacteriana anaerobia	71
Figura 32: Alternativas de integración comercial de proyectos ERNC	79
Figura 33: Evolución del precio de los CERs a lo largo del ciclo del proyecto MDL	85
Figura 34: Precios de bonos de carbono: abril de 2008 – abril de 2010	86
Figura 35: Costos de inversión para grupos generadores en función de la potencia instalada	88
Figura 36: Posible esquema de desarrollo de un proyecto de biogás	97
Figura 37: Contextualización de los permisos ambientales sectoriales en el marco legal	105
Figura 38: Modalidades de obtención de permisos ambientales	106
Figura 39: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD	113

Abreviaturas

a	Año
BaP	Benzo[a]pireno
BTU	British Thermal Unit (unidad británica de calor)
C	Carbono
°C	Grados Celsius
Ca	Calcio
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CERs	Certified Emission Reduction (reducciones certificadas de emisiones)
CH ₄	Metano
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (España)
cm	Centímetro
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
CONAF	Corporación Nacional Forestal de Chile
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
CSTR	Continuous stirred tank reactor (reactor de mezcla continua)
d	Día
D.F.L.	Decreto con Fuerza de Ley
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
D.S.	Decreto Supremo
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales
EPA	Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency)
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme (Esquema Europeo de Comercio de Derechos de Emisiones)
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Agencia Alemana de Recursos Renovables)
FOS/TAC	Relación entre ácidos orgánicos volátiles (en alemán: Flüchtige Organische Säuren) y carbonato inorgánico total (en alemán: Totales Anorganisches Carbonat).
FvB	Fachverband Biogas e.V. (Asociación Alemana de Biogás)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)
H	Hidrógeno
HDPE	High density polyethylene (polietileno de alta densidad: PEAD)
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico en dilución acuosa
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España)
K	Potasio
kg	Kilogramo
kW	Kilowatt
kW _e	Kilowatt eléctrico
kW _t	Kilowatt térmico
kWh	Kilowatthora

LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Instituto de Investigación Agrícola de Baviera, Alemania)
m	Metro
m ³	Metro cúbico
mbar	Milibar
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MF	Masa Fresca
mg	Miligramos
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación
MINENERGÍA	Ministerio de Energía
MINSEGPRES	Ministerio Secretaría General de la Presidencia
MJ	Megajoule
MMBTU	Millones de BTU
MP10	Material particulado respirable con diámetro menor o igual a 10 micrones
MP 2,5	Material particulado respirable con diámetro menor o igual a 2,5 micrones
MW	Megawatt
MWh	Megawatthora
N	Nitrógeno
NaOH	Hidróxido de sodio
NH ₃	Amoniac
NH ₄	Amonio
NO _x	Óxidos de nitrógeno
NPK	Nitrógeno, fósforo y potasio disponibles
NTCO	Norma Técnica sobre Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (Resolución Exenta N°24 de 2007, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción)
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Resolución Exenta N° 68 de 2010, Ministerio de Energía)
O	Oxígeno
P	Fósforo
PE	Polietileno
pH	Potencial de hidrógeno (medida de la acidez o alcalinidad de una solución)
PIB	Goma sintética
PMG	Pequeño Medio de Generación
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuido
ppb	Partes por billón
PTAS	Planta de tratamiento de agua servida
PVC	Policloruro de vinilo
riles	Residuos industriales líquidos
RMC	Reactor de mezcla completa (continuous stirred tank reactor)
RPM	Revoluciones por minuto
RSU	Residuos sólidos urbanos
S	Azufre
SCR	Solicitud de conexión a la red

SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
SEREMI	Secretaría Regional Ministerial
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SO _x	Óxidos de azufre
ST	Sólidos totales
SV	Sólidos volátiles
t	Tonelada
TA-Luft	Technische Anleitung Luft (norma técnica para la calidad de aire de Alemania)
TJ	Terajoule
TRH	Tiempo de retención hidráulica
UASB	Upflow anaerobic sludge blanket (reactor anaerobio de flujo ascendente)
UF	Unidad de Fomento
VCO	Velocidad de carga orgánica
V _R	Volumen de reactor

1



INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación y objetivo

En los últimos años, el Gobierno de Chile ha venido consolidando una política energética orientada a la consecución de los objetivos de seguridad, eficiencia, sustentabilidad ambiental y equidad de su suministro energético. El desarrollo en el país de aquellas energías renovables no convencionales (ERNC), entre las que se encuentra el biogás, que favorecen a todos los objetivos señalados es uno de los instrumentos de esa política energética. Para ello, la estrategia adoptada ha consistido en la identificación y remoción de las barreras que contribuyen a un pobre desarrollo de las inversiones en esas tecnologías y a una competencia inequitativa entre las ERNC y las formas tradicionales de suministro de energía.

Consecuentemente con lo anterior, se ha perfeccionado el marco regulatorio en el cual se desenvuelven estos proyectos, se han promulgado leyes para acelerar su introducción en el mercado eléctrico y en el mercado de sistemas solares térmicos, se han creado instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC y se ha generado información de dominio público que permite evaluar de mejor manera este tipo de alternativas energéticas, tanto desde la perspectiva de negocios, así como para el diseño de políticas públicas.

La presente publicación se enmarca dentro de esas iniciativas. Es parte del proyecto “Energías Renovables No Convencionales”, implementado conjuntamente por el Ministerio de Energía y la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y corresponde a una guía que pretende apoyar la evaluación de proyectos de generación eléctrica y cogeneración eléctrico-térmica, basados en la producción de biogás por digestión anaerobia de biomasa. Si bien la mayoría de los antecedentes aquí presentados son transversales a todos los tipos de proyectos de biogás, la guía se orienta principalmente a aquellos que utilicen residuos de la agroindustria y de tamaño mediano o grande.

1.2 Estructura

La presente guía está estructurada en siete capítulos y un anexo. El segundo capítulo explica los procesos que dan origen al biogás y sus parámetros básicos de operación; y el tercero describe brevemente la mayoría de las tecnologías utilizadas en la actualidad en su producción. Estos antecedentes tienen como finalidad entregar una visión general del tema y familiarizar al lector con conceptos importantes para el desarrollo de los proyectos.

En el capítulo cuatro se aborda la evaluación económica de los proyectos de biogás, incluyendo los productos y servicios asociados, sus posibles mercados, las inversiones y costos y alternativas de modelos de negocios que se pueden generar a partir de la producción de biogás. Utilizando los conceptos presentados en los capítulos anteriores, en el quinto se dan recomendaciones generales para la planificación de los proyectos. Por su parte, el sexto capítulo describe los aspectos más relevantes asociados con los permisos ambientales para integrarse al mercado eléctrico que requieren las plantas de biogás.

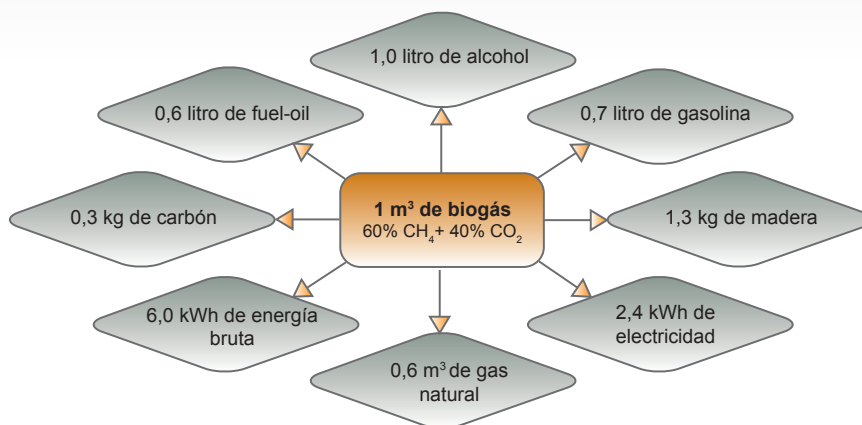
A modo de resumen de los antecedentes contenidos en la presente guía, el capítulo siete presenta una lista de aspectos claves para el éxito de un proyecto que deberían ser considerados en el análisis de su viabilidad. Finalmente, se anexan algunos ejemplos de proyectos realizados en Chile y Alemania.

1.3 Introducción a los proyectos de biogás

El biogás es un gas combustible producto de la descomposición de la materia orgánica en condiciones de ausencia de oxígeno, es decir, anaerobias. Este proceso se conoce como digestión anaerobia y es realizado por distintos tipos de bacterias. El biogás producido por la degradación de la biomasa está compuesto fundamentalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). También contiene otra serie de compuestos que se comportan como impurezas y que hacen necesario su retiro dependiendo de su uso final. El valor energético del biogás depende directamente del contenido de metano que varía entre 50% y 75% (18 y 27 MJ/m^3 ó 0,017 y 0,026 MMBTU/ m^3).

En la Figura 1 se pueden apreciar algunas equivalencias entre biogás y otros combustibles.

Figura 1: Equivalencia de biogás con otras fuentes de energía



En la producción de biogás la digestión anaerobia es realizada en reactores herméticos llamados biodigestores, los que son alimentados con materia orgánica (residuos como purines, restos vegetales y animales, etc.), y en los que se mantienen condiciones ambientales controladas de temperatura, nivel de acidez y cantidad de materia orgánica dosificada en el tiempo, a fin de favorecer su descomposición y el crecimiento bacteriano.

El biogás producido puede tener diferentes usos:

- En una caldera para generación de calor o electricidad.
- En motores o turbinas para generar electricidad.
- En motores de cogeneración para generar electricidad y calor de manera simultánea.
- En celdas de combustible, previa realización de una limpieza de H_2S y otros contaminantes de las membranas.
- Purificándolo y añadiendo los aditivos necesarios para introducirlo en una red de gas natural.
- Como material base para la síntesis de productos de elevado valor agregado como el metanol.
- Como combustible para automóviles.

La producción de biogás es versátil, por la variedad de biomasa que se puede utilizar en el proceso y por la diversidad de diseños de los sistemas de producción. Los tipos y tamaños de los sistemas van desde muy avanzados y de gran tamaño hasta otros muy simples y pequeños, del tamaño de un estanque de 200 litros o menos. Entre otras materias, el tamaño depende del objetivo del proyecto, de la cantidad y calidad de la biomasa disponible y de la tecnología a usar.

En el contexto internacional, una aplicación estándar de estos sistemas se puede encontrar en planteles de ganado bovino y porcino de gran tamaño o en plantas centralizadas de gestión de residuos en zonas de alta concentración de ganado estabulado, como solución al gran problema que generan los purines. En este caso una planta de biogás puede contribuir al autoabastecimiento energético de las actividades económicas señaladas.

En general, los equipos de generación y cogeneración están disponibles en un rango de potencias eléctricas de 20 kW a 4 MW. En Alemania, los sistemas más comunes están en el rango de 150 kW a 1 MW. Los sistemas más grandes son poco frecuentes para aplicaciones que usen residuos de la agroindustria y representan desafíos logísticos y de operación importantes para el abastecimiento y procesamiento de la biomasa.

A continuación se muestran algunas cifras referenciales que serán útiles al momento de hacer una evaluación preliminar de un sistema de biogás

Tabla 1: Algunas cifras importantes

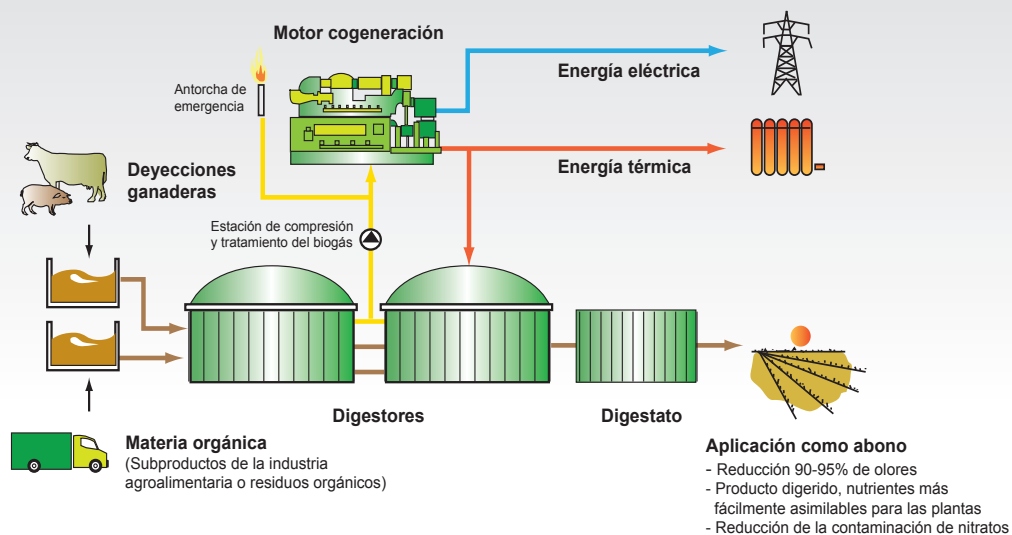
Unidad	Equivalencia	Energía
1 vaca lechera	330 – 500 m³/a biogás	0,09 – 0,15 kW _e
1 vaca lechera	1,5 – 2,2 m³ digestor	
1 cerdo de crianza	70 – 130 m³/a biogás	0,02 – 0,05 kW _e
1 cerdo de crianza	0,3 – 0,8 m³ digestor	
1 t ensilaje de maíz	170 – 200 m³ biogás	0,04 – 0,06 kW _e
1 m³ biogás	5 – 7,5 kWh	1,5 – 3,0 kWh _e

Fuente: Elaboración propia

En el esquema y fotografía siguiente se aprecia una planta típica de biogás, en la cual es posible identificar cinco componentes principales:

- Recepción y manejo de la biomasa.
- Digestión anaerobia.
- Almacenamiento de biogás.
- Almacenamiento de digestato.
- Utilización del biogás (generación térmica, eléctrica, cogeneración u otro).

Figura 2: Esquema general de una planta de biogás



Fuente: Elaboración propia

Figura 3: Planta de biogás



Fuente: LfL

2



EL BIOGÁS

2. EL BIOGÁS

La producción de gases en procesos de descomposición (CH_4 , NH_3 , H_2S , CO_2 , etc.) a partir de la materia orgánica y el uso de metano como fuente energética se conoce desde hace cientos de años. En el siglo XVI, el científico naturista Alessandro Volta, realizó los primeros experimentos de combustión de gas producido en pantanos. En el siglo XVII, los científicos Bechamp y Popoff describen por primera vez la biología de la producción de metano. En el siglo XIX, el renombrado científico Louis Pasteur realizó los primeros experimentos de producción de biogás a partir de estiércol de vacuno y descubrió en conjunto con Hoppe-Seyler la producción microbiológica de CH_4/CO_2 a partir de acetato. La primera documentación respecto a una planta de biogás data del año 1897, donde se describe la construcción de una planta en un hospital de leprosos en Bombay, India, y se describe el uso de residuos orgánicos y rastrojos agrícolas como sustratos utilizados en la generación de biogás, el cual era utilizado para generar luz con lámparas a gas. Recién en 1907 se describe por primera vez el uso de biogás en un motor a combustión para la generación de energía eléctrica.

2.1 Conceptos básicos en la producción de biogás

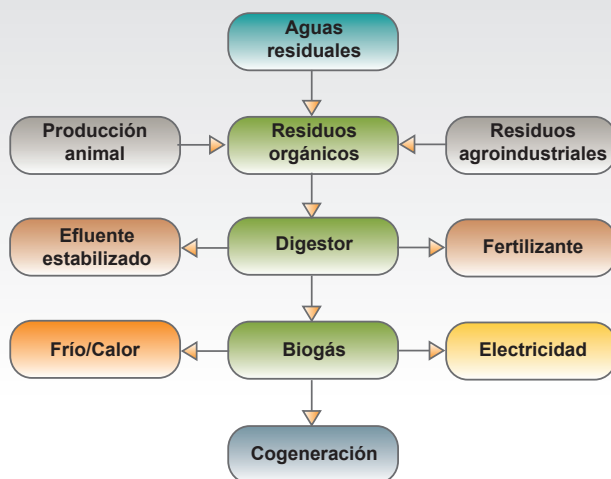
La digestión anaerobia es un proceso que puede ser utilizado como un método para recuperar energía y nutrientes contenidos en la fracción biodegradable de la materia orgánica. La biomasa utilizada para la producción de biogás se conoce con el nombre de sustrato orgánico. El proceso está mediado por la acción de un grupo de bacterias específicas, que en ausencia de oxígeno, transforman la materia orgánica en una mezcla de gases, fundamentalmente metano y CO_2 , conocida como biogás y en un residuo denominado digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación. El proceso de digestión anaerobia para la generación de biogás se realiza normalmente en estanques herméticamente cerrados, denominados reactores, y presenta beneficios económicos y ambientales como consecuencia de la descomposición de los sustratos orgánicos, y la consecuente producción de energía.

La digestión anaerobia puede aplicarse, entre otros, a residuos ganaderos y agrícolas, así como a los residuos de las industrias de transformación de productos agropecuarios. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc. Estos residuos se pueden tratar de forma independiente o conjunta, mediante lo que se denomina co-digestión. La digestión anaerobia también es un proceso adecuado para el tratamiento de aguas residuales de alta carga orgánica, como las producidas en muchas industrias agroalimentarias, que en Chile generalmente se clasifican como residuos industriales líquidos (riles).

La promoción e implantación de sistemas de producción de biogás colectivos (grupos de agricultores o campesinos), y de co-digestión (tratamiento conjunto de residuos orgánicos de diferentes orígenes, usualmente agropecuarios e industriales) permite, además, la implantación de sistemas de gestión integral de residuos orgánicos por zonas geográficas, con beneficios sociales, económicos y ambientales.

El siguiente esquema resume algunos insumos y productos del proceso de digestión anaerobia.

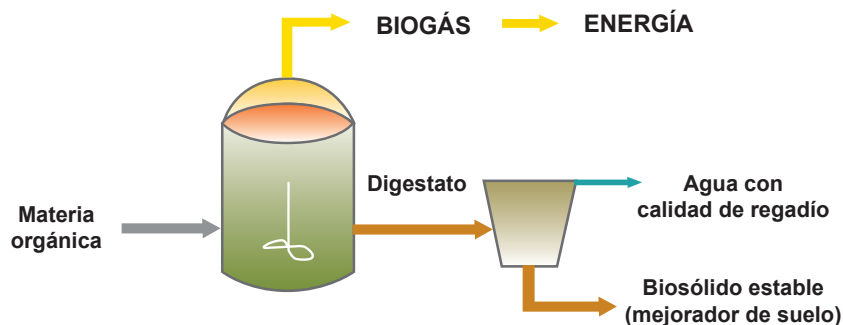
Figura 4: Insumos y productos del proceso de digestión anaerobia



Fuente: Adaptado de IDAE

La digestión anaerobia se puede llevar a cabo con uno o más residuos, con las únicas premisas que: contengan material biodegradable, tengan una composición y concentración relativamente estable y no contengan sustancias con efecto bactericida o inhibitorias del proceso anaerobio. La co-digestión es una variante tecnológica que puede solucionar problemas o carencias de un residuo si son compensadas por las características de otro.

Figura 5: Esquema básico del proceso de digestión anaerobia



Fuente: Elaboración propia

Tal como se muestra en la Figura 5, como producto de la digestión anaerobia de la materia orgánica se obtiene biogás de elevado poder energético, y un producto estabilizado, mezcla de agua y sólidos, que se conoce como lodo digerido o digestato resultante del crecimiento microbiano, que contiene materia no orgánica, materia orgánica no digerida, biomasa bacteriana y los nutrientes que se encuentran en la materia orgánica digerida. Este digestato puede tener uso en la agricultura como fertilizante orgánico (biofertilizante) o en la recuperación de suelos degradados.

2.2 Características del biogás

El biogás producido por la descomposición microbiológica está compuesto principalmente por metano y por dióxido de carbono. Dependiendo de los contenidos de grasas, carbohidratos y proteínas de los distintos sustratos, la fracción de metano contenida en el biogás varía entre 50% y 75% en volumen. En la Tabla 2 pueden observarse los principales componentes del biogás y los rangos en que varían sus diferentes concentraciones.

Tabla 2: Composición del biogás según el origen del sustrato utilizado

Componente	Residuos agrícolas y ganaderos	Lodos de EDAR	Residuos industriales	Vertederos de RSU
CH ₄	50 - 80%	50 - 80%	50 - 70%	45 - 65%
CO ₂	30 - 50%	20 - 50%	30 - 50%	34 - 55%
N ₂	0 - 1%	0 - 3%	0 - 1%	0 - 20%
O ₂	0 - 1%	0 - 1%	0 - 1%	0 - 5%
H ₂	0 - 2%	0 - 5%	0 - 2%	0 - 1%
CO	0 - 1%	0 - 1%	0 - 1%	Trazas
H ₂ S	100 - 7.000 ppm	0 - 1%	0 - 8%	0.5 - 100 ppm
NH ₃	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas
Vapor de agua	Saturación	Saturación	Saturación	Saturación
Orgánicos	Trazas	Trazas	Trazas	5 ppm

Fuente: CIEMAT

Como se observa en la tabla anterior, el biogás, además de metano, contiene otra serie de compuestos que se comportan como impurezas, tales como agua, ácido sulfhídrico y otros compuestos orgánicos volátiles como hidrocarburos halogenados, siloxanos, etc. Según el uso final que se proyecte para el biogás producido, se le deben realizar distintos tratamientos con el fin de eliminar los compuestos no deseados, aspecto que se analiza en el capítulo 3 de la presente guía.

2.3 Fases de la digestión anaerobia

La bioquímica y microbiología de los procesos anaerobios es mucho más compleja que la de los procesos aerobios debido al gran número de rutas que puede utilizar una comunidad anaerobia para la biodigestión de la materia orgánica. Estas rutas no se conocen en profundidad, pero, en los últimos años, se ha avanzado mucho en las líneas de investigación de este proceso.

El proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica involucra un amplio número de reacciones bioquímicas y de microorganismos, y se divide en cuatro fases:

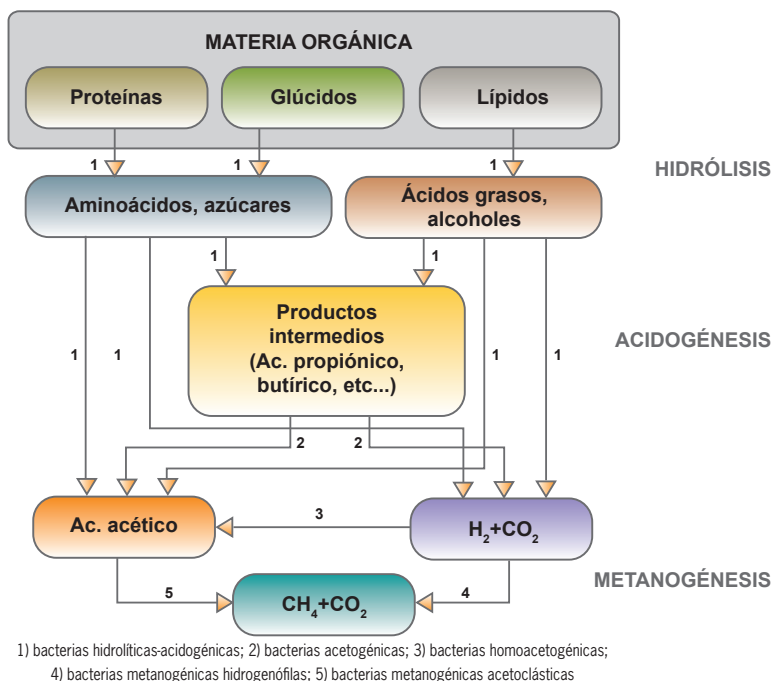
- Hidrólisis.
- Etapa fermentativa o acidogénica.
- Etapa acetogénica.
- Etapa metanogénica.

La primera fase es la hidrólisis de partículas y moléculas complejas (proteínas, hidratos de carbono y lípidos) que son hidrolizadas por enzimas extracelulares producidas por los microorganismos acidogénicos o fermentativos. Como resultado se producen compuestos solubles más sencillos (aminoácidos, azúcares y ácidos grasos de cadena larga) que son fermentados por las bacterias acidogénicas dando lugar, principalmente, a ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, hidrógeno, dióxido de carbono y otros productos intermedios. Los ácidos grasos de cadena corta son transformados en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono, mediante la acción de los microorganismos acetogénicos. Por último, los microorganismos metanogénicos producen metano a partir del ácido acético, H_2 y CO_2 .

En el proceso intervienen cinco grandes poblaciones de microorganismos. Las poblaciones bacterianas involucradas en cada una de las fases cumplen roles específicos y requieren condiciones ambientales apropiadas para su crecimiento y viabilidad, condiciones que son diferentes para cada fase. Esto implica que cada fase presentará diferentes velocidades de reacción según la composición del sustrato, y que el desarrollo estable del proceso global requerirá de un equilibrio que evite la acumulación de compuestos intermedios inhibidores o la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), que podría producir una disminución del pH. Para la estabilidad del pH es importante el equilibrio del CO_2 -bicarbonato. La mantención y estabilidad de estas condiciones al interior de los reactores utilizados para la digestión anaerobia representa, entonces, el desafío principal de toda la operación para este tipo de plantas.

En la Figura 6 se muestran esquemáticamente las distintas fases del proceso de digestión anaerobia, los microorganismos que intervienen en cada una de ellas y los productos intermedios generados.

Figura 6: Fases del proceso de digestión anaerobia

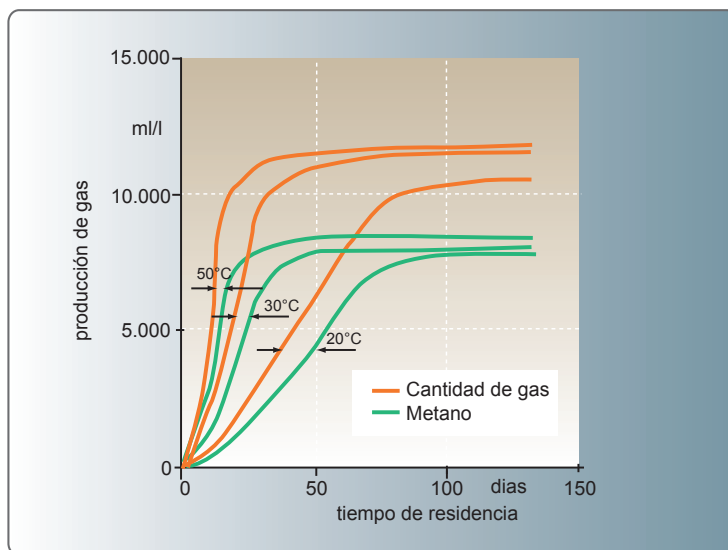


Fuente: IDAE

Los principales factores que condicionan el proceso microbiológico son:

- **Concentración de oxígeno:** Las bacterias metanogénicas son anaerobias estrictas, es decir, el oxígeno para ellas constituye un elemento tóxico. No obstante, dado que en general todos los procesos se realizan en un solo reactor y las poblaciones bacterianas encargadas de las distintas etapas cohabitan, en caso de producirse ingreso de oxígeno al reactor, éste puede ser consumido por las bacterias hidrolíticas y acidogénicas, ya que éstas son bacterias facultativas (pueden crecer en presencia o ausencia de oxígeno). Si es necesario adicionar pequeñas dosis de aire para la desulfurización biológica, dicha adición debe ser muy controlada para evitar la presencia de oxígeno en el medio líquido.
- **Temperatura:** Este factor es crucial para asegurar la eficiencia del proceso de degradación de la materia orgánica. Las bacterias metanogénicas involucradas en el proceso de descomposición presentan diferentes velocidades de degradación de la materia orgánica en función de la temperatura. Dependiendo del rango de temperatura en el que las bacterias se desarrollen, se distingue entre bacterias psicrófilas (hasta los 25°C, bajo grado de actividad bacteriana); bacterias mesófilas (32°C a 42°C, grado de actividad mediano) y bacterias termófilas (50°C a 57°C, grado de actividad alto). Como muestra la Figura 7, a mayor temperatura, mayor es la velocidad de degradación y la producción final alcanzada. En general, las plantas productoras de biogás trabajan en el rango mesofílico, dado que en el rango termofílico, si bien se tiene una mayor actividad microbiana, el proceso es más inestable y la operación es por lo mismo más compleja y costosa.

Figura 7: Temperaturas del proceso de digestión anaerobia



Fuente: Schulz y Eder

- **pH:** El control de este parámetro resulta, al igual que la temperatura, muy importante ya que el proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica debe realizarse en un rango de pH entre 6,8 y 7,5 en el caso de reactores de mezcla completa. Ello está determinado porque las bacterias acetogénicas y metanogénicas, las que regulan el proceso, son muy sensibles a altos valores de acidez, lo que a su vez genera una disminución en el pH. Un pH menor a 6,5 implica acidificación del reactor y, por tanto, una inhibición de las bacterias metanogénicas. Sin embargo, las bacterias encargadas de las etapas de hidrólisis y acidogénesis presentan alta actividad en medios más ácidos, con un pH óptimo entre 4,5 y 6,3, por lo que un reactor con ese pH logrará una solubilización de la materia orgánica, pero no una metanización. El valor de este parámetro es un indicador de la actividad predominante en el reactor.
- **Nutrientes y compuestos inhibidores:** Además de la materia orgánica degradada las bacterias requieren otros nutrientes para su desarrollo. La relación de los elementos C:N:P:S debería establecerse alrededor de 600:15:5:1, a fin de proveer a los microorganismos de las condiciones adecuadas para su desarrollo. Una carencia en un nutriente puede provocar una disminución en la actividad microbiana y, por ende, en la velocidad de producción de metano. Las concentraciones de posibles compuestos inhibidores son también un factor importante para la estabilidad del proceso. Respecto de inhibidores, debe considerarse la presencia de compuestos como metales pesados, amoníaco, pesticidas, sanitizantes, antibióticos u otros compuestos.

En general, la velocidad del proceso está limitada por la velocidad de la etapa más lenta, la cual depende de la composición de cada residuo. Para sustratos solubles, la fase limitante acostumbra ser la metanogénesis. Para aumentar la velocidad, la estrategia consiste en adoptar diseños que permitan una elevada concentración de microorganismos acetogénicos y metanogénicos en el reactor, con lo que se pueden conseguir sistemas con tiempo de proceso del orden de días. Por su parte, para residuos en los que la materia orgánica esté en forma de partículas sólidas, la fase limitante es la hidrólisis, proceso enzimático cuya velocidad depende de la superficie de las partículas y que, usualmente, se traduce en tiempos de proceso de dos a tres semanas. En este caso, para aumentar la velocidad del proceso, una estrategia es reducir el tamaño de las partículas durante el pretratamiento o facilitar su solubilización para lo cual existen diversas alternativas (aplicación de ultrasonido, de temperatura elevada, de alta presión, una combinación de estas últimas o maceración).

2.4 Parámetros básicos de operación

Con la finalidad de controlar la actividad microbiológica y las condiciones ambientales en los estanques de digestión anaerobia, existen diversos parámetros ambientales y operacionales que permiten manejar el proceso y controlar las reacciones que se producen al interior del reactor.

- **Velocidad de carga orgánica – VCO** (*Organic load rate*, OLR en inglés): Este parámetro indica la cantidad de materia orgánica con que se alimenta el reactor, por unidad de tiempo (día) y por unidad de volumen del reactor (m^3). Considerando que el parámetro Sólidos Volátiles (SV) equivale a la materia orgánica contenida en un sustrato, la VCO puede definirse como:

$$VCO = \frac{kgSV}{m^3d}$$

Al fijar el valor de la VCO, y conociendo la cantidad y composición del sustrato disponible, puede calcularse el volumen de reactor requerido para asegurar la estabilidad del proceso. Una sobrecarga del reactor (VCO alta) puede producir un exceso de producción de ácidos en las primeras etapas del proceso, lo que puede provocar la inhibición parcial o total de la actividad metanogénica.

- **Tiempo de retención hidráulico** – TRH (*Hydraulic retention time*, HRT en inglés): Este parámetro indica la cantidad de tiempo promedio que los sustratos permanecen en el reactor cuando se tienen procesos de flujo continuo. En general, el sustrato está en condiciones de humedad que permiten asumir aditividad de los volúmenes y, por tanto, el tiempo de retención hidráulico puede definirse como:

$$TRH = \frac{V_R}{\dot{V}}$$

Donde V_R es el volumen neto del reactor y $\dot{V}$ es el volumen de sustrato alimentado por día. En general, si la degradación ocurre en un proceso por lotes, durante los primeros 20 a 30 días, se degrada la mayor cantidad de materia orgánica. A partir de ahí, la degradación decae asintóticamente hasta un valor máximo para cada tipo de sustrato. Por esta razón, en general, los reactores se diseñan para tiempos de residencia mayores a 30 días.

- **Grado de mezcla en el reactor:** La actividad biológica depende fuertemente del contacto que tengan los microorganismos con la materia orgánica contenida en el sustrato. Por esta razón, debe asegurarse una mezcla suficiente del sustrato recién ingresado con el sustrato ya parcialmente digerido que contiene la población bacteriana. La práctica común es utilizar agitadores de rotación lenta y mezclas discontinuas a intervalos de tiempo para asegurar una mezcla suficiente y evitar la separación de las poblaciones bacterianas. También puede realizarse una agitación local que provoque la mezcla lenta del sustrato en el reactor a través de la generación de corrientes de flujo (uso de agitadores de propela). En general, la mezcla no es intensiva, pero sí suficiente para asegurar una mezcla completa.

La mezcla y movimiento del sustrato tiene también como finalidad importante la prevención de la formación de capas duras flotantes en los reactores (costras). Debido a la descomposición de la materia y a la evaporación de agua, se produce localmente la formación de aglomeraciones de materia, que en casos extremos, y en ausencia de una adecuada mezcla, pueden redundar en la formación de costras, a veces muy difícil de romper, y que en algunos casos impide la salida de gas desde las capas inferiores, pudiendo incluso llevar a la detención del proceso.

La necesidad de controlar las condiciones ambientales del reactor a través de los parámetros de operación (velocidad de la mezcla, velocidad de alimentación, calefacción del reactor, etc.) está llevando a un alto grado de automatización de las plantas generadoras de biogás, en particular las de mayor tamaño, en las que el monitoreo continuo del estado del reactor y de los demás componentes, así como la respuesta de distintos componentes del sistema están previamente programados.

2.5 Aspectos generales sobre sustratos

La biomasa utilizada para la producción de biogás se conoce con el nombre de sustrato orgánico. En general, los sustratos más utilizados para la producción de biogás corresponden a residuos orgánicos de diversa naturaleza, dado que, sea por razones de necesidad de tratamiento o disposición, o para un eventual mejor aprovechamiento de las materias primas; corresponden a biomasa de costo cero o cuyo tratamiento y utilización puede significar incluso un ahorro de costos. La experiencia en el extranjero, principalmente en Alemania, muestra que también es posible utilizar biomasa proveniente de determinados cultivos agrícolas.

La composición del sustrato utilizado determina la cantidad y composición final del biogás producido. En general, las grasas y aceites tienen un rendimiento de biogás (medido en m³/t SV) mayor, con un contenido de metano medio. Las proteínas tienen un rendimiento comparativamente más bajo, con un contenido de metano mayor. En el caso de los carbohidratos, éstos tienen una productividad media, con un menor contenido de metano. La siguiente tabla muestra los rangos de rendimiento y concentración de metano para los distintos tipos de compuestos orgánicos.

Tabla 3: Rangos de rendimiento y concentración de metano para distintos tipos de compuestos orgánicos

Grupos de sustancias	Rendimiento de biogás	Fracción de metano
	m ³ /t SV	[%]
Proteínas digeribles	600-700	70-75
Grasas digeribles	1000-1250	68-73
Carbohidratos digeribles	700-800	50-55

Fuente: Traducido de FNR

En general, debe evitarse el uso de sustratos de alto contenido de lignina, como aserrín, hojas secas, restos de poda, etc., dado que no son factibles de descomponer vía digestión anaerobia y generan una barrera que impide la degradación de los otros compuestos. Esto puede acarrear como efecto colateral la formación de costras con los efectos descritos en el punto anterior.

Debido a que, comúnmente, la composición nutricional de los distintos sustratos varía dentro de determinados rangos, no es posible entregar un valor categórico respecto de la productividad y la composición del biogás proveniente de ellos. Sin embargo, es posible entregar rangos de valores que, en líneas generales, son válidos para los distintos tipos de biomasa. Para la evaluación exhaustiva de un proyecto concreto, con un tipo definido de sustrato, es conveniente tomar muestras representativas del mismo, estudiar su composición (análisis químico) y estimar matemáticamente, a partir de los compuestos orgánicos contenidos (nutrientes), el potencial de metanización (ver Tabla 3) o realizar ensayos de degradabilidad anaerobia en laboratorio. De esta forma pueden obtenerse valores más acertados de la productividad para una planta de biogás, disminuyendo así en forma significativa la incertidumbre en la evaluación.

Existe una gran variedad de tipos de biomasa aptos para ser usados como sustratos para la producción de biogás. En la Tabla 4 se presentan algunas características generales de la biomasa para la planificación de un proyecto, con los sustratos comúnmente más utilizados.

Tabla 4: Características generales de los sustratos comunes más utilizados en proyectos de biogás

Sustrato	Sólidos Totales (ST)	Sólidos Volátiles (SV)	Rendimiento de biogás		Fracción de metano
	[%]	[% ST]	m³/t MF*	m³/t SV	[%]
Purines y estiércol					
Purines vacunos	8-11	75-82	20-30	200-500	60
Purines porcinos	~7	75-86	20-35	300-700	50-70
Estiércol vacuno	~ 25	68-76	40-50	210-300	60
Estiércol porcino	25	75-80	55-65	270-450	60
Guano de ave	~ 32	63-80	70-90	250-550	60
Cultivos agrícolas					
Silo Maíz (planta completa)	20-35	85-95	170-200	450-700	50-55
Silo Pradera	25-40	70-95	170-200	550-620	54
Silo cereales (planta completa)	30-35	92-98	170-220	550-680	~55
Remolacha azucarera	23	90-95	170-180	800-860	53-54
Remolacha hojas	12	75-85	50-100	620-850	52
Paja de trigo	80-90	90-95	280-380	250-400	51
Papa	19-21	92-96	120-150	600-750	52
Residuos de agroindustria					
Orujo cervecero	20-25	70-80	105-130	580-750	~80
Orujos de frutas	20-25	app. 98	100-130	300-650	52
Pulpa de papa	~ 25	app. 95	app. 300	500-700	50
Melaza	80-90	85-90	290-340	360-490	70-75
Glicerina	~ 100	app. 99	750-850	800-900	50
Orujo de uvas	40-50	80-90	250-270	640-690	65
Residuos animales (mataderos)					
Grasa de separadores	2-70	75-93	11-450	~300	60-72
Residuos de interiores (cerdo)	12-15	75-86	20-60	250-450	60-70
Licor ruminal (rumiantes)	11-19	80-90	20-60	200-400	55
Otros residuos					
Residuos de alimentos y alimentos vencidos	9-37	80-98	50-480	200-500	45-61
Pan añejo	60-70	95-98	450-530	700-800	53
Desechos de mercados	15-20	80-90	45-110	400-600	60-65
RSU (fracción orgánica)	~ 40	app. 50	220-260	550-650	60

* Masa Fresca

Fuente: Traducido de FNR

En caso de realizarse ensayos para una determinación más precisa del potencial de biogás de un determinado sustrato o mezcla de sustratos, es recomendable determinar tanto las características aquí presentadas, como los contenidos de C, H, O y N, así como de fósforo (P) y amonio (NH_4^+). Para ello, como ya se mencionó, la determinación del potencial de metanización para cada residuo es esencial.

2.6 Co-digestión anaerobia

El término co-digestión se utiliza para expresar la digestión anaerobia conjunta de dos o más sustratos de diferente origen con el objetivo de:

- Aprovechar la complementariedad de las composiciones de los distintos sustratos para permitir perfiles de proceso más eficaces.
- Compartir instalaciones de tratamiento.
- Unificar metodologías de gestión.
- Amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado.
- Reducir costos de inversión y explotación.

La ventaja principal radica en el aprovechamiento de la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los sustratos por separado. La co-digestión de residuos orgánicos de diferente origen ha resultado ser una metodología exitosa, tanto en régimen termofílico como mesofílico.

Se han conseguido buenos resultados en mezclas de residuos ganaderos con varios tipos de residuos de la industria de la carne y de mataderos, ricos en grasas, consiguiendo altas producciones de metano. También se han conseguido buenos resultados con la co-digestión de lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS) y la fracción orgánica de residuos municipales, la mezcla de éstos últimos con aguas residuales urbanas, y la co-digestión de lodos de PTAS y residuos de frutas y verduras.

Los residuos urbanos e industriales suelen tener altas concentraciones de materia orgánica fácilmente biodegradable, por lo cual presentan un mayor potencial de producción de biogás que los residuos ganaderos. Sin embargo, pueden presentar problemas en su digestión, como deficiencia de nutrientes necesarios para el desarrollo de microorganismos anaerobios, baja alcalinidad o excesivo contenido en sólidos que provoquen problemas mecánicos. Los residuos ganaderos pueden ser una buena base para su co-digestión ya que, generalmente, presentan un contenido en agua elevado, una alta capacidad tampón y aportan una amplia variedad de nutrientes necesarios para el crecimiento de microorganismos anaerobios.

2.7 Beneficios de la producción de biogás

2.7.1 Beneficios de protección medioambiental

La producción y uso de biogás a partir de residuos de estiércoles y purines tratados anaerobiamente conlleva a un doble efecto climático: evitar la emisión descontrolada de metano proveniente de la producción animal y evitar el aumento de concentración de CO_2 en la atmósfera producido por el uso de combustibles fósiles.

Del mismo modo, al realizar un almacenamiento hermético de los estiércoles y purines, se reduce la emisión de óxido nitroso, se mejora la absorción de nitrógeno realizada por los cultivos al aplicar el digestato como abono y se reduce también la emisión de amoníaco a la atmósfera.

La digestión anaerobia es también capaz de descomponer los contaminantes orgánicos presentes en los estiércoles y purines, los cuales provienen del uso de pesticidas en la agricultura. Algunos de estos compuestos son: fenol, cresol, xylol, toluol, triclorometano, tetraclorometano, clorfenol, diclorfenol, pentaclorfenol, bifenil policlorados (PCB) y policloruro de aluminio (PAC), entre otros.

Así como los contaminantes orgánicos, variados patógenos se degradan durante el proceso anaerobio. No sólo la anaerobiosis sino también la temperatura del proceso, la acidificación del medio y el contenido de exoenzimas activas favorecen la degradación de estos patógenos. Hongos, como por ejemplo *plasmiodiophora brassicae*, como también larvas y gusanos se degradan en pocos días a temperatura mesofílica (35°C) o en pocas horas a temperatura termofílica (55°C). Bacterias como *salmonella* o *Escherichia coli*, se degradan en pocos días a temperatura mesofílica.

Los compuestos orgánicos que producen malos olores durante su descomposición se degradan y eliminan del ciclo de nutrientes durante el proceso de digestión anaerobia con la consecuente disminución de malos olores en el almacenamiento y en la aplicación del digestato como fertilizante orgánico.

2.7.2 Beneficios de la fertilización orgánica con digestato

En la agricultura los principales nutrientes fertilizantes son el nitrógeno, fósforo y potasio, y la cantidad que se requiere de cada uno de ellos dependerá del tipo de suelo, de las condiciones climatológicas y del cultivo.

El digestato contiene cantidades importantes de los nutrientes mencionados. El humus del digestato, además de proporcionar alimento a los vegetales, beneficia el suelo aumentando su capacidad de retención de agua y mejorando su calidad para el cultivo. También disminuye el fenómeno de erosión.

La ventaja más importante de la fertilización orgánica es su participación en el ciclo natural de los nutrientes. Una característica de este tipo de fertilización es su amplio espectro de nutrientes que aporta al medio, siendo muy similar al requerimiento de las plantas.

El uso del estiércol animal o purín sin tratamiento como fertilizante orgánico ha sido una práctica agrícola frecuente en sistemas de pastoreo, pero evitado por los agricultores para sistemas de cultivo. Su uso se ha asociado a contaminación del aire y de napas freáticas. Además, su consistencia heterogénea no permite cálculos claros de fertilización y el sistema de manejo para su aplicación es mucho más complicado que el uso de la fertilización mineral.

Sin embargo, al aplicar la tecnología de digestión anaerobia como tratamiento a los estiércoles, hasta un 70% de su fracción orgánica puede ser convertida a metano y CO_2 . Esta reducción disminuye la relación carbono/nitrógeno mejorando su calidad como fertilizante. Además, se reduce la viscosidad, lo cual facilita su manejo y aplicación como fertilizante orgánico. Esta menor viscosidad evita también

que el digestato permanezca sobre las hojas del cultivo, disminuyendo su asimilación, y la velocidad de infiltración aumenta, disminuyendo las pérdidas de nutrientes durante la aplicación.

A mayor tiempo de retención hidráulica de los estiércoles o purines sometidos a digestión anaerobia, mayor será la concentración de amonio (NH_4) en el residuo y mayor será su similitud con la fertilización mineral (Tabla 5). El amonio es fácilmente absorbido por la planta, y la probabilidad de ser transformado a nitrato (NO_3) en el suelo se reduce y evita la contaminación de las napas freáticas.

Tabla 5: Aumento de la concentración de amonio a través de la digestión anaerobia

Retención hidráulica (días)	$\text{NH}_4 / \text{NH}_3\text{-N}$ (kg/m^3)	Materia seca (%)	Relación C/N	pH
0	2,9	7,9	8	7,3
35	3,3	5,1	5	7,9
70	3,4	4,4	4	8,0
105	3,7	4,3	4	8,0

Fuente: Kaiser y Povez

Al tratar los estiércoles y purines con tecnología de digestión anaerobia, las semillas de malezas, como toda sustancia orgánica, son degradadas en un gran porcentaje. Consecuentemente, al utilizar el digestato como fertilizante orgánico se podrá reducir la aplicación de herbicidas al haber intervenido el ciclo reproductivo de las malezas.

Otro beneficio importante de la digestión anaerobia es la reducción de sustancias fitotóxicas presentes en los estiércoles o purines a causa de la degradación de los ácidos orgánicos presentes. Estas sustancias pueden producir necrosis y esclerosis al aplicar el estiércol o purín sin tratamiento sobre cultivos en crecimiento.

2.7.3 Beneficios económicos

El biogás producido tiene un valor comercial como combustible, el cual se puede utilizar para la generación de energía eléctrica y/o térmica o su venta directa como gas valorado respecto de su contenido energético para sustituir combustibles fósiles.

Mediante equipos de cogeneración, se puede utilizar el biogás para generar tanto electricidad como calor, mediante la recuperación de parte de la energía térmica contenida en los gases de combustión y en el fluido de refrigeración del motor de cogeneración.

Por su parte, como se señaló en el punto previo, el digestato tiene características de alto valor fertilizante y de mejorador de suelos en su aplicación como abono o biosólido, por lo que su uso en reemplazo de fertilizantes minerales puede acarrear un significativo ahorro en los costos de fertilización para la actividad agrícola. Este ahorro se puede aumentar con la co-digestión de desechos orgánicos o rastrojos, ya que aumenta la concentración de nutrientes en el digestato.

2.7.4 Beneficios sociales

Los proyectos de biogás, al ser sistemas descentralizados de producción de energía eléctrica y calórica, acarrearán beneficios sociales tanto para los productores, como para la zona donde se encuentren los proyectos. Aquellos proyectos vinculados a la actividad agrícola generan trabajo en el predio mismo y la energía producida genera un abanico de potenciales nuevos procesos productivos en la zona, como por ejemplo, dar valor agregado a algún producto regional, siendo esta posibilidad una nueva fuente de trabajo.

Otro beneficio social de la tecnología de digestión anaerobia es la posibilidad que tiene el agricultor de transformar su sistema productivo a uno de producción limpia, con lo cual se genera un bienestar común para toda la zona implicada.

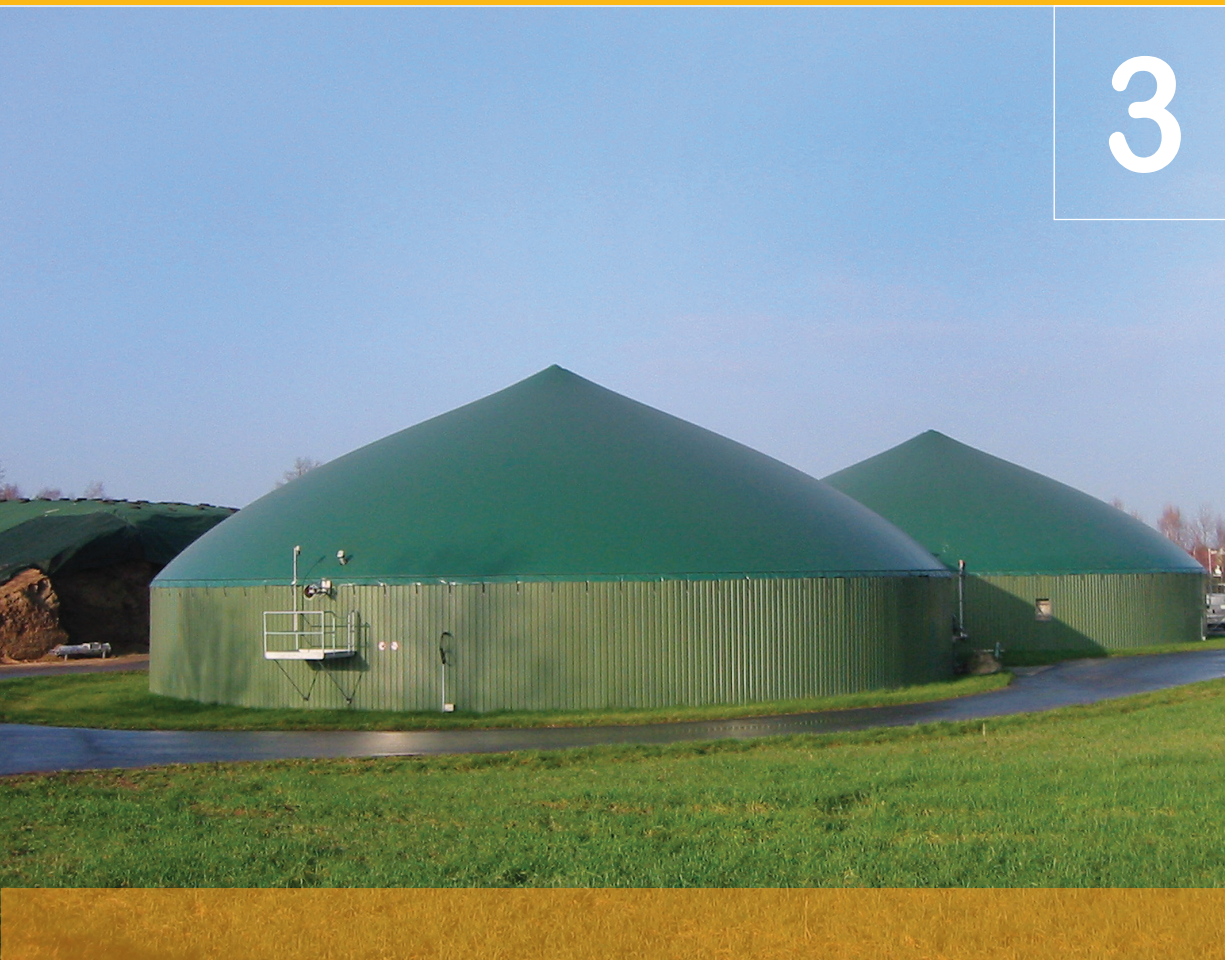
Del mismo modo, se beneficia socialmente al productor, ya que se le puede distinguir, diferenciar y reconocer como un productor con conciencia medioambiental, lo cual le generará un prestigio indiscutiblemente valorable. Este hecho cobra cada día mayor importancia en la agricultura moderna.

2.7.5 Aumento de la sustentabilidad de los sistemas productivos

La sustentabilidad es una visión de manejo que todo sistema agrícola debe empezar a interiorizar en su función para permanecer en el tiempo. Un sistema productivo puede ser considerado sustentable desde el momento en que genera tanto beneficios ecológicos como sociales y económicos. Mientras más beneficios generen en forma estable y equilibrada en el tiempo, mayor será su grado de sustentabilidad.

La utilización de la tecnología de digestión anaerobia realizada a los estiércoles, purines y a los residuos orgánicos, en general, es una herramienta que aporta la posibilidad de aumentar en forma considerable el grado de sustentabilidad de los sistemas agrícolas, así como de las demás actividades económicas en las cuales se pueden aprovechar la biomasa residual para la producción de biogás.

3



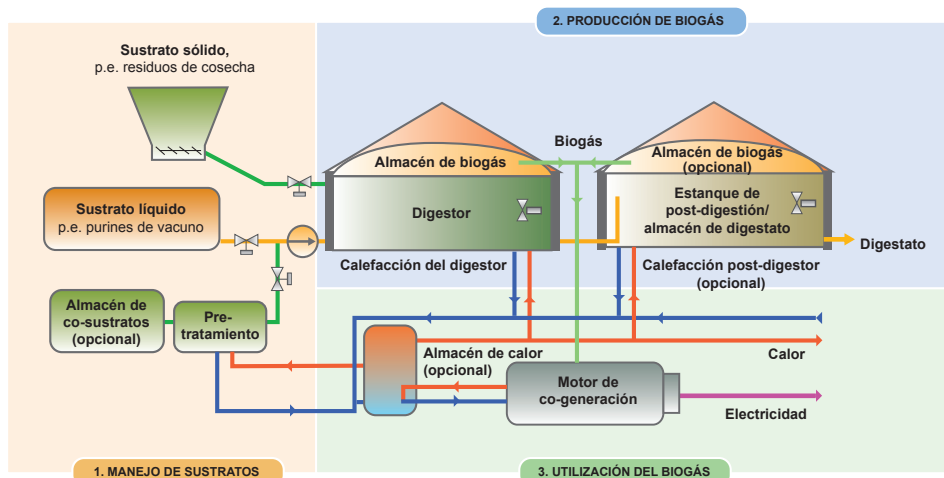
TECNOLOGÍAS EN LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

3. TECNOLOGÍAS EN LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

El presente capítulo entrega características generales de diversos tipos de tecnologías aplicables a cada etapa del proceso de una planta de biogás y sus campos de aplicación. Dependiendo del tipo de sustrato será necesario utilizar distintos componentes en la operación de la planta, lo que tiene influencia en su configuración final y en sus costos de inversión y operación. Por ejemplo, si se utiliza material fibroso deberá ser picado antes de su incorporación a los reactores para evitar posibles problemas mecánicos.

La Figura 8 entrega un esquema general de los componentes de una planta de biogás para generación de energía eléctrica y térmica, identificando las etapas principales del procesamiento de la biomasa: manejo de sustratos, producción de biogás y utilización del biogás. Estas etapas son discutidas en detalle en los puntos siguientes.

Figura 8: Esquema general de una planta de biogás para generación de energía eléctrica y térmica



Fuente: Elaboración propia

Figura 9: Planta de biogás



Fuente: FvB

3.1 Manejo de los sustratos

Para la recepción y manejo de los sustratos debe tenerse especial cuidado tanto en su consistencia como en su origen.

3.1.1 Recepción y almacenamiento

En el caso de sustratos con alto contenido de humedad, como algunos restos de frutas, pulpas vegetales, etc., la recepción y almacenamiento puede realizarse en fosos de recepción cerrados. La entrada de este tipo de residuos debe hacerse en camiones cerrados con descarga por manguera, la que es conectada al foso de recepción para realizar la transferencia. El foso debe contar con medidor de llenado y una bomba de vaciado para el transporte del sustrato hacia el digester. Para casos en que se utilice otro tipo de sustratos, como restos de frutas o vegetales con contenido de cáscaras y otros sólidos blandos de tamaño más grande, puede utilizarse una bomba con picador incorporado.

En el caso de purines agrícolas (vacunos o porcinos), por regla general, debe conectarse por medio de tuberías y bombas la zona de acopio de los purines en los sectores de crianza con la planta de biogás, dado que el transporte de purines en camiones cerrados es de elevado costo y requiere un alto esfuerzo logístico para plantas de escalas pequeñas (menor a 300 kW de potencia eléctrica instalada). Para plantas de mayor tamaño no se recomienda un traslado de purines sobre un radio de 30 km, ya que no se justifica el traslado del alto contenido de agua que contiene este tipo de sustrato.

Para la recepción de materia más sólida o fibrosa, como cultivos energéticos o desechos de vegetales, debe considerarse una zona de almacenamiento diferente a la zona de alimentación del digester. Para el almacenamiento de grandes cantidades de sustrato, como es el caso de cultivos energéticos o residuos estacionales, pueden utilizarse superficies grandes para ensilaje. Estos silos están compuestos por una superficie compactada. El sustrato se almacena en forma de silo (conservación ácido-láctica) y va siendo retirado paulatinamente para su alimentación en el digester.

Figura 10: Ejemplo de silo para cultivo energético



Fuente: UTEC GmbH

Para otro tipo de desechos vegetales fibrosos, cuya frecuencia de descarga esté más distribuida en el tiempo, puede utilizarse un patio de acopio con capacidad para uno a dos días de almacenamiento, de manera de que el sustrato no permanezca a la intemperie por tiempos prolongados.

Fundamentalmente el tipo de sistema a utilizar para el almacenaje de la biomasa debe cumplir con los siguientes requisitos:

- accesibilidad para carga y descarga;
- prevención de la descomposición (p.ej. largo tiempo de almacenamiento a pleno sol);
- minimización de olores;
- prevención a la lixiviación y contaminación de napas subterráneas.

3.1.2 Sistemas de alimentación

Los equipos utilizados para la alimentación de los sustratos al digestor dependerán de su consistencia y sus características. En caso de utilizar material sólido puede ser conveniente realizar una etapa de pretratamiento, consistente en el picado de la biomasa, a fin de asegurar un tamaño de fibra tal que no dificulte la homogenización ni el bombeo de la mezcla de sustratos.

Figura 11: Carga del contenedor dosificador de sustrato



Fuente: UTEC GmbH, planta de biogás 500 kW, sustrato maíz.

Figura 12: Contenedor dosificador de sustrato



Fuente: UTEC GmbH, planta de biogás 500 kW, sustrato maíz.

Para la alimentación de sustratos de bajo contenido de sólidos es apropiado el uso de bombas centrífugas. Para el transporte de material con contenido de sólidos a nivel medio se recomienda el uso de bombas peristálticas, muy utilizadas en tratamientos de riles agroindustriales. En ambos casos se utiliza frecuentemente un estanque de homogenización para los diferentes sustratos, desde el cual se bombean al interior del reactor.

Figura 13: Estanque de pre-mezcla con cargador frontal o sistema de flushing



Fuente: LfL

Para el transporte de sustratos con mayor contenido de sólidos también se pueden utilizar bombas de cavidad progresiva (tornillo excéntrico) o de pistón (embolo) giratorio. Éstas son ampliamente utilizadas en plantas de biogás en base a residuos sólidos agroindustriales y cultivos energéticos.

Para la alimentación del biodigestor con materiales sólidos (orujos, granos, ensilajes con tamaños de fibra grandes, etc.) conviene utilizar sistemas de tornillo sin fin. Una alternativa integrada consiste en un estanque de acero inoxidable con tornillo sin fin para transporte y picador incorporado. Puede utilizarse la alternativa de alimentación directa del digestor o aplicar un paso intermedio de mezcla con los sustratos más líquidos en un estanque de homogenización. Se recomienda el uso de acero inoxidable debido fundamentalmente al grado de acidez que se presenta en la descomposición primaria de los residuos. El uso de acero galvanizado sólo retrasa la corrosión en algunos años, y se deben cambiar con relativa frecuencia (dos a tres años) partes importantes del equipo.

Figura 14: Sistema de alimentación con estanque externo y cargador frontal



Fuente: FvB

Otro sistema utilizado, de mayor costo, consiste en un contenedor de hormigón con piso móvil y tornillos sin fin. En este caso, el material transportado por camiones tipo tolva es descargado directamente en el contenedor y es transportado desde ahí por tornillos sin fin para su posterior procesamiento y alimentación al digestor.

Figura 15: Sistema de alimentación con contenedor de piso móvil y tornillo sin fin



Fuente: LFL

3.2 Producción de biogás

La tecnología apropiada para la producción de biogás depende fuertemente del tipo de sustrato empleado, de sus condiciones, características y cantidad disponible. El reactor de digestión anaerobia es el componente central de toda planta de generación de biogás, para el cual existen diversos tipos y configuraciones posibles con sus sistemas auxiliares de calefacción, agitación del sustrato y almacenamiento del biogás producido.

3.2.1 Tipos de reactores de digestión anaerobia

Los diseños utilizados para digestión anaerobia pueden clasificarse en función de su capacidad para mantener altas concentraciones de microorganismos en el reactor, siguiendo diferentes métodos. Uno de los reactores más frecuentemente utilizados para residuos orgánicos de la agroindustria es el reactor de mezcla completa (RMC; *Continuous stirred tank reactor* CSTR en inglés).

3.2.1.1 Reactor de mezcla completa sin recirculación

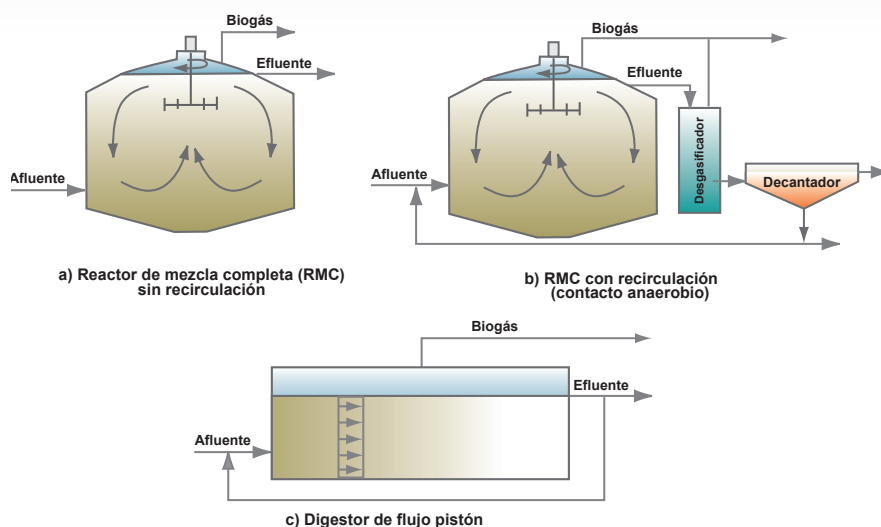
Se trata de estanques circulares herméticos, que pueden ser de acero u hormigón armado, en los que el sustrato es mezclado, de manera regular y no violenta, mediante agitadores. En estos reactores, los agitadores mantienen el régimen de mezcla completa, permitiendo que el sustrato que ingresa entre en contacto con la población bacteriana y con el sustrato en degradación. El sistema de agitación puede ser mecánico (agitador de hélice o palas, de eje vertical u horizontal) o neumático (recirculación de biogás a presión). Esta tipología de reactor no ofrece problemas de diseño (Figura 16a). Comparativamente a otros reactores, el tiempo de retención necesario es alto, debido a que la concentración de cualquier especie en régimen estacionario en el reactor debería ser la misma que en el efluente. Si la velocidad de reacción depende de la concentración, como es el caso de los procesos biológicos, la velocidad será baja, y la forma de compensarla es aumentando el tiempo de reacción.

3.2.1.2 Reactor de mezcla completa con recirculación

Este sistema tiene el nombre de reactor anaerobio de contacto y sería equivalente al sistema de lodos activos aerobios para el tratamiento de aguas residuales.

Se ha comprobado que, regulando la recirculación, es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un reactor simple de mezcla completa. Esto es debido a que el tiempo de retención de los microorganismos aumenta, gracias a su confinamiento en el sistema mediante la separación en el decantador y recirculación (Figura 16b). Debido a la necesaria separación de microorganismos en el decantador, este sistema sólo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales de azucareras, cerveceras, etc.), para las que sea posible una separación de fases líquido-sólido, con la fracción sólida consistente básicamente en flóculos biológicos. Antes del decantador se debe disponer de un sistema de degasificación, sin el cual la decantación se puede ver impedida.

Figura 16: Esquema de reactores sin retención interior de biomasa



Fuente: Adaptado de IDAE

3.2.1.3 Reactor de flujo pistón

En este tipo de reactores se utiliza el empuje producido por la incorporación de nuevo sustrato para generar el flujo longitudinal del material (Figura 16c). La mezcla se produce generalmente en planos paralelos perpendiculares a la dirección de flujo a través de agitadores especiales construidos para ello.

Son apropiados para la digestión de sustratos con alto contenido de sólidos y pueden presentar un proceso microbiológico más estable. Su fundamento se basa en que las fases del proceso de digestión, si bien ocurren al interior del mismo estanque, se presentan a lo largo del flujo, concentrándose las primeras fases de hidrólisis y acidogénesis en las áreas de entrada de la biomasa, y las fases de acetogénesis y metanogénesis, en las secciones cercanas a la salida del flujo. Uno de sus inconvenientes es la falta de homogenización en la sección transversal a la dirección del flujo, en las configuraciones

horizontales, lo cual se puede evitar mediante un sistema de agitación transversal (por ejemplo, mediante la reintroducción de biogás a presión en la base del digestor si el reactor es horizontal).

3.2.1.4 Reactor con retención de biomasa, sin recirculación

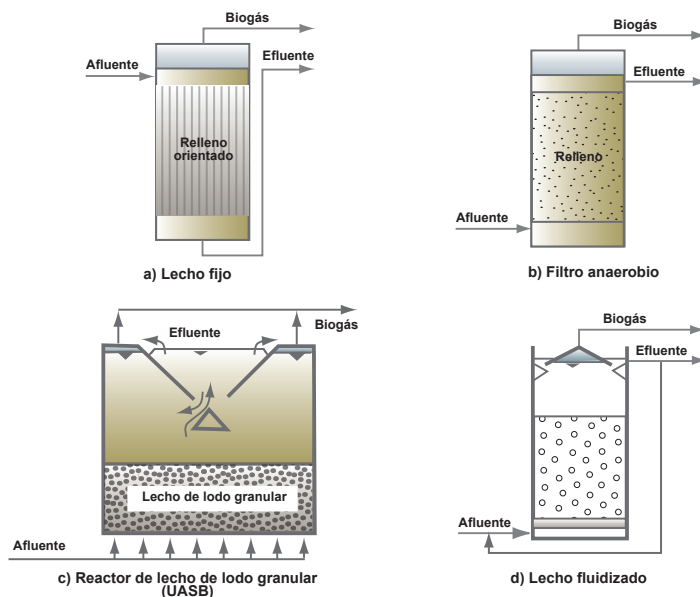
Si se consigue retener bacterias en el interior del reactor (Figura 17), evitando la configuración de reactor de mezcla completa (RMC), es posible reducir el tiempo de retención por debajo del reactor RMC tomado como referencia.

Los métodos de retención de biomasa son básicamente dos:

- inmovilización sobre un soporte (filtros anaerobios y lechos fluidizados);
- agregación o floculación de biomasa y su retención por gravedad (reactores de lecho de lodos).

El filtro anaerobio. En este sistema las bacterias anaerobias están fijadas a la superficie de un soporte inerte, formando biopelículas, columna de relleno (torre empacada), o atrapadas en los intersticios de éste, con flujo vertical. El soporte puede ser de material cerámico o plástico. Su distribución puede ser irregular (filtro anaerobio propiamente dicho, con flujo ascendente), en cuyo caso las bacterias se encuentran mayoritariamente atrapadas en los intersticios (Figura 17b); o regular y orientado verticalmente, caso en el cual la actividad es básicamente debido a las bacterias fijadas, y recibe el nombre de lecho fijo con flujo descendente (Figura 17a). En caso de utilizar un soporte orientado verticalmente con flujo ascendente y un sustrato lentamente degradable, con elevado tiempo de retención, la retención por sedimentación de los fragmentos de biopelícula desprendidos adquiere un efecto de importancia en la actividad del reactor.

Figura 17: Reactores con retención de biomasa



Fuente: IDAE

Este sistema ha sido extensamente aplicado en el tratamiento de aguas residuales de la industria agroalimentaria y existen experiencias piloto para la fracción líquida de residuos ganaderos. El costo de inversión es una limitante importante para su implementación.

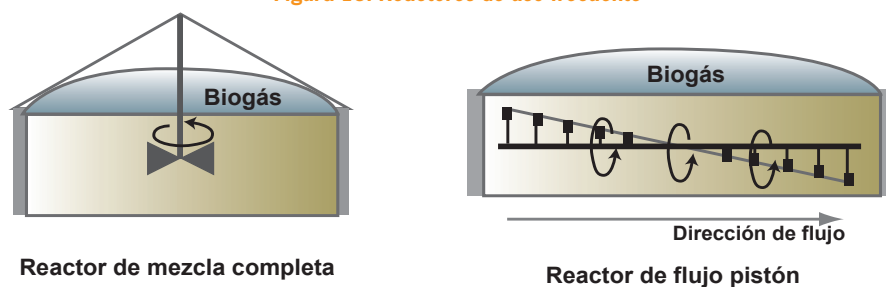
El reactor de lecho de lodos. En este sistema se favorece la floculación o agregación de bacterias entre ellas, para formar gránulos o consorcios, de forma que por sedimentación se mantienen en el interior del reactor, con la velocidad ascendente adecuada del fluido, siempre que en la parte superior exista un buen separador sólido/líquido/gas. El diseño más común es el Upflow Anaerobic Sludge Blanket (UASB), el cual está siendo extensamente aplicado al tratamiento de aguas residuales de la agroindustria (Figura 17c). Es el diseño más simple de entre los sistemas con retención de biomasa y la única limitante para su aplicación es que la biomasa activa granule, esto es, que forme agregados de alta densidad. Para ello es determinante la composición del agua a tratar y mantener una operación adecuada.

El lecho fluidizado. En este sistema, las bacterias se encuentran fijas – formando una biopelícula – sobre pequeñas partículas de material inerte que se mantienen fluidizadas mediante el flujo ascendente del fluido. Para mantener un caudal adecuado que permita la expansión y fluidización del lecho, se recurre a la recirculación. Igual que en el caso del filtro anaerobio, este sistema puede ser aplicado a aguas residuales, especialmente de la agroindustria, y a fracciones líquidas o sobrenadante de residuos de la producción animal, aunque las experiencias en este ámbito son limitadas (Figura 17d).

3.2.2 Reactores más frecuentemente usados

En general, en el mercado europeo, predominan dos de los tipos de reactores descritos en el capítulo anterior, principalmente por su estabilidad y/o su simplicidad en comparación con otros procesos de digestión anaerobia: reactores de mezcla completa (con y sin recirculación) y reactores de flujo pistón. La siguiente figura muestra esquemáticamente ambos tipos de reactores.

Figura 18: Reactores de uso frecuente



La Tabla 6 resume las principales características del reactor de mezcla completa, así como sus ventajas y desventajas.

Tabla 6: Características de los reactores de mezcla completa

Características	- Estanques verticales de sección circular. - Construcción en acero u hormigón armado. - Volúmenes posibles sobre los 3.000 m³, pero no recomendables. - Velocidades de carga posibles en el rango de 1 a 3 kg SV/m³d.
Áreas de aplicación	- Para sustratos bombeables, con contenidos de sólidos medios/bajos a bajos (máximo de 12%) como purines, residuos orgánicos con purines, restos pulposos, aguas residuales de alto contenido orgánico, etc. - Apropriados para procesos continuos, discontinuos y semi-continuos.
Ventajas	- Operación variable para procesos continuos, discontinuos y semi-continuos. - En general es posible la mantención de equipos internos sin necesidad de vaciado completo del reactor. - Posibilidad de cubrir con membrana y ahorrarse un gasómetro.
Desventajas	- Cubierta del reactor relativamente compleja para tanques de gran tamaño. - Debido a que la mezcla no es vigorosa puede producirse un régimen de mezcla no ideal y, con ello, flujos de corto circuito (entrada y salida de material en corto tiempo) y formación de costras. - Dificultad para mantener temperatura homogénea y controlada.

Figura 19: Ejemplos de reactores de mezcla completa



Fuente: LfL y Bundesverband Biogas

Otro tipo de reactores utilizado comercialmente corresponde a los reactores de flujo pistón. El hecho que la tasa de crecimiento de microorganismos sea más elevada a la entrada del reactor, donde la concentración de sustrato también es más elevada, hace que la concentración media en el reactor sea superior a la correspondiente a los de mezcla completa, o en todo caso superior a la de salida, con lo cual el tiempo de retención será inferior. Este tipo de reactor ha sido aplicado a diferentes especies de residuos orgánicos, como la fracción orgánica de residuos municipales (configuración vertical y flujo ascendente) y residuos de porcino y bovino.

A continuación, se muestran las características generales de este tipo de reactores.

Tabla 7: Características de los reactores de flujo pistón

Características	- Estanques horizontales de secciones circular o cuadrada. - Construcción en acero u hormigón armado. - Volúmenes máximos posibles entre los 800 a 1.000 m³. - Velocidades de carga posibles superiores a 5 kg SV/m³d.
Áreas de aplicación	- Para sustratos con contenidos de sólidos medios a medios/altos (sobre 12%) como estiércoles, residuos agroindustriales con alto contenido de fibras, fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU), cultivos energéticos, etc. - Apropriados para procesos continuos y semi-continuos.
Ventajas	- Configuración compacta y bajo uso de terreno. - Separación de las fases del proceso de digestión anaerobia. - Prevención de formación de costras debido a su forma de construcción y agitación. - Prevención de flujos de corto circuito. - Requieren tiempos de retención hidráulicos menores por la separación de las fases (mayor eficiencia). - Calefacción más efectiva debido a su forma compacta.
Desventajas	- Tamaños grandes de plantas requieren varios reactores paralelos. - Mantenimiento o reparación de equipos internos requiere generalmente el vaciado del reactor.

Figura 20: Ejemplos de reactores de flujo pistón



Fuente: LfL

3.2.3 Sistemas en dos fases/etapas e híbridos

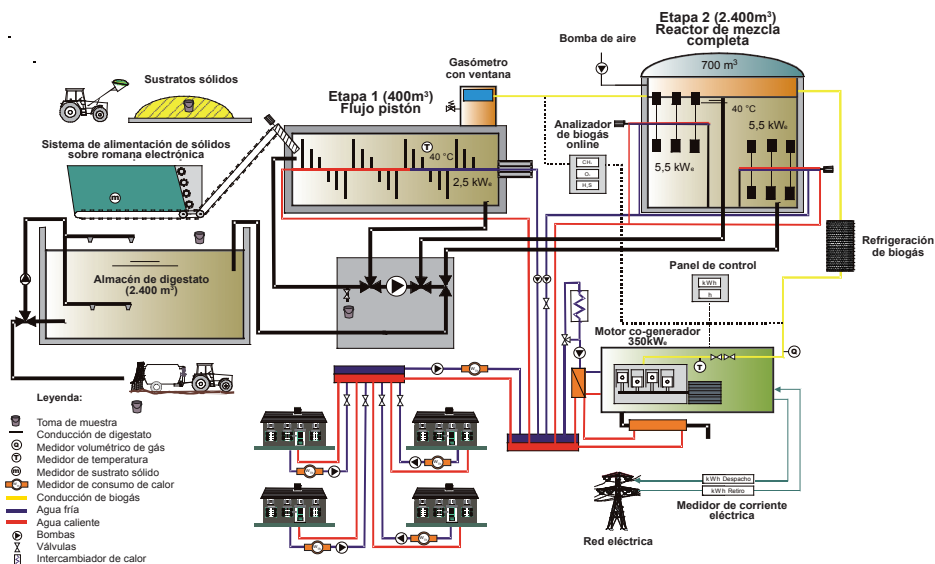
Son sistemas que utilizan dos reactores especializados en distintas fases de la digestión anaerobia. Algunos consisten en un primer reactor con elevado tiempo de retención, en el cual se favorece la hidrólisis, seguido de un reactor de bajo tiempo de retención que digiere la materia orgánica disuelta y los ácidos producidos en la primera etapa. Si la primera etapa consiste en un reactor discontinuo, el

líquido tratado en la segunda es el obtenido por percolación en la primera, una vez recirculado el efluente de la segunda. Estos sistemas permiten mantener fácilmente la temperatura en el reactor discontinuo, controlando la temperatura del efluente del segundo reactor. Han sido aplicados con éxito para tratar residuos sólidos cuya etapa limitante es la hidrólisis: frutas, verduras, residuos sólidos urbanos, ganado vacuno, etc.

En otros sistemas la separación de fases se refiere a mantener dos reactores en serie, en los cuales se realizan, respectivamente, las fases de acidogénesis y metanogénesis, y su objetivo es conseguir un tiempo de retención global inferior al correspondiente a un único reactor de mezcla completa. La separación es de tipo cinético, controlando el tiempo de retención de cada reactor, el cual será inferior en el primero, debido a las tasas de crecimiento más altas de las bacterias acidogénicas. Este tipo de sistema ha sido aplicado con éxito en la digestión de residuos con alta concentración de azúcares y bajo contenido en sólidos, pero no en residuos con fibras y, en general, en sustratos complejos cuya limitante es la hidrólisis.

Por su parte, los sistemas híbridos combinan los conceptos que sustentan los diferentes tipos de reactores descritos previamente. La Figura 21 esquematiza una planta de este tipo. En ella un reactor de flujo pistón es utilizado para realizar, con una corta retención hidráulica, la fase de acidogénesis y el reactor de mezcla completa es utilizado para realizar, con una mayor retención hidráulica, la fase de metanogénesis. También se han realizado diseños de reactores con retención de biomasa híbridos, en los cuales la parte baja de éste se comporta como un UASB y la parte superior como un filtro.

Figura 21: Ejemplo de sistema híbrido (reactor flujo pistón + mezcla completa)



Fuente: Traducido de LfL

3.2.4 Reactores para alto contenido de sólidos

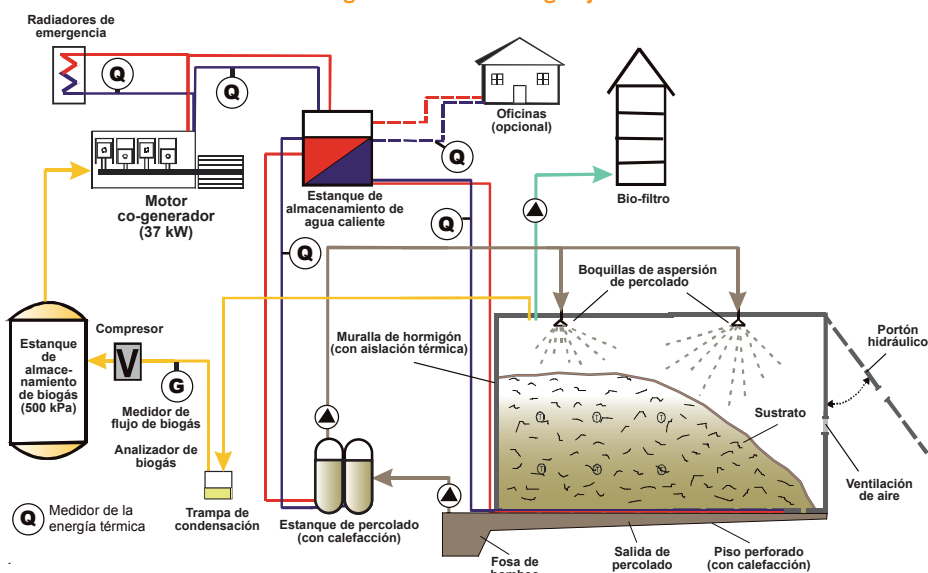
3.2.4.1 Sistema de garaje

En el sistema tipo garaje, los contenedores son utilizados para la digestión anaerobia de residuos orgánicos sólidos en forma discontinua (batch). El volumen de los reactores no supera normalmente los 100 m³. Dependiendo del sustrato y del sistema de alimentación (normalmente cargador frontal), sólo se puede aprovechar 2/3 del volumen para la fermentación. Para proporcionar una adecuada digestión de los sustratos se requiere inocularlo con el digestato de la fermentación anterior. Por lo mismo, es frecuente utilizar una mezcla con sólo un 40% de material fresco y 60% de digestato.

La retención hidráulica es de aproximadamente tres a seis semanas dependiendo de la degradabilidad del sustrato. Para mantener durante ese lapso de tiempo la humedad constante en el sustrato, se bombea en forma de recirculación el lixiviado producido durante el proceso, que es recolectado en el fondo del reactor por un sistema de drenaje e inyectado a través de un sistema de ducha. De esta forma se logra también mantener la temperatura y una inoculación bacteriana constante.

Durante la fase inicial, debido al bajo contenido de metano del biogás, éste es bombeado a través de un biofiltro al exterior. En cuanto el biogás alcanza un contenido por sobre el 30% de metano, es almacenado para su posterior uso. Para poder producir en forma constante se requieren de varios módulos que funcionen en forma secuencial. Este sistema puede ser ampliado de forma modular y, por lo tanto, adaptarse a las necesidades del operador de la planta.

Figura 22: Sistema de garaje

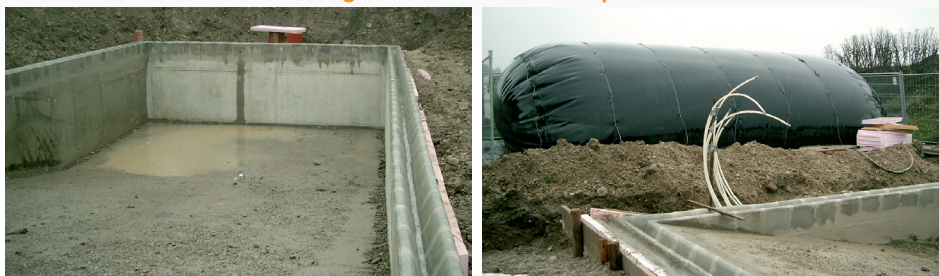


Fuente: traducido de LfL

3.2.4.2 Sistema de estanque

Este sistema de digestión anaerobia discontinua es el más sencillo de operar, pero a su vez, el más ineficiente. La tecnología consiste en un estanque, normalmente de murallas de hormigón, la cual se rellena con el residuo orgánico a degradar. Una vez llena se cierra en forma hermética con una cubierta de membrana que actúa como gasómetro. El tiempo que demore el proceso de digestión anaerobia dependerá de la temperatura ambiental. Cuando el sistema deja de generar gas, se retira la cubierta de membrana y se extrae el digestato para su aplicación como fertilizante o mejorador de suelo en el campo. Para inocular el siguiente llenado, se deja un volumen aproximado de un 30% del digestato, el cual hay que mezclar en forma homogénea con el sustrato fresco a digerir, y se vuelve a tapar. Al igual que el sistema de garaje, se requiere de varios módulos trabajados en forma secuencial para producir biogás en forma continua en el tiempo.

Figura 23: Sistema de estanque



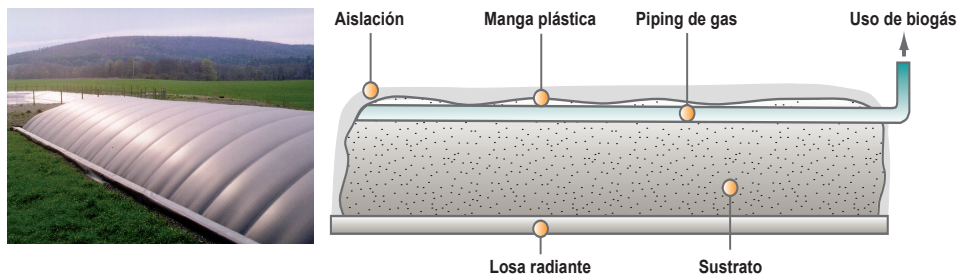
Fuente: LfL

3.2.4.3 Sistema de manga plástica

El sistema de manga plástica corresponde al sistema más económico de producción de biogás, bajo el punto de vista de la inversión. En este caso se utiliza un equipo de llenado de manga plástica (el mismo equipo que se utiliza para grano de maíz húmedo) para incorporar el sustrato a degradar dentro de la manga. En el lado superior interno de la manga se instala una manguera perforada para recoger el biogás producido y ser llevado a un gasómetro para su posterior uso.

En este sistema se puede utilizar un sistema de losa radiante para controlar la temperatura de la manga o sencillamente trabajar con la temperatura ambiental, como en el caso del sistema de estanque.

Figura 24: Sistema de manga plástica



Fuente: EPA; traducido de LfL

3.2.4.4 Sistemas de lagunas cubiertas

Un sistema alternativo al modelo de biodigestor vertical es el sistema de lagunas cubiertas. Se trata de lagunas o piscinas, cuyo fondo está recubierto por PVC, HDPE u otro material impermeable, resistente. La piscina se encuentra totalmente cubierta y sellada herméticamente por una membrana de PVC u otro material de alta resistencia a los rayos ultravioleta.

Estos sistemas son diseñados para tratar cualquier tipo de materia orgánica. Se diseñan en diferentes tamaños dependiendo de la disponibilidad de residuos o requerimientos del proyecto. Los tamaños pueden ir desde los 10 m³ hasta cientos de m³.

Las piscinas pueden estar instaladas en tierra firme o en concreto, la decisión tiene relación con aspectos de costos. Es recomendable protegerlo del sol. En caso de tener exceso de producción de biogás, este puede ser almacenado en un reservorio auxiliar fabricado en membranas de PVC o HDPE, colocado en paralelo al sistema de piscina cubierta y conectado por medio de una tubería de PVC.

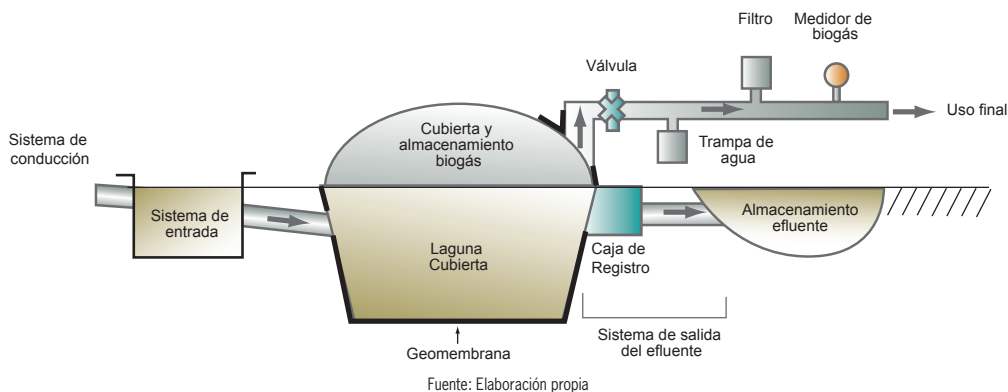
En general este tipo de biodigestor es de diseño muy simple y se le pueden incorporar sistemas de calefacción y de agitación pero, por la forma, son menos eficientes que los biodigestores verticales.

Un sistema de biogás del tipo piscina cubierta está conformado por diversos componentes: sistema de conducción de sustrato, sistema de entrada, sistema de salida del digestato, sistema de salida del biogás, sistema de conducción del biogás, válvulas y trampas, llaves de paso, sistemas de desagüe de las lagunas cubiertas y medidor de biogás. A continuación se entrega mayor detalle de cada componente:

1. **Sistema de conducción de sustrato:** a través de una cañería que puede ser de PVC, HDPE o de concreto se conduce el sustrato a tratar hasta el interior de la piscina o laguna.
2. **Sistema de entrada:** se coloca antes de la entrada del sustrato a la piscina. Puede ser un tanque desarenador que cumple con la función de retener aquellos materiales pesados e inertes que le restan funcionamiento al sistema de laguna.
3. **Sistema de salida del digestato:** junto con canalizar el digestato fuera del biodigestor, suele contar con una caja de registro con el objeto de medir pH y composición de la materia orgánica ya tratada en el sistema.
4. **Sistema de salida del biogás:** se ubica en la parte superior de la cubierta. Se trata de un acople de PVC que va sellado a la geomembrana. Al acople se conectará el sistema de conducción de biogás.
5. **Sistema de conducción del biogás:** se hace por medio de tuberías de polietileno de alta densidad, con una serie de válvulas y trampas hasta el lugar donde se utilizará el biogás.
6. **Válvulas y Trampas:**
 - Válvula para sobrepresiones: estas válvulas evitan el rompimiento de la membrana por el exceso de presión al interior del biodigestor debido al acumulamiento excesivo de biogás. En un sistema que maneje una gran cantidad de biogás se utilizará un manómetro, que controla la resistencia a la tensión de la geomembrana.

- Trampa de agua y ácido sulfhídrico: con el objeto de proteger los equipos y mejorar los rendimientos energéticos es importante extraer o reducir el agua, el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del biogás. El agua causa problemas de obstrucción del sistema de conducción del biogás, en tanto el ácido sulfhídrico, causa corrosión en los motores y malos olores y el dióxido de carbono resta poder calorífico al biogás.
 - Dado lo expuesto es necesario colocar las siguientes trampas:
 - Trampa de ácido sulfhídrico
 - Trampa o filtro de dióxido de carbono
 - Trampa de agua
 - Trampa de llama
- 7. Llaves de paso:** estas llaves cumplen con el objetivo de controlar el paso del gas en caso que no se esté utilizando o se deba realizar alguna reparación o mantención.
- 8. Sistema de desagüe de las lagunas cubiertas:** necesarios para hacer reparaciones u otros mantenimientos. Se colocan en el fondo de la piscina.
- 9. Medidor de biogás:** se coloca con el objetivo de medir la cantidad de gas producido por el sistema de laguna cubierta.

Figura 25: Esquema de sistema de lagunas cubiertas



3.2.5 Sistemas de calefacción

Existen varios sistemas de calefacción que pueden utilizarse para mantener la temperatura del reactor. Uno de los sistemas más utilizados es la instalación de un serpentín radiador al interior de los estanques (acero u hormigón armado). Otro sistema utilizado frecuentemente es el de superficies radiantes, que utiliza las paredes del reactor (hormigón armado) para el transporte de calor (losa radiante). En ambos casos se utiliza agua caliente para el transporte de la energía térmica desde la caldera o el motor de cogeneración hasta el reactor.

Figura 26: Sistemas de calefacción de digestores



Fuente: Planta de biogás Negrete Chile 30 kW (sustrato purines de vacuno), UTEC GmbH

3.2.6 Sistemas de agitación

Un elemento importante para la reacción microbiológica es el mezclado del sustrato. A través de éste se garantiza el contacto del mismo con las colonias bacterianas que degradan la materia orgánica y se evita la formación de costras flotantes en el reactor. Pero su función más importante es mantener homogénea la temperatura dentro del reactor para obtener un proceso estable.

Dependiendo de las características de la mezcla dentro del reactor, se pueden utilizar distintos tipos de agitadores en los estanques de digestión. Una selección de ellos se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 8: Características de agitadores de hélice sumergible

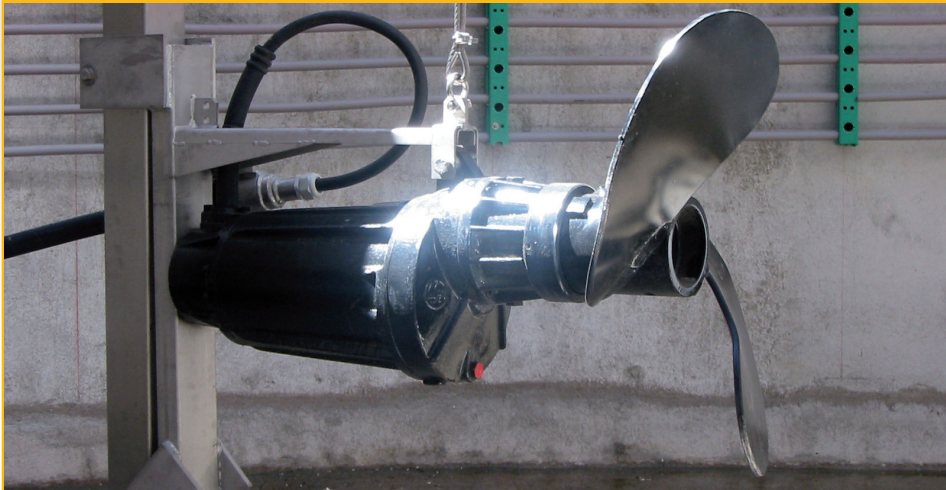
Agitador de hélice sumergible	
	
Fuente: Planta de biogás Negrete Chile 30 kW (sustrato purines de vacuno), UTEC GmbH	
Características	- Agitadores de alta velocidad de mezcla (hasta 1.500 RPM), en general, de frecuencia no regulable. - Motor sumergible y hermético. - Fabricación en material resistente a la corrosión (acero inoxidable). - Posibilidad de posición ajustable a través de rieles o barras guía. - Funcionamiento discontinuo en intervalos. - Diámetro de hélices de 50 a 70 cm. - Potencias eléctricas entre 7 y 22 kW.
Áreas de aplicación	- Para sustratos bombeables, con contenidos de sólidos bajos (purines, mezclas con fracción de sólidos de hasta alrededor de un 10%). - Para reactores en el rango mesófilo de temperatura.
Ventajas	- Muy buena mezcla para sustratos líquidos.
Desventajas	- Para estanques grandes se requieren varios aparatos, lo que redunda en un mayor número de perforaciones en el digestor. - Consumo energético alto para cada agitación. - Tendencia a producir capas duras flotantes en intervalos no operativos. - Mantenión de los equipos requiere apertura del estanque de digestión.

Tabla 9: Características de agitadores axiales de rotación lenta

Agitador axial de rotación lenta	
	
Fuente: Kaiser	
Características	- Agitador de rotación lenta y operación continua (8 a 14 RPM). - Instalación en el centro del digestor. - Paletas de agitación de hasta 22 m de diámetro. - Motor de rotación colocado fuera del reactor. - Fabricación en material resistente a la corrosión (acero inoxidable). - Potencias eléctricas de entre 15 a 18 kW.
Áreas de aplicación	- Estanques verticales con cubierta soportante (hormigón). - Sustratos bombeables con contenido de sólidos medios (mayor a 10%).
Ventajas	- Fácil mantención del motor. - Pequeñas capas duras flotantes pueden mezclarse por movimiento rotatorio. - Operación continua ayuda a evitar formación de grandes capas duras flotantes.
Desventajas	- Debido a su operación estática solo es posible una mezcla insuficiente, especialmente en los bordes del digestor, para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas. - Posible formación de capas duras en los bordes del digestor para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas.

Tabla 10: Características de agitadores excéntricos

Agitador excéntrico	
	
Fuente: LfL	
Características	- Agitador de rotación semi-rápido y lento (100 a 300 RPM y 10 a 50 RPM), de operación a intervalos o continua, respectivamente. - Instalación oblicua a través de las paredes del reactor anaerobio. - Motor de rotación colocado fuera del reactor. - Fabricación en material resistente a la corrosión (acero inoxidable). - Diámetro de hélices entre 0,7 a 2,5 m. - Potencias eléctricas de en promedio 15 kW.
Áreas de aplicación	- Estanques verticales. - Sustratos bombeables con contenido de sólidos medios (mayor a 10%).
Ventajas	- Buena mezcla. - Fácil mantención del motor. - Pequeñas capas duras flotantes pueden mezclarse por movimiento vertical. - Operación continua ayuda a evitar formación de grandes capas duras flotantes.
Desventajas	- Debido a su operación estática solo es posible una mezcla insuficiente, especialmente en los bordes del digestor, para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas. - Posible formación de capas duras en los bordes del digestor para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas.

Tabla 11: Características de agitadores verticales y horizontales de paleta

Agitador de paletas	
	
Fuente: LfL	
Características	- Agitador de rotación lenta de operación continua (12 a 25 RPM). - Instalación lateral en reactores verticales. Para reactores de flujo pistón la dirección de rotación es perpendicular a la dirección del flujo. - Motor de rotación colocado fuera del reactor. - Fabricación en material resistente a la corrosión (acero inoxidable). - Diámetro de paletas entre 2 a 4 m. - Potencias eléctricas de entre 15 a 18 kW.
Áreas de aplicación	- Estanques verticales y reactores de flujo pistón. - Sustratos bombeables con contenido de sólidos medios (mayor a 10%). - Para reactores con un diámetro no mayor a 14 m.
Ventajas	- Buena mezcla. - Su operación en estanques horizontales posibilita el efecto del flujo pistón. - Fácil mantención del motor. - Operación continua ayuda a evitar formación de grandes capas duras flotantes.
Desventajas	- Debido a su operación estática solo es posible una mezcla insuficiente, especialmente en los bordes del digestor, para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas. - Posible formación de capas duras en los bordes del digestor para dimensionamientos incorrectos o velocidades de mezcla inadecuadas.

3.2.7 Almacenamiento del biogás

El biogás producido durante el proceso de digestión anaerobia debe ser almacenado a fin de contar con un respaldo suficiente para la operación de los equipos de generación. En general, se recomienda una capacidad de almacenamiento de entre un 25% y un 50% de la producción diaria de biogás.

Las formas habituales de almacenamiento de biogás en plantas de desarrollo comercial corresponden a sistemas de almacenamiento de baja presión. Éstos pueden ser integrados a los reactores anaerobios en forma de cubierta o de tipo externo, es decir, ubicados en un lugar separado de los estanques de digestión. En todos los casos se trata de sistemas de almacenamiento compuestos por láminas de materiales diversos que garanticen hermeticidad y resistencia. Sus características principales se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 12: Características del almacenamiento externo del biogás

Almacenamiento externo	
	
Fuente: Planta de biogás La Farfana, gentileza de Metrogas S.A.	
Características	- Volúmenes de hasta 2.000 m³. - Materiales apropiados: PVC (corta vida útil), goma sintética (PIB), mezcla de polietileno y polipropileno, PE, acero fino, fibra de vidrio. - Permeabilidad máxima entre 1 y 5 por mil. - Distintas formas de construcción e instalación (en bodega aparte, sobre el techo del digestor, con y sin cubierta, etc.).
Áreas de aplicación	- Todo tipo de biogás. - Todo tipo de reactores.
Ventajas	- La composición del biogás en el digestor puede ser medida con precisión y en tiempo real, dada la menor mezcla que se produce en el área gaseosa, y refleja mejor el estado de operación del digestor.
Desventajas	- Eventual necesidad de espacio adicional - Eventual necesidad de una construcción adicional. - El digestor requiere de una cubierta hermética adicional.

Tabla 13: Características del almacenamiento integrado del biogás

Almacenamiento integrado	
	
Fuente: FvB	
Características	- Volúmenes de hasta 4.000 m³. - Materiales apropiados: goma sintética (PIB), mezcla de polietileno y polipropileno, EPDM-goma. - Permeabilidad máxima entre 1 y 5 por mil. - Distintas formas de construcción e instalación (lámina simple sobre construcción de madera, lámina en techo inflable autosoportante, lámina sobre construcción bajo cubierta).
Áreas de aplicación	- Todo tipo de biogás. - Principalmente usados en biodigestores verticales.
Ventajas	- No requiere espacio ni construcciones adicionales.
Desventajas	- Composición del biogás en la zona gaseosa del digestor no refleja el estado del proceso en tiempo real, debido a la mezcla de gases de periodos de tiempo distintos. - Eventualmente sensible a cargas de viento y nieve. - Aislación térmica se ve disminuida.

Los sistemas de almacenamiento de biogás cuentan con mecanismos de seguridad que evitan que la sobrepresión límite sea sobrepasada. En caso de fallas del motor y aumento de la presión de los gasómetros, el biogás es desviado hacia una antorcha para su combustión controlada.

3.3 Utilización del biogás

La utilización energética del biogás ha sido el factor más importante en el desarrollo de esta tecnología en Europa. A través de la combustión de la fracción de metano el biogás puede utilizarse para la generación de energía térmica, eléctrica, para la generación simultánea de ambas (cogeneración) y, menos frecuentemente, para energía mecánica. Además, puede ser utilizado como sustituto de otros combustibles como el gas natural o gas de ciudad.

Las tecnologías para la utilización de biogás no difieren significativamente de las usadas para otros combustibles, siempre y cuando haya sido tratado adecuadamente. Por su parte, la cogeneración es en la actualidad la manera más eficiente de aprovechamiento energético del biogás. Por su importancia, este capítulo aborda algunos antecedentes generales para ambas materias: tratamiento del biogás y tecnologías de cogeneración.

3.3.1 Tratamiento del biogás

El biogás producido contiene algunos componentes que pueden interferir con el uso final proyectado. Tal es el caso del sulfuro de hidrógeno (H_2S) que en contacto con el vapor de agua, también presente en el biogás, genera ácido sulfhídrico, el que tiene efectos corrosivos en los metales. Además, la presencia de vapor de agua en el biogás disminuye su poder calorífico y puede interferir con la operación de los sistemas de combustión.

La siguiente tabla muestra los tratamientos necesarios según el destino del biogás.

Tabla 14: Tratamiento según el uso final del biogás

Uso final	Eliminación de agua	Eliminación de CO_2	Eliminación de H_2S (desulfurización)
Producción térmica en calderas	1	0	0-1-2
Producción de electricidad en motores estacionarios	1 o 2	0-1-2	1 o 2
Combustible para vehículos o para turbinas	2	2	2
Sustituto del gas natural	2	2	2
Celdas de combustible	2	2	2

0 = no tratamiento, 1 = tratamiento parcial, 2 = tratamiento elevado

Fuente: IDAE

Los pasos para el tratamiento primario del biogás son tendientes a remover el sulfuro de hidrógeno y el vapor de agua, lo cual es necesario para prácticamente todos los usos del biogás.

Para la remoción del sulfuro de hidrógeno se aplica comúnmente un mecanismo microbiológico que consiste en la utilización de bacterias (*Sulfobacter oxydans*) capaces de transformar el sulfuro de hidrógeno, en presencia de oxígeno, en azufre elemental. En numerosas plantas de escala pequeña a mediana (hasta 2 MW de generación eléctrica) se utiliza la desulfurización biológica al interior de la zona gaseosa del digestor, mediante la adición controlada de aire. Este proceso lleva asociado costos de inversión y operación menores, aunque provoca algún grado de interferencia con el proceso de digestión anaerobia si no se controla en forma automática.

La aireación excesiva del medio bacteriano puede provocar inhibiciones serias en el crecimiento y, en casos extremos, la pérdida de la población metanogénica. La utilización de un estanque de desulfurización externo elimina este riesgo, pero sus mayores costos de inversión y operación se justifican sólo en plantas de gran tamaño por las economías de escala alcanzables.

En caso de requerirse un biogás de mayor calidad puede utilizarse desulfurización química, aplicando sales de hierro al biogás producido. Su aplicación en la zona gaseosa del digestor tiene la ventaja de una menor intervención en el proceso anaerobio, pero conlleva costos operacionales adicionales asociados a las sustancias químicas adicionadas al proceso.

El uso de filtros de compost es un método de bajo costo que permite reducir las concentraciones de sulfuro de hidrógeno, pero que es de difícil control frente a cambios en la concentración. Este sistema sólo es recomendable para plantas de muy pequeña escala debido a su baja eficiencia de remoción de azufre.

Por su parte, el secado consiste en el enfriamiento del biogás para eliminar el vapor de agua a través de la condensación. Este proceso puede realizarse en las tuberías de distribución del biogás, asegurándose que la temperatura ambiental y la longitud de las tuberías sean suficientes para lograr el enfriamiento del biogás. La utilización de tuberías de gas enterradas facilita el proceso de enfriamiento del biogás. En estos casos debe disponerse de una trampa de condensación desde donde será eliminada el agua acumulada.

En algunas situaciones puede ser necesaria la utilización de un pequeño intercambiador de calor para el enfriamiento de los gases, el que reduce la temperatura del biogás, separando el vapor de agua. En estos casos se alcanza una mejor calidad del biogás, lo que redundará en una mejor operación y menor necesidad de mantenimiento del motor, pero que lleva asociados costos de operación algo mayores.

Si el destino final del biogás es la sustitución de gas natural, debe purificarse hasta asimilarlo a la calidad de ese combustible, de acuerdo a lo establecido en la norma chilena NCh3213.Of2010, sobre biometano. Este proceso corresponde a la eliminación del CO_2 de la mezcla de gases. Para este fin existen hoy en día seis tecnologías:

- a. **Lavado de gas:** absorción del CO_2 a través del lavado con líquidos (H_2O , NaOH , etc.).
- b. **Adsorción de cambios de presión:** adsorción de CO_2 por medio de fuerza electrostática en un medio de adsorción.
- c. **Sistema de membrana en seco:** separación de CO_2 a través de sistemas de membranas.
- d. **Sistema de membrana húmedo:** separación de CO_2 a través de sistemas de membranas permeables en conjunto con un medio líquido de absorción.
- e. **Dilución del CO_2 :** separación de fases en CO_2 líquido y CH_4 gaseoso.

- f. **Rectificación a baja temperatura:** separación de CO_2 por diferencial del punto de congelamiento y temperatura de -80°C y $+15^\circ\text{C}$.

Luego de su tratamiento el biogás pasa por un compresor donde se eleva su presión a los niveles necesarios para su inyección, a través de tuberías de alimentación, en los equipos de combustión (calderas o motores) o para su transporte, por ejemplo, mediante gasoductos.

3.3.2 Cogeneración

En el caso de la cogeneración, el biogás se utiliza para operar un equipo de generación termoeléctrica, generalmente con motores de combustión interna, al que se le incorporan sistemas de recuperación de calor o termorecuperadores, compuestos por intercambiadores de calor en los sistemas de refrigeración y de eliminación de gases de combustión que reducen la temperatura de los gases de 420°C hasta unos 150°C . De esta forma, parte del calor residual generado por la combustión de biogás, que no es transformado en energía mecánica y posteriormente eléctrica, es recuperado para su uso térmico posterior en procesos (agua caliente y vapor de baja temperatura) o para calefacción.

Mediante la cogeneración se obtiene energía de mayor valor agregado (energía eléctrica) lográndose además, a través de la recuperación y uso del calor de desecho, una alta eficiencia global en el uso del combustible (hasta 85%), reduciendo así la dependencia de otros combustibles fósiles y eventualmente más contaminantes.

Existen otras alternativas para la generación eléctrica a partir del biogás, como la utilización de motor Stirling, microturbinas de gas o celdas de combustible, que hasta ahora no han tenido un desarrollo comercial mayor, principalmente debido a sus altos costos de inversión, menores eficiencias eléctricas y falta de madurez de las tecnologías. Por esta razón, se entrega en esta guía información relevante sólo respecto a grupos electrógenos operados con motores de combustión interna.

Figura 27: Sistemas de generación eléctrica: motor Stirling, microturbina y celda de combustible



Fuente: LfL

Los equipos de cogeneración más utilizados corresponden a los motores de combustión con generador eléctrico y termorecuperadores incorporados. En la actualidad, estos equipos se comercializan en forma modular en distintos tamaños y capacidades (de 20 hasta 4.000 kW), como contenedores integrados que se pueden instalar en cualquier planta de biogás. En dichos módulos se encuentran, tanto el motor de combustión interna, como el generador eléctrico y todos los demás equipos periféricos como compresor de gas, termorecuperadores, distribuidores de calor para calefacción, paneles de control, protecciones, etc.

Son dos las variantes más utilizadas para la generación de energía termoeléctrica, las cuales se diferencian sólo en el tipo de motor empleado: motores a gas de combustión en ciclo Otto y motores con encendido diesel. En el caso de los primeros, la combustión se origina en la chispa producida por bujías eléctricas. En el caso de los motores con encendido diesel, se agrega en la cámara de combustión una pequeña parte de diesel (generalmente un 10%) que al comprimirse origina la combustión de la mezcla.

En ambos casos el motor acciona un generador eléctrico y entrega energía térmica a través de intercambiadores de calor en los circuitos de refrigeración del motor y de evacuación de gases escape. Las características de ambos tipos de motores pueden observarse en las siguientes tablas.

Tabla 15: Características de los motores para biogás con encendido diesel

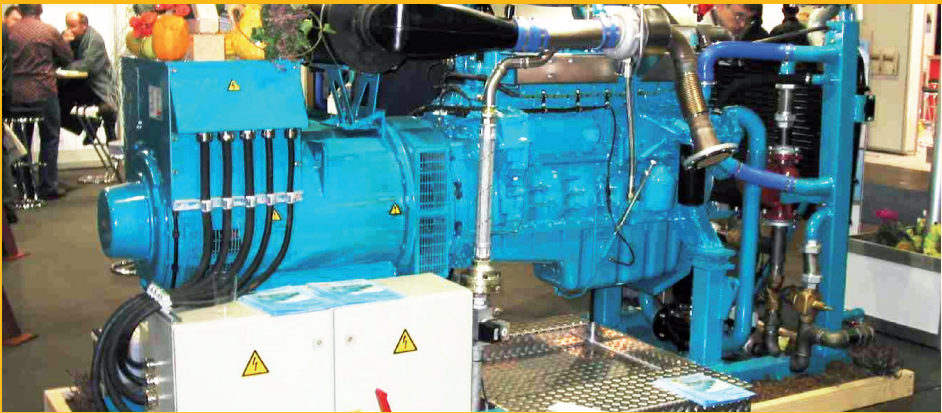
Motor con encendido diesel	
	
Fuente: LfL	
Características	- Encendido mediante la adición de diesel en la mezcla (hasta 10%). - Sistemas con potencias eléctricas de hasta 540 kW. - Vida útil de alrededor de 35.000 horas de operación. - Eficiencias eléctricas desde 30% a 40% (para potencias pequeñas, las eficiencias son cercanas a 35%). - Eficiencia térmica de 40% a 43%.
Áreas de aplicación	- Todo tipo de biogás. - Especialmente rentables en plantas pequeñas.
Ventajas	- Uso con bajos costos de inversión de motores estándar (diesel). - Alta eficiencia eléctrica en bajas escalas de potencia (75-150 kW).
Desventajas	- Eficiencia global menor que en motores de gas en ciclo Otto. - Uso de combustible fósil (diesel) reduce grado de renovabilidad de la energía y aumenta costos de operación (fracción de diesel en promedio de 10%). - Mayores emisiones asociadas (NO_x, SO_x y material particulado). - Mayor necesidad de mantención por calcinamiento de inyectores.

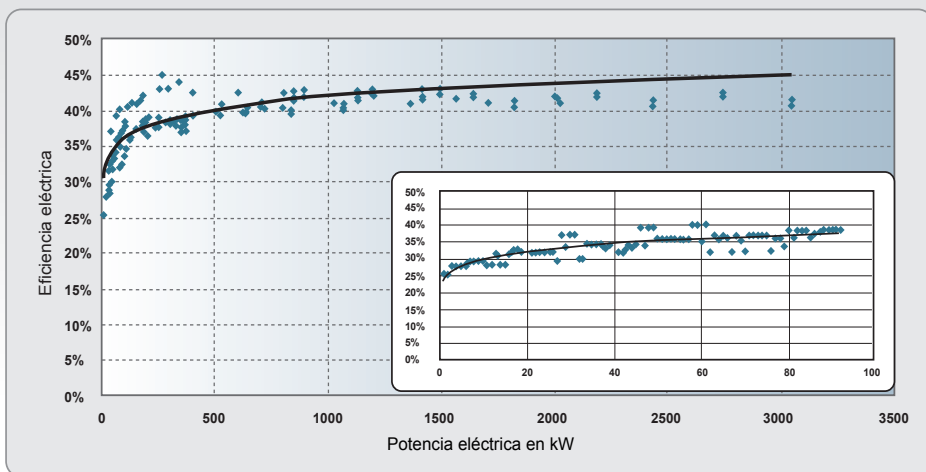
Tabla 16: Características de los motores para biogás en ciclo Otto

Motor en ciclo Otto	
	
Fuente: Central Loma Los Colorados II, gentileza KDM Energía S.A.	
Características	- Operación en cuatro tiempos con encendido mediante bujías. - Sistemas con potencias eléctricas desde 50 kW hasta varios MW. - Vida útil de alrededor de 60.000 horas de operación. - Eficiencias eléctricas desde 28% a 43% (para potencias pequeñas, las eficiencias son cercanas a 30%; sobre 500 kW, eficiencias sobre 40%). - Eficiencia térmica de 34% a 56%.
Áreas de aplicación	- Todo tipo de biogás. - Especialmente rentables en plantas de mayor escala.
Ventajas	- Diseño especial para combustión de gases. - Menores emisiones que los motores con encendido diesel. - Menor necesidad de mantención y mayor vida útil. - Eficiencia global mayor que los motores con encendido diesel (sobre 80%).
Desventajas	- Costos levemente mayores que los motores con encendido diesel. - En rangos bajos de potencia presentan eficiencias menores que los motores de encendido diesel.

Las eficiencias eléctricas, en general, van desde 35% para potencias eléctricas bajas (entre 75 y 100 kW), hasta 43% para potencias eléctricas sobre los 2.000 kW. Las eficiencias térmicas de este tipo de sistemas varían también en rangos similares, siendo las eficiencias globales de alrededor de 75% a 85%.

El gráfico a continuación muestra la variación de la eficiencia eléctrica de los grupos generadores en base a biogás, expresada como porcentaje de la potencia nominal de entrada (disponible en el biogás), en función de la potencia eléctrica instalada.

Figura 28: Eficiencia eléctrica de grupos generadores en base a biogás



Fuente: ASUE

Figura 29: Grupos generadores: en contenedor y en casa de máquinas



Fuente: Central Loma Los Colorados II – Gentileza KDM Energía S.A.

Para aquellas ocasiones en que los equipos de generación están fuera de funcionamiento (períodos de mantenimiento), se dispone de una antorcha de seguridad para la quema controlada del biogás. El arranque de la línea alternativa de gas hacia la antorcha debe localizarse entre el compresor y el motor, a fin de asegurar el flujo del biogás hasta la antorcha. Es conveniente diseñar, tanto la antorcha, como el compresor de biogás de manera que ambos puedan funcionar simultáneamente, debido a que puede darse el caso que el consumo del motor operando a plena carga no sea suficiente para utilizar toda la producción de biogás. Esta situación puede deberse a un aumento inesperado de la calidad del sustrato

o una mejora no esperada del proceso biológico. En tales casos es ineficiente desactivar el motor para quemar el excedente en la antorcha, sumado a que cada detención y puesta en marcha del motor conlleva deterioros progresivos, por lo que debiera asegurarse el funcionamiento simultáneo de ambos componentes para este tipo de casos eventuales.

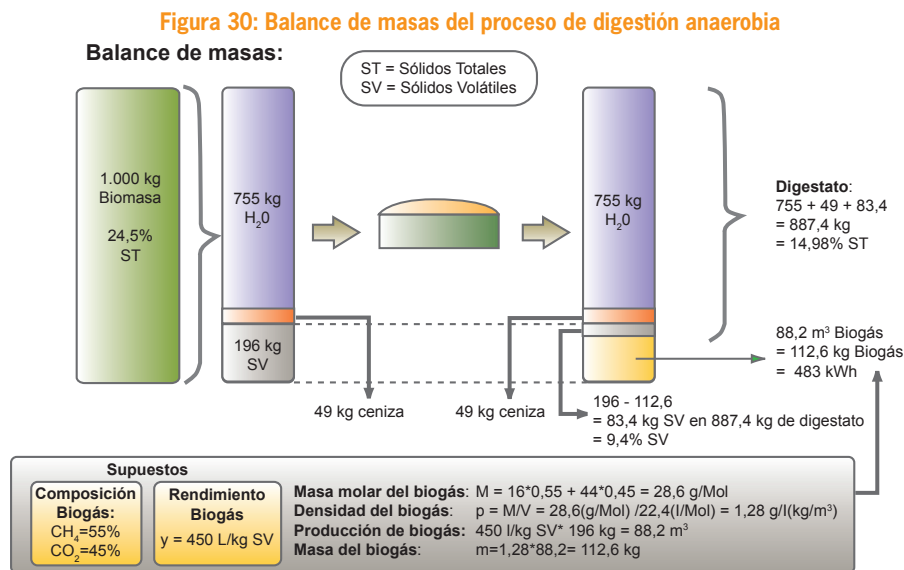
3.4 Dimensionamiento de una planta de biogás

Para el diseño de una planta de biogás debe tenerse en cuenta fundamentalmente el tipo de sustrato disponible y sus cantidades, así como su producción a lo largo del año y variación estacional.

En general, mientras más uniforme y homogéneo sea el tipo de sustrato empleado, mayor será la seguridad en la estabilidad del proceso. Por otra parte, el tipo de sustrato determinará el tipo de equipamiento que deberá tener la planta de biogás (por ejemplo, unidad alimentadora de material fibroso, estanque de mezcla, etc.).

Además, con la finalidad de mitigar la emisión de olores producto de la degradación de la biomasa no digerida se recomienda un diseño y operación de la planta que garantice tiempos de residencia largos, mayores de 30 días, a fin de obtener un alto grado de abatimiento de la materia orgánica y, por ende, de estabilización del digestato.

La siguiente figura muestra un ejemplo de cálculo de balance de masas en el proceso de digestión anaerobia que permite formarse una idea de los volúmenes involucrados en la producción de biogás. El sustrato corresponde a estiércol de vacuno con un contenido de sólidos totales (ST) de 24,5%, el cual es degradado a un digestato con un contenido de ST de sólo 14,98%. Esto se obtiene por la transformación a biogás de 112,6 kg de biomasa por tonelada de estiércol, equivalentes a 88,2 m³ de biogás.



Fuente: Adaptado de Kaiser

A continuación se entregan algunos consejos prácticos para el diseño de una planta de biogás.

3.4.1 Manejo de los sustratos

Si se trata de sustratos residuales, se recomienda reducir las necesidades de almacenamiento de los mismos a un mínimo, fundamentalmente para evitar las emisiones de olores y la descomposición indeseada previa de la materia orgánica, con su consecuente pérdida de producción de biogás.

Para residuos con bajo contenido de sólidos se recomienda contar con un estanque pulmón hermético con capacidad de almacenamiento de un máximo de tres días de operación. Para sustratos sólidos o fibrosos (restos vegetales, animales, alimentos vencidos, desechos de gastronomía) se recomienda procesarlos a la brevedad, dado que durante su almacenamiento se produce una rápida descomposición aerobia, generándose olores y perdiéndose parte de la materia orgánica para la producción de biogás.

En caso de tratarse de una planta para tratamiento anaerobio de residuos orgánicos sólidos en las cercanías de áreas pobladas, debe considerarse la recepción de la materia prima en un galpón cerrado con sistemas de ventilación y biofiltros para la captura de emisiones de olores.

En caso de utilizarse reactores de mezcla completa, con bajas velocidades de carga orgánica, se recomienda la incorporación de una etapa de homogenización de los sustratos para asegurar una viscosidad que les permita ser bombeados. La alimentación de material fibroso puede hacerse posteriormente al homogenizado o, en algunos casos, directamente (ver capítulo 3.1).

3.4.2 Dimensionamiento de los digestores

Para el dimensionamiento de los digestores debe considerarse:

- La cantidad máxima diaria de sustrato que se recibirá (en m³/día o t/día).
- El tiempo de residencia hidráulico mínimo requerido (en general, mayor a 35 días, para sustratos de origen animal se requieren tiempos mayores, ver capítulo 2).
- La velocidad de carga orgánica máxima (ver capítulo 2).

El volumen de diseño corresponde a la cantidad máxima diaria de sustrato a utilizar, por la retención hidráulica mínima requerida para los sustratos.

$$V_R = TRH \cdot V$$

Donde V_R es el volumen neto del reactor, TRH es el tiempo de retención hidráulico y V es el volumen del sustrato alimentado por día.

Dicho volumen puede repartirse entre uno o varios estanques de digestión y posdigestión, los que deberán estar aislados térmicamente y contar con equipos de agitación e instrumentos de medición de volumen, análisis de gases y sistemas de evacuación y (eventualmente) almacenaje del biogás.

Para asegurar una agitación apropiada se recomienda evitar el uso de estanques de diámetros demasiado grandes (mayores a 25 m). La altura de los estanques debe considerar una altura libre entre el nivel de sustrato y el borde superior del estanque de, a lo menos, un 5% respecto a la altura total del estanque.

El diseño de fermentadores y posfermentadores en línea tiene la ventaja de ser un sistema de funcionamiento redundante que es más flexible en caso de fallas. Su desventaja radica en los mayores costos de inversión, por el equipamiento de los reactores, y mayores costos de operación, por el bombeo y agitación de sustratos en los reactores.

En todos los casos debe considerarse la protección contra la corrosión del material del estanque, fundamentalmente en la zona de interfaz húmedo-gaseosa, esto es, sobre el nivel freático del estanque, sea a través de una cubierta con pintura epóxica, el uso de placas o láminas sintéticas (PE, PVC u otros), de fibra de vidrio o el uso de acero esmaltado o inoxidable.

Para evitar la pérdida de calor durante los meses de invierno, con la consecuente baja de temperatura y de la actividad metanogénica, debe considerarse tanto la calefacción del material dentro del reactor, como la aislación térmica del mismo.

3.4.3 Dimensionamiento del almacenamiento de biogás

La tecnología más usada para el almacenamiento de biogás es la de almacenamiento integrado en biodigestores con techo hermético flexible de doble membrana. En general, los techos almacenadores garantizan un tiempo de operación cercano a las seis horas.

Los techos almacenadores operan generalmente con sobrepresiones máximas de alrededor de 5 mbar. Además, se debe contar con sistemas medidores y de seguridad para casos de exceso de sobrepresión.

3.4.4 Dimensionamiento de equipos de generación eléctrica o de cogeneración

En caso que se utilicen equipos de generación eléctrica o cogeneración integrados a la planta de biogás, su tamaño será función de la producción horaria de biogás que puede generar la planta. Conocida la cantidad de sustrato que se alimentará diariamente y sus características (ver capítulo 2.5) puede determinarse la cantidad de metano que se generará cada hora y que será consumida por el grupo generador. A partir del poder calorífico del metano (9,96 kWh/m³) se puede determinar la energía y potencia disponible en el biogás.

$$E_{total} [kWh] = Q_{biogás} \cdot m \cdot 9,96$$

$$P_{nom} [kW] = E_{total} / 24$$

donde:

E_{total} = Energía disponible por día

$Q_{biogás}$ = Cantidad diaria de biogás en m³

m = Fracción de metano en el biogás en %

P_{nom} = Potencia nominal disponible asumiendo generación constante de energía

Utilizando una aproximación para la eficiencia eléctrica de 40%, se determina el rango de potencia eléctrica que se considerará. Contrastando ese valor con los obtenidos del gráfico presentado en la Figura 27, se podrá realizar una estimación más fina de la potencia instalada.

$$P_e [kW] = P_{nom} \cdot \eta_e$$

donde:

$$\begin{aligned} P_e &= \text{Potencia eléctrica} \\ \eta_e &= \text{Eficiencia eléctrica (en \%)} \end{aligned}$$

Para la estimación de la potencia térmica de un sistema de cogeneración se recomienda considerar una eficiencia térmica de entre 40% y 45%, tomando en cuenta que para eficiencias eléctricas más altas, el valor correspondiente a la eficiencia térmica será menor.

$$P_t [kW] = P_{nom} \cdot \eta_t$$

donde:

$$\begin{aligned} P_t &= \text{Potencia térmica} \\ \eta_t &= \text{Eficiencia térmica (en \%)} \end{aligned}$$

Dado que, en general, se requiere de tiempo para la mantención de los equipos, se considera que la disponibilidad de los mismos para la generación de energía es de un 90% a 93%. De esta forma, la cantidad de energía anual factible de generar por un sistema de cogeneración vendrá dada por:

$$E_e [kWh] = P_e \cdot 0,9 \cdot 8.760$$

$$E_t [kWh] = P_t \cdot 0,9 \cdot 8.760$$

donde:

$$\begin{aligned} E_e &= \text{Energía eléctrica anual generada} \\ E_t &= \text{Energía térmica anual generada} \end{aligned}$$

Siendo 8.760 el número total de horas por año y 0,9 el factor de planta que en este caso se ha asumido similar a la disponibilidad de los equipos, pues se ha supuesto una producción constante y homogénea de biogás (en caso de contarse con garantías del proveedor del grupo generador puede utilizarse un valor superior, cercano al 0,93).

3.4.5 Dimensionamiento del almacenamiento de digestato

Previo a su disposición el digestato es almacenado en un estanque final. Dicho contenedor debe estar provisto de agitadores para evitar la formación de costras y no requiere de calefacción ni aislación térmica. En algunos casos el digestato aún puede contener una pequeña parte de materia orgánica degradable, la que puede generar biogás y olores. Por ello se recomienda la incorporación de un techo hermético para evitar emanaciones, sobre todo en zonas cercanas a áreas pobladas o para proyectos de mediana a gran escala (mayores a 50 kW).

Al igual que en el dimensionamiento de los digestores, el volumen diario de sustratos a utilizar se multiplica por el tiempo que se necesite almacenar el digestato, lo que dependerá del destino final de éste y de la frecuencia de su disposición. Tanto desde un punto de vista medioambiental como de optimización del uso del digestato como fertilizante, puede ser conveniente dimensionar el sistema de almacenamiento de modo de acumularlo durante el periodo en que no se requiere fertilización de praderas o cultivos.

3.5 Cuidados en la operación de plantas de biogás

El riesgo de fallas asociado a proyectos de biogás puede separarse en los riesgos de falla de los equipos en general y problemas del proceso biológico.

3.5.1 Fallas asociadas a la operación de equipos

Respecto a las tecnologías y equipos utilizados en este tipo de plantas, dado que se trata de equipos fabricados de manera industrial, con largos años de investigación y desarrollo en su diseño y numerosas aplicaciones a nivel mundial, se considera que el riesgo tecnológico asociado a ellos es menor. Sin embargo, a fin de minimizar los efectos de posibles problemas en el funcionamiento de los equipos, es conveniente contar con empresas proveedoras que sean capaces de ofrecer servicios de asistencia técnica y, en algunos casos, como cuando se trata de equipos de cogeneración, contar con contratos de mantención.

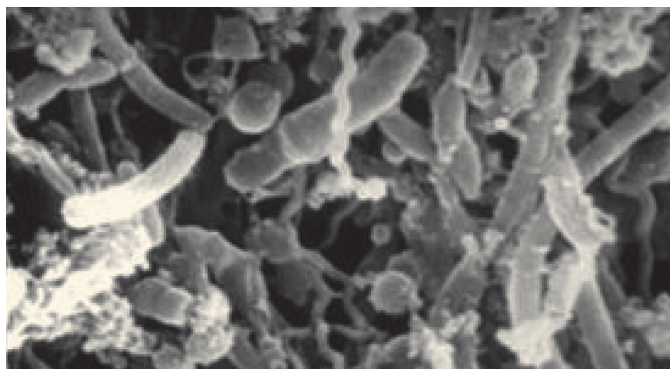
Un aspecto importante es la calidad del material de fabricación de los estanques. En general, además de la impermeabilidad de los estanques, debe asegurarse una protección suficiente contra la corrosión debido al ataque de ácidos como el ácido sulfhídrico existente en el biogás.

3.5.2 Fallas asociadas al proceso biológico

Los riesgos más importantes del proceso microbiológico están asociados a la operación de las plantas de biogás. El principal problema consiste en mantener las condiciones ambientales adecuadas para el desarrollo de las poblaciones bacterianas, especialmente de las bacterias metanogénicas encargadas de la última parte del proceso, debido a que son las más sensibles a los cambios del medio y las de menor velocidad de reproducción. Generalmente, los problemas que se presentan en el proceso biológico se verán reflejados tanto en la cantidad como en la composición del biogás producido, ya sea disminuyendo su cantidad o la concentración de metano.

El problema más común es la acidificación del medio o sustrato al interior del reactor, lo que provoca una reducción de la actividad metanogénica, incrementa la acumulación de ácidos provenientes de las primeras fases del proceso y el cese total de la producción de metano, de no mediar una acción externa. Por otra parte, la acidificación del medio favorece la formación de compuestos inhibidores, como el ácido sulfhídrico a partir del sulfuro de hidrógeno (H_2S), lo que puede llevar al sistema a colapsar completamente.

Figura 31: Vista microscópica de comunidad bacteriana anaerobia



Las principales causas de la acidificación del medio corresponden a:

- 1. Sobrecarga hidráulica:** se genera cuando existe un repentino aumento en el caudal de alimentación en reactores de flujo continuo, provocando simultáneamente la salida de material sin degradar y el lavado de la población bacteriana activa. De esta forma, y debido a las diferencias en sus tasas de crecimiento, se rompe el equilibrio entre las poblaciones acidogénicas y metanogénicas.
- 2. Sobrecarga orgánica:** ocurre cuando se produce un aumento repentino de la alimentación del digestor con materia orgánica, sea por aumento de la velocidad de carga (alimentación excesiva) o por cambios repentinos en el sustrato a uno, con una mayor concentración de materia orgánica. En este caso, las bacterias acidogénicas generarán una mayor cantidad de ácidos que las bacterias metanogénicas existentes no serán capaces de procesar, activándose así el proceso de acidificación. También puede generarse una sobrecarga orgánica con una puesta en marcha muy rápida.
- 3. Sobrecarga de tóxicos:** El proceso es sensible a una serie de compuestos tóxicos o inhibidores, entre los que se incluyen bactericidas, metales pesados y amonio, entre otros. Un compuesto importante entre los tóxicos es el oxígeno que puede ingresar al reactor por una adición excesiva de aire para la desulfurización biológica o por una mezcla a excesiva velocidad del sustrato, generando así la inhibición de la actividad metanogénica y la acumulación de ácidos.

La temperatura de operación es otro de los factores de suma importancia que debe ser controlado. La supervivencia y la actividad de las colonias bacterianas, y con ello la estabilidad del proceso, dependerán fuertemente de la mantención de la temperatura en los rangos de operación óptimos (véase capítulo 2). Además, en sustratos conteniendo residuos de animales se debe mantener la temperatura por sobre los 35°C para garantizar la eliminación de elementos patógenos, a fin de evitar propagar alguna enfermedad.

Para minimizar los riesgos de operación de estos sistemas, debe tenerse especial cuidado en el control de los siguientes parámetros que dan una indicación del estado del reactor:

- 1. Temperatura:** Debe controlarse y mantenerse en los rangos de operación. En caso de fallas en los sistemas de calefacción del digestor, debe asegurarse una rápida reparación o una eventual utilización de un sistema auxiliar de calefacción.
- 2. pH:** El valor pH del reactor debe monitorearse constantemente y verificarse su estabilidad. El rango óptimo de operación debe ser determinado durante la fase de marcha blanca de la planta.
- 3. Composición del biogás:** El contenido de metano del biogás producido puede dar una idea acertada del estado del reactor. Una baja en la fracción de CH_4 del biogás indica la caída de la actividad bacteriana y, con ello, la presencia de problemas de operación. En general, este efecto se produce relativamente rápido, en comparación con los cambios en el nivel de pH, por lo que es conveniente asegurar un monitoreo continuo de la composición del biogás.
- 4. Acidez:** El contenido de acidez da una idea de la acumulación de ácidos grasos volátiles en el interior del reactor y su control permite prevenir la acidificación del reactor, con la subsecuente disminución del pH y la actividad metanogénica.

4



CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

4. CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

El presente capítulo contiene criterios generales respecto de las alternativas de comercialización y valoración de los productos y potenciales servicios asociados a la producción de biogás, así como de los costos de desarrollo de las plantas de biogás.

Como se ha descrito en los capítulos previos, los proyectos de biogás pueden estar asociados a múltiples fuentes de sustratos, tales como residuos líquidos y sólidos de la agroindustria, plantas de tratamiento de aguas servidas que incluyan digestión anaerobia en su sistema, directamente de cultivos energéticos de la agricultura o de la captación del biogás producido en rellenos sanitarios. En este último caso, la tecnología implementada no es de producción de biogás, sino de captación de éste a través de impermeabilización del relleno sanitario, uso de tubos perforados como chimeneas para su recolección y transporte, hasta el punto de uso o venta.

Debido a esa diversidad y a la naturaleza compleja del proceso de producción de biogás, es difícil entregar valores concretos para los parámetros relevantes en la evaluación económica de los proyectos, dado lo cual los rangos de valores aquí entregados pueden ser considerados sólo para una primera aproximación en dicha evaluación. Solo un análisis riguroso, que tome en cuenta las particularidades de cada proyecto, será concluyente respecto de su viabilidad técnica y económica.

4.1 Magnitud de proyectos a partir de residuos agrícolas

Los proyectos de producción de biogás a partir de residuos orgánicos o cultivos energéticos tienen un elevado costo de inversión, y un amplio rango posible para dichos costos. Además, estos proyectos pueden presentar economías de escala, en particular si la intención es la generación de electricidad, por lo cual proyectos pequeños podrían tener mayores dificultades para ser rentables.

Por estos motivos es recomendable que el productor tenga un suministro de materia orgánica asegurado al largo plazo, y en el caso en que los volúmenes a tratar no sean suficientes para un tamaño de planta rentable, se recomienda asociarse con vecinos o buscar en la zona otros residuos orgánicos que se puedan combinar con los propios.

En la experiencia europea, el radio de suministro de los sustratos no debe sobrepasar los 30 km y se debe evitar transportar sustratos con un alto contenido de humedad (para evitar transportar agua).

La asociación con otros generadores de sustratos es también recomendable si se requiere realizar un costoso proyecto eléctrico para conectarse a la red eléctrica (zonas alejadas de las redes eléctricas). Si el volumen de electricidad a entregar a la red es bajo, no se justificará el proyecto eléctrico.

Similar es el caso de proyectos de producción de biogás, en los cuales se entrega el gas a un tercero. Los costos de un gasoducto se justificarán a partir de ciertos volúmenes producidos.

4.2 Valorización de productos asociados a las plantas de biogás

Como se ha señalado previamente, el biogás puede destinarse para la producción de energía eléctrica y/o

térmica mediante equipos integrados en las plantas de biogás, o para la sustitución de otros combustibles mediante tratamiento y posterior transporte hasta los centros de consumo de dichos combustibles. En ambas situaciones, la demanda puede estar asociada a consumos propios del productor de biogás (autoconsumo) o bien a la de terceros, en cuyo caso se requieren esquemas de comercialización adecuados que reduzcan los riesgos económicos del proyecto.

Adicionalmente, el digestato generado en las plantas de biogás también puede ser una fuente de ingresos para el proyecto, por su comercialización o autoconsumo como fertilizante orgánico. Similar situación ocurre con el tratamiento y manejo de los residuos usados como sustrato, más aún si se adicionan a los residuos propios, los de terceros.

El modelo de negocios adecuado a un determinado proyecto de biogás, entre otras materias, estará condicionado por restricciones exógenas al proyecto. Si bien en muchos casos el uso directo del biogás como sustituto de otros combustibles puede parecer la alternativa más conveniente, la inversión en la infraestructura para el transporte del biogás a su lugar de consumo será determinante para la viabilidad del proyecto, así como el costo del combustible que se reemplaza.

Por su parte, la cogeneración es la alternativa más utilizada hoy en día en Europa, principalmente en Alemania, ya que corresponde al modelo de generación de mayor eficiencia energética, con la valorización de hasta un 86% de la energía que contiene el biogás. Al valorizar la energía térmica, el riesgo de participar en el mercado eléctrico, si fuese el caso, disminuye por efecto de diversificación de ventas.

Un proyecto de cogeneración requiere de una demanda de calor cercana que permita rentabilizar la inversión asociada a la recuperación de calor y su transporte hasta el punto de demanda, lo que se ve compensado con el hecho que la diferencia de costo entre un equipo electrógeno y uno de cogeneración no supera el 10%. Por lo tanto, es recomendable buscar alguna forma de valorizar la energía térmica residual de los equipos de generación para utilizar las ventajas de la cogeneración.

Ahora bien, en caso que exista demanda térmica cercana (propia o de terceros) de una magnitud similar o superior al potencial de producción de energía del proyecto de biogás, puede ser recomendable diseñar el proyecto sólo para el abastecimiento de dicha demanda sin producción de electricidad. Ello permite reducir la inversión inicial al no considerar equipos electrógenos o de cogeneración.

En caso de no tener posibilidad de aprovechamiento de la energía térmica, se debería evaluar la alternativa de comercializar solo la energía eléctrica producida. Por lo mismo, el modelo de negocios para la venta de la energía eléctrica será de suma importancia, ya que, probablemente, constituirá la principal fuente de ingresos del proyecto.

En resumen, el modelo de negocios adecuado para un proyecto de biogás debe asegurar, en lo posible, la valorización de todos sus productos. En los puntos siguientes se entregan algunas consideraciones respecto de las posibles fuentes de ingresos (venta o ahorros generados por autoconsumo) asociados a un proyecto de biogás, que corresponden a:

- ingresos por energía y potencia eléctrica;
- ingresos por energía térmica de cogeneración;
- ingresos por sustitución de otros combustibles;
- ingresos por digestato como abono;
- ingresos por venta de bonos de carbono;
- ingresos por concepto de tratamiento y disposición de residuos.

4.2.1 Ingresos por energía y potencia eléctrica

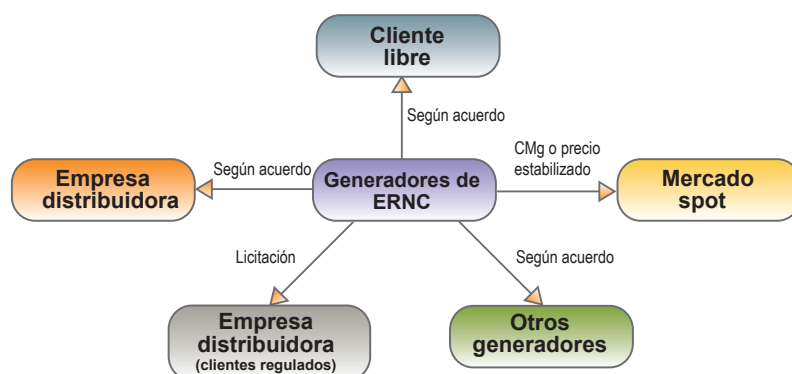
Si bien existen en Chile disposiciones especiales y de fomento para proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como las contenidas en la Ley 20.257 que persigue acelerar la consolidación de estas alternativas de suministro eléctrico, o para pequeños medios de generación, muchos de los cuales corresponden a ERNC; en términos generales, la operación comercial de un proyecto de biogás en el mercado eléctrico se rige por las condiciones normales que aplican a todos los proyectos de generación eléctrica.

Si la producción de energía se destina a autoconsumo, los ingresos corresponderán a los ahorros asociados a los menores retiros de energía y potencia que se realicen del sistema eléctrico. Para el caso que el proyecto de biogás se encuentre en instalaciones de un cliente libre, según la categoría de la Ley General de Servicios Eléctricos, los menores retiros deberían valorarse a los precios de energía y potencia contemplados en los contratos de suministro con sus proveedores de energía; y si se tratase de un cliente sometido a regulación de precios, a las tarifas de energía y potencia a las cuales se encuentre acogido con la empresa distribuidora.

Por su parte, para la evaluación de un proyecto de biogás que pretenda comercializar al sistema eléctrico excedentes de generación eléctrica se recomienda familiarizarse con la estructura del mercado. En el documento “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/GTZ, 2009), es posible encontrar, desde la perspectiva de un proyecto ERNC, un análisis integral del mercado eléctrico chileno, sus fundamentos legales y regulatorios, las oportunidades de negocio, las obligaciones y riesgos asociados a la participación en el mercado, los aspectos operativos incluyendo costos y remuneraciones; y las disposiciones especiales establecidas para proyectos ERNC y pequeños medios de generación. Una copia electrónica de dicho documento puede obtenerse en la página web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl). En especial se recomienda el análisis de sus capítulos 4, 5 y 6.

Como síntesis de las alternativas analizadas en el documento citado, pueden distinguirse cinco modelos de negocios para la venta de los productos eléctricos (energía y potencia), señalados en la siguiente figura que también muestra el tipo de acuerdo que se logra. Por ejemplo con clientes libres se establecen acuerdos entre las partes mientras que en el mercado spot, las transacciones se realizan a costo marginal (CMg) o a precio estabilizado.

Figura 32: Alternativas de integración comercial de proyectos ERNC



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a lo anterior, las alternativas de comercialización para los excedentes de energía eléctrica producidos por un proyecto de biogás son:

- a. Venta de energía y potencia, a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), en el mercado spot a otras empresas de generación. El precio corresponde al costo marginal instantáneo para energía y al precio nudo de potencia, pudiendo optar los pequeños medios de generación a un precio estabilizado. Para estos efectos, los pequeños medios de generación (PMG y PMGD) corresponden a aquellos cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico son inferiores a 9 MW.
- b. Venta de energía y potencia a una empresa distribuidora para abastecer la demanda de sus clientes regulados. Los contratos se resuelven mediante licitaciones públicas, donde el precio de energía corresponde al estipulado en el contrato y el precio de potencia al precio nudo de potencia vigente en el momento de la licitación.
- c. Venta de energía y potencia a un cliente libre (consumidor) en contratos de largo plazo a precios de energía y potencia y condiciones de suministro acordadas libremente entre las partes.
- d. Venta de energía y potencia a una empresa generadora, para que ésta a su vez, las comercialice a consumidores finales. Pueden corresponder a contratos de largo plazo, donde los precios de energía y potencia y las condiciones de suministro se convienen libremente entre las partes.
- e. Fuera de mercado mayorista en un contrato directo con un consumidor de energía o una empresa distribuidora para que ésta abastezca a clientes libres, a los cuales esté directamente conectado el medio de generación. Las relaciones contractuales se establecen libremente entre las partes.

Respecto de la potencia, los dos primeros modelos consideran un precio¹ de referencia en una barra del sistema troncal (el precio de nudo determinado semestralmente por CNE) al que luego se aplican cargos por transformación y transporte. De esta manera, el precio inicial queda representado en el punto donde se inyectarán los excedentes de potencia. Si bien, como se mencionó, el precio de la potencia en los restantes modelos se conviene libremente, es usual que para su determinación se utilice la misma metodología descrita.

El costo marginal horario asociado a la primera alternativa es calculado por los CDECs para toda la red de transmisión y subtransmisión. Los precios históricamente registrados pueden obtenerse en los sitios web de los CDECs que operan en Chile (www.cdec-sic.cl y www.cdec-sing.cl). En el caso que el generador se encuentre operando en un sistema de distribución, es decir se trate de un PMGD, el costo marginal de su inyección se valorará referido a la subestación primaria más cercana.

Por su tamaño, la mayoría de los proyectos de biogás se encontrarán en la categoría de pequeño medio de generación. Como se mencionó, estos proyectos pueden optar por un régimen de precio estabilizado de menor variación que el costo marginal horario. Corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía, que no coincide necesariamente con el precio de nudo aplicado en los consumos, y es una función de los costos marginales esperados para un periodo de cuatro años. Ambos precios son publicados en los decretos tarifarios elaborados semestralmente por CNE. Para un pequeño medio de generación el régimen

¹ Se puede asumir un precio acorde, tanto a proyecciones de CNE, como a proyecciones propias de quien se encuentre desarrollando el proyecto.

estabilizado, así como las ventas a costo marginal, tienen un tiempo de permanencia mínimo de 4 años. Si se desea cambiar de régimen se debe avisar al CDEC respectivo con una antelación de 12 meses.

La evaluación económica de un proyecto que pretenda vender sus excedentes de energía en el mercado spot requiere proyectar los costos marginales. Para ello, se puede recurrir a diversas herramientas de modelación que aplican consultores especializados. Otra alternativa es usar las proyecciones contenidas en los informes técnicos de las fijaciones de precio de nudo que semestralmente publica CNE (se pueden obtener en www.minenergia.cl). Al igual que para la potencia, dichas proyecciones deben llevarse al punto del sistema eléctrico en el cual se realizarán las inyecciones. Independientemente de la metodología que se adopte para estimar los costos marginales futuros, debe tenerse presente que, por su naturaleza y por el tipo de parámetros que los condicionan, estos costos son volátiles y con una incertidumbre creciente mientras más amplio sea el periodo de proyección.

Para los modelos de venta a un cliente libre o a una empresa distribuidora (modelos b y c) el balance comercial del generador está compuesto tanto por sus ventas al mercado spot, valoradas de acuerdo a lo señalado previamente, como por el contrato de suministro con su cliente libre o distribuidora, en el cual se establece una obligación de índole financiera al determinar un precio de venta por la energía suministrada. Los contratos declarados por el generador al CDEC son incluidos en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por sus clientes multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Si el generador no cuenta con la energía suficiente para dar suministro al consumo, este igualmente será suministrado por otros generadores. Es importante notar que el generador contará con un ingreso conocido correspondiente al precio de venta, acordado con el cliente libre, multiplicado por el consumo de éste.

Respecto de la venta a otra empresa generadora, si bien mantiene la posibilidad de contar con un ingreso conocido asociado a los precios convenidos, no necesariamente tiene una obligación de suministro vinculada al perfil de consumos de algún cliente. Ello dependerá de las condiciones contempladas en el contrato. En este modelo, es el comprador quien incorpora la energía y potencia del vendedor en sus productos y asume el riesgo de la comercialización a los consumidores. Situación similar puede darse en el caso de ventas fuera del mercado mayorista, donde es posible pactar contratos para la venta de los productos eléctricos de manera independiente de los consumos del comprador (cliente libre o distribuidora).

Por su parte, la Ley 20.257 estableció la obligación para las empresas que comercializan energía a consumidores finales de acreditar que una parte de esa energía fue inyectada a los sistemas eléctricos por ERNC, ya sea mediante generación propia o por energía renovable no convencional adquirida a terceros. Indirectamente, la ley estimula el modelo de compra de ERNC de productores independientes por parte de generadores con contratos con consumidores. Además, la ley permite a las empresas que excedan su obligación de inyección de energía renovable no convencional la posibilidad de traspasar sus excedentes a empresas deficitarias. Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientemente de las ventas de energía.

Es importante destacar que, debido a las características del mercado eléctrico chileno, no es posible dar aquí una recomendación respecto del modelo de comercialización óptimo para la electricidad y potencia generadas por un proyecto de biogás, lo cual requiere un análisis particular de cada proyecto.

4.2.2 Ingresos por energía térmica de cogeneración

Parte del calor recuperado en un sistema de cogeneración es utilizado por el mismo proceso para la calefacción de los reactores (aprox. un 10% del total producido), asegurando así las condiciones ambientales dentro de los reactores anaeróbicos para la digestión y reproducción de las bacterias durante todo el año.

El excedente de energía térmica generado puede ser destinado a autoconsumo o comercializado a terceros para diversos procesos (secado, calefacción, pasteurización, etc.). Sin embargo, este producto es poco convencional, por lo cual no existe un mercado ni precios relacionados.

Para evaluar un precio de venta a la energía térmica comercializada (o un ahorro, en el caso de autoconsumo), se debe realizar un estudio comparativo entre los valores actuales del proceso de producción de calor del posible comprador, generalmente mediante calderas con combustibles fósiles; y el precio de venta factible por parte del operador de la planta de biogás.

A nivel industrial, en aquellas zonas del país que se encuentran con redes de distribución de gas, se suele usar gas natural o gas de ciudad para la generación térmica. En el resto del país, la industria utiliza diversos combustibles como gas licuado de petróleo (uno de los más usados), petróleos combustibles y biomasa. Dependiendo de la ubicación del proyecto de biogás se puede estimar una posible venta de la energía térmica a un precio similar al combustible fósil a sustituir, ya que se puede ofrecer a largo plazo y a precio fijo, lo cual le entrega estabilidad económica al proyecto de biogás y seguridad al cliente que lo compra.

En el modelo de cogeneración existe también la posibilidad de generar frío a partir de la energía térmica, a través de equipos de absorción térmica con el consecuente aumento de las posibilidades de comercialización energética. A este modelo se le denomina trigeneración.

4.2.3 Ingresos por sustitución de otros combustibles

La alternativa más simple para aprovechar el biogás es la generación de calor a través de su combustión directa, con fines productivos o de calefacción. Esta alternativa puede resultar la más adecuada, ya que requiere de una inversión menor en el uso del biogás. Ello dependerá del tipo de combustible a sustituir y de las inversiones para el transporte del biogás al centro de consumo.

Tabla 17: Valores promedio del poder calorífico de diferentes combustibles y su equivalente referido al biogás

Combustible	Kcal/m ³	Kcal/kg	Cantidad equivalente a 1.000 m ³ de biogás
Biogás	5.335	-	1.000 m ³
Gas Natural	9.185	-	851 m ³
Metano	8.847	-	603 m ³
Propano	22.052	-	242 m ³
Butano	28.588	-	187 m ³
Electricidad	860 kcal/kWh	-	6.203 kWh
Carbón		6.870	776 kg
Petróleo		11.357	470 kg

Fuente: CIEMAT

El contenido energético del biogás varía de acuerdo a la fracción de metano contenida en él. A modo de comparación, en la tabla 17 se incluyen los valores del poder calorífico de distintos combustibles. Para el biogás se asume una fracción de metano entre 50% y 75%.

Para poder sustituir gas licuado de petróleo o gas de ciudad, debe eliminarse la humedad y el sulfuro de hidrógeno que contiene el biogás. El primero, para evitar disminuir el poder calorífico, y el segundo, para proteger los equipos que utilicen el biogás como combustible. En este caso, al no tener equipos que utilicen el biogás como combustible para producir energía, el ahorro en la inversión total puede estimarse entre un 25% a un 30%, dependiendo del tamaño del proyecto y sin considerar un equipamiento significativo para el transporte del biogás.

Si su destino es la sustitución de gas natural, el biogás debe purificarse a nivel de calidad de gas natural. A fines de la década del 2000 un equipo de purificación por lavado a presión de CO_2 tenía un costo aproximado de US\$ 1.000.000.- para un flujo de 500 m^3/h de biogás. Este costo se justifica para economías a escala a partir de tamaños de planta equivalente a una potencia eléctrica de 1 MW ($\pm 400 \text{ m}^3/\text{h}$ de biogás) y superiores.

Al igual que en la situación de venta de energía térmica, la valorización del biogás (para venta u ahorro) deberá hacerse en comparación al combustible que sustituye.

En Chile aún son muy pocos los proyectos que están usando biogás como sustitutos de otros combustibles. Entre ellos, destacan el de la empresa Aguas Andinas y la empresa distribuidora de gas Metrogas S.A. Esta última adquiere el biogás generado en la planta de tratamiento de aguas servidas “La Farfana”, lo trata eliminando el agua, H_2S , siloxanos y COVs; lo comprime y lo transporta en gasoducto a su planta de gas de ciudad, donde se incorpora como insumo para la producción de ese combustible.

Otro proyecto pionero en el uso de biogás corresponde al de la planta Temuco de la Compañía Cervecerías Unidas S.A., donde el biogás generado en la planta de tratamiento de riles, que cuenta con un reactor anaerobio del tipo UASB, es utilizado directamente en sus propias calderas en sustitución de gas licuado.

4.2.4 Ingresos por digestato como abono o mejorador de suelo

A diferencia de los lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas, el digestato producido en plantas de biogás puede corresponder a un residuo completamente estabilizado. En proyectos de biogás que tienen por objetivo “extraer” la máxima energía contenida en los sustratos, los tiempos de retención hidráulica en las plantas superan con creces los 40 días. A esto, se le suma que muchas plantas de biogás trabajan a temperaturas entre los 35°C y los 40°C, con lo cual se asegura una completa higienización del sustrato.

La aplicación de digestato como abono o mejorador de suelo debe orientarse por criterios agronómicos (contenido de nutrientes requeridos por los cultivos, principalmente medidos como nitrógeno, fósforo y potasio disponibles (NPK)), y por el contenido total de metales pesados (en particular si se trata de digestato originado de residuos industriales), tanto en los digestatos, como en el suelo receptor.

En cualquier caso, en el uso de digestato como fertilizante debe asegurarse el cumplimiento de la normativa sanitaria vigente. Para lodos de PTAS dicha normativa se encuentra establecida en el

Reglamento para el Manejo de Lodos Generados en Plantas de Tratamiento de Aguas Servidas (D.S. N°4 de 2009, del MINSEGPRES).

Dependiendo de sus características, el digestato producido es adecuado para jardines, flores, legumbres, arbustos y para todo tipo de árboles frutales, así como para la agricultura y viticultura, en general. En todos los casos, el digestato debe ser entremezclado con la capa superior de tierra.

De acuerdo a lo expuesto, es esperable que los digestatos provenientes de la degradación anaerobia de residuos orgánicos de la agroindustria puedan considerarse como bioabono factible de incorporar al suelo sin restricciones sanitarias (lo que debe ser ratificado por la autoridad sanitaria). En tal caso, para efectos de valoración se puede asimilar al compost aerobio, a pesar de que este producto tiene mejor calidad. Sin embargo, dada la escasa experiencia en el agro nacional sobre el uso de estos bioabonos, probablemente deba valorarse a un precio inferior al compost hasta que se consolide su mercado.

4.2.5 Venta de CERs

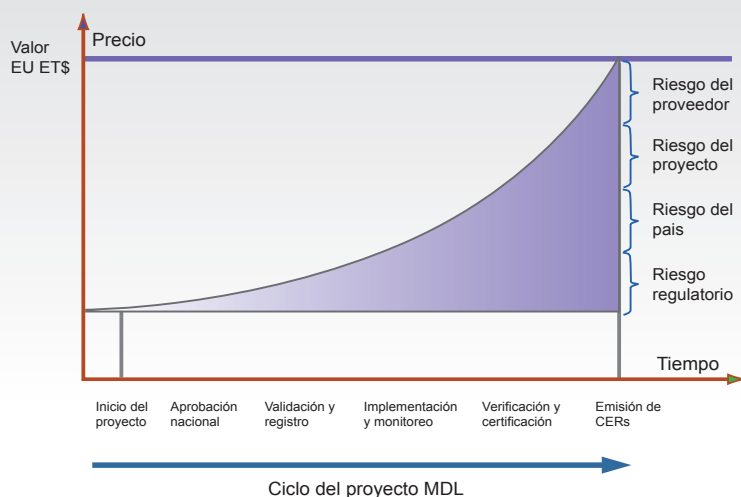
Los proyectos de tratamiento anaerobio mediante digestores con captura de biogás son potenciales proyectos MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) frente a las Naciones Unidas y, en consecuencia pueden generar y comercializar, en el mercado del carbono, “reducciones de emisiones certificadas” (CERs, Certified Emission Reductions) de gases de efecto invernadero (GEI). Los CERs son uno de los tipos de bonos de carbono que se extienden una vez acreditada la reducción de emisiones asociada a un proyecto MDL.

En la “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, Segunda Edición” (CNE/GTZ, 2007), se entrega una completa descripción del mercado asociado a la venta de CERs, de sus etapas y procedimientos y de ejemplos de proyectos en Chile. Una versión electrónica de la guía se obtiene en la página web del Ministerio de Energía (www.minenergia.cl).

Usualmente los proyectos MDL están asociados a grandes proyectos, debido a los costos de transacción relacionados con el desarrollo, registro, validación y monitoreo de los proyectos MDL. Sin embargo, se está avanzando para simplificar los procedimientos aplicables a pequeños proyectos, así como en su tratamiento agrupado, de modo de reducir los costos de transacción.

El mercado de los CERs no es un mercado transparente y está basado en proyectos, por lo que no existe un precio fijo. Los precios varían dependiendo del país donde se encuentra el proyecto, de su tecnología y del trasfondo financiero y técnico de su titular. Sin embargo, la mayor influencia sobre el precio la tiene la distribución del riesgo entre comprador y vendedor: mientras mayor sea el riesgo para el comprador, menos estará dispuesto a pagar. Los acuerdos de venta de potenciales CERs en un estado inicial del proyecto se realizarán a un precio menor que si se hacen una vez registrado el proyecto ante la Junta Ejecutiva del MDL. La disposición de un comprador a aceptar un pago por adelantado también disminuirá el precio de los CERs. La siguiente figura ejemplifica la relación existente entre el precio de los CERs, sus riesgos y el ciclo del proyecto MDL.

Figura 33: Evolución del precio de los CERs a lo largo del ciclo del proyecto MDL



Como se señaló, el precio de los CERs varía dependiendo de distintos factores. Se puede asumir que su precio máximo, por cada tonelada de CO₂ equivalente, estará dado por el precio de los bonos de carbono asociados al Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, denominado EU ETS.

Además, existen diversos mercados en los cuales se transan CERs. Entre ellos están el primario y el spot, o de transferencias inmediatas. Este último es de bajo riesgo para el comprador pues no se involucra en el desarrollo del proyecto y compra CERs ya emitidos. El mercado primario es uno de los más usuales al que concurren los propietarios de los proyectos MDL. En él los CERs se venden a un comprador primario (un broker), quien asume el riesgo de su comercialización final.

La siguiente figura muestra la evolución, entre abril de 2008 y abril de 2010, del precio promedio de los CERs en diversos mercados (pCERs price, corresponde al mercado primario) en comparación con el precio al que se transaron los EU ETS.

Figura 34: Precios de bonos de carbono: abril de 2008 – abril de 2010



Fuente: Banco Mundial

Para más información sobre el Mecanismo de Desarrollo Limpio se puede visitar la siguiente página web: <http://unfccc.int>.

4.2.6 Ingresos por tratamiento y disposición de residuos

En muchos casos, el sustrato base para la producción de biogás corresponde a residuos orgánicos de la agricultura, de la crianza de animales, de la industria alimenticia, etc. Por esta razón, la producción de energía a partir de la utilización de estos desechos puede generar ingresos por concepto de tratamiento y disposición.

Para plantas de biogás que utilizan biomasa residual de industrias externas se puede obtener un pago directo por concepto de retiro de los desechos de las instalaciones. La valorización de ese servicio debería realizarse teniendo en consideración el costo alternativo de tratamiento o disposición que tiene el generador de los residuos. Por otra parte, si se trata de biomasa proveniente de la propia industria, puede considerarse como ingresos del proyecto el ahorro de costos que genera el tratamiento de residuos en instalaciones propias, en lugar de la contratación de servicios de recolección y disposición.

4.3 Costos asociados a los proyectos de biogás

Dependiendo de su complejidad y del grado de automatización requerido, las plantas de biogás tienen requerimientos de equipos y maquinaria que, en general, debe ser importada al país, puesto que su fabricación o montaje en Chile es prácticamente inexistente. Sin embargo, gran parte de las inversiones corresponden a construcciones y trabajos que son realizados localmente.

En el país la experiencia en la construcción de este tipo de plantas es limitada, dado lo cual, los costos de equipos y obras que se presentan en este capítulo deben ser considerados solamente como referenciales. Con esta información se pretende dar una idea aproximada de los costos involucrados, a fin de posibilitar una evaluación preliminar de proyectos.

Dada la amplia experiencia que existe en el desarrollo de proyectos y comercialización de equipos para plantas de biogás en Europa, especialmente en Alemania, se ha utilizado la información sobre precios de maquinarias y equipos en dichos mercados.

4.3.1 Inversión

Debido a que el diseño y la tecnología empleada para una planta de biogás dependen fuertemente de las características de los sustratos a emplear y de las condiciones de su localización (disponibilidad de espacio, clima, etc.), es muy difícil entregar valores aproximados para los costos de inversión totales en este tipo de instalaciones.

En general, los costos de inversión de una planta de biogás pueden dividirse en tres grupos, dependiendo de su naturaleza:

- inversiones relacionadas con las obras civiles;
- inversiones de equipos y materiales – mercado nacional;
- inversiones de equipos – mercado internacional.

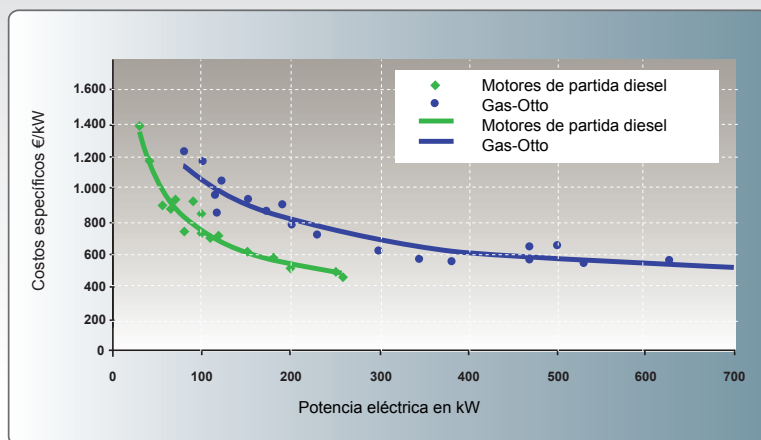
Las obras civiles corresponden fundamentalmente a la construcción de estanques, estanques de recepción, sala de máquinas y oficinas, así como a las labores de movimientos de tierra e instalación de faena. Sus costos suelen representar entre un 30% y un 50% de la inversión total de una planta de biogás, valor que depende de los tipos de material utilizados, así como de la disponibilidad de espacio, del layout proyectado y el tipo de tecnología elegida, entre otros aspectos.

El precio de los equipos y materiales que típicamente se encuentran en el mercado nacional (sean de fabricación chilena o importados) está generalmente dado por las características del mercado interno, y no por los precios internacionales. Este grupo se compone de bombas, equipos eléctricos simples, materiales como tuberías de acero inoxidable o HDPE, PVC, materiales para aislación térmica, etc. Además, se consideran aquí los costos de conexión a la red y los de planificación. En términos generales, este tipo de inversiones puede fluctuar entre un 10% y un 25% del total de la inversión.

En contrario, el precio del equipamiento especializado o altamente especializado de fabricación extranjera está regido por la demanda internacional. En este grupo se incluyen los equipos de generación aptos para el uso con biogás (grupos generadores o cogeneradores), los agitadores, instrumentos de medición, equipos de control y automatización, etc. Su costo suele ser entre un 30% y un 45% de la inversión total en una planta de biogás.

El gráfico a continuación entrega la variación de los costos de inversión específicos por kW instalado para grupos generadores en función de la potencia eléctrica del equipo. La curva estandarizada entrega el costo por kW para un grupo generador de determinada potencia.

Figura 35: Costos de inversión para grupos generadores en función de la potencia instalada



Fuente: FNR (2009)

Por su parte, la siguiente tabla entrega rangos posibles de la distribución de costos de inversión por componentes de las plantas de biogás para distintos tamaños de plantas con equipamiento de generación eléctrica o de cogeneración.

Tabla 18: Distribución de costos de inversión en plantas de biogás

Ítem	100 kW	500 kW	1.000 kW
Obras civiles (%)	30 - 35	37 - 45	43 - 50
Maquinarias y equipos (%)	9 - 12	9 - 12	8 - 10
Electrotecnia y control (%)	10 - 12	3 - 5	2 - 3
Grupo Electrónico (%)	33 - 38	28 - 33	25 - 30
Otros (%)	12 - 15	13 - 15	12 - 15

La distribución de inversiones en maquinarias y equipos mostrada en la tabla considera equipos de alimentación, bombeo, agitación y separación de sólidos. No se considera equipos especiales para pretratamiento de residuos.

Las obras civiles consideradas corresponden a la construcción de estanques, instalación de tuberías, estructuras para el almacenamiento de biogás en techos integrados a los digestores, sala de máquinas, obras menores de pavimentación, y fundaciones para otros equipos (contenedor con grupo electrógeno, sistemas de alimentación, etc.).

No se incluyen costos de terreno. En general, puede requerirse una superficie de entre 2.000 y 5.000 m² para los tamaños de planta considerados.

Por su parte, en caso que el proyecto considere la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse las inversiones para la interconexión al sistema eléctrico. Éstas dependerán del nivel de tensión al cual se conecta y del tipo de sistema de transmisión (troncal, subtransmisión o adicional) o distribución.

En términos generales, deben considerarse los costos de redes y equipos asociados al empalme entre la planta y el sistema eléctrico, cautelando asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en las normas vigentes, esto es, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), para proyectos conectados a sistemas de transporte; o la Norma Técnica sobre Conexión y Operación (NTCO) para aquellos conectados a instalaciones de distribución. Además, si en este último caso la red de distribución requiere modificaciones para poder acoger la energía aportada por el proyecto, las inversiones relacionadas, o parte de ellas, podrían ser de cargo del propietario del proyecto. El detalle de estas materias se encuentra en el documento “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/ GTZ, 2009), capítulo 5 (www.minenergia.cl).

4.3.2 Costos de operación

Los aspectos más importantes a considerar respecto a los costos de operación corresponden a:

- costos asociados al sustrato;
- energía utilizada por la planta;
- personal;
- disposición de residuos;
- insumos de operación.

En general, los proyectos de biogás se basan en la utilización de biomasa residual. De esta forma, no se consideran costos asociados a su uso, sino que pueden considerarse ingresos por concepto de disposición y tratamiento de residuos. De estos ingresos deben deducirse los costos incurridos en la recolección de la biomasa y su transporte desde su origen a la planta.

Sin embargo, puede haber situaciones en que el dueño de la biomasa o generador de residuos tiene un uso alternativo para ellos, como por ejemplo, su venta para alimentación animal. En tal caso, deberá considerarse la pérdida de dicho ingreso como costo asociado a la biomasa. También puede darse el caso de que la biomasa sea cedida por su dueño al operador de la planta de biogás. En tal caso, deben considerarse los costos asociados al transporte de la biomasa.

La energía utilizada por la planta dependerá de su grado de automatización, de las tecnologías seleccionadas, fundamentalmente para los agitadores y bombas; y del pretratamiento de los sustratos en plantas industriales. De acuerdo a la experiencia recopilada en las plantas de biogás existentes en Europa, especialmente en Alemania, se considera que la demanda eléctrica del proceso fluctúa entre el 5% y 15% de la producción de energía de la planta. La demanda de energía térmica para calefacción dependerá de las condiciones climáticas del sitio de emplazamiento de la planta, del tipo de sistema de biodigestión y del aislamiento térmico utilizado. Esta demanda puede alcanzar valores entre un 10% y 35% de la energía térmica producida.

Los requerimientos de personal dependen del grado de automatización de la planta. Las principales labores son: recepción de sustrato, control y supervisión, carga y despacho del digestato y tareas

administrativas. De acuerdo a la experiencia europea, para una planta de 500 kW se necesita una persona con nivel técnico en jornada completa más un ayudante en jornada completa a parcial. En general, puede considerarse una dedicación entre 2.000 a 3.000 horas/hombre por año, dependiendo del grado de automatización de la planta y la frecuencia de recepción de sustratos y de disposición de digestato. Para plantas que procesan residuos que deben ser desempacados o pretratados para higienización (residuos animales, eventualmente restos de comidas, etc.) puede necesitarse más dedicación de personal, fundamentalmente para el manejo de los residuos y la operación de algunos equipos especiales. En algunos casos, puede requerirse una fuerza de trabajo de diez o más personas.

Generalmente, el digestato puede ser utilizado como mejorador de suelo y abono líquido. Sin embargo, en caso que no se cumplan las condiciones necesarias para su uso en fertilización, debe disponerse en conformidad con la legislación sanitaria. En tal caso, será necesario consultar a empresas de residuos en la zona del proyecto, dado que los costos de disposición muestran una variabilidad local.

La siguiente tabla resume las consideraciones descritas respecto de los costos de operación de una planta de biogás.

Tabla 19: Resumen costos de operación

Ítem	Rango	Notas
Consumo de electricidad (en % de la energía total generada)	5 - 10	Dependiente del tipo y cantidad de equipamiento instalado (agitadores, bombas, etc.).
Consumo de calor (en % de la energía total generada)	20 - 40	Dependiente fundamentalmente de las condiciones climáticas de la zona y del sistema de biodigestión.
Mano de obra (hh/año)	2.000 - 3.000	Valor referencial para plantas de 500 kW. Depende del grado de automatización de la planta, frecuencia de recepción de sustrato y de disposición de digestato, necesidad de pretratamiento.
Sustrato	Determinar en cada caso	Considerar usos alternativos, eventuales costos de transporte a la planta o ingresos por disposición de residuos industriales.
Disposición de digestato	Determinar en cada caso	Depende de su posible venta como fertilizantes o mejorador de suelos. Debe cotizarse con empresas de residuos locales.

4.3.3 Costos de mantenimiento y reparaciones

Estos costos se concentran fundamentalmente en la mantención de los equipos especializados de la planta de biogás.

Normalmente, para equipos complejos como grupos electrógenos o filtros de banda o de prensa, es conveniente cerrar contratos de mantenimiento con la empresa proveedora del equipo o sus representantes en el país.

Para grupos electrógenos modulares es común contar con contratos de mantención que garanticen una cierta disponibilidad del equipo (por ejemplo 90%). Los costos de aquellos contratos que consideran un servicio de emergencia de 7 días por semana serán superiores a los contratos de mantención sin servicio de emergencia.

Una posibilidad para disminuir los costos es la realización de algunas tareas simples de mantención (cambios de aceite, bujías, etc.) con personal propio. La desventaja que presenta esta opción es que la empresa prestadora de servicios más complejos (cambios de filtros, ajustes de motor, recambios importantes, etc.) podría no ofrecer garantías de funcionamiento, aduciendo que no tiene el control sobre las actividades de mantención que realiza el operador de la planta.

El costo de mantenimiento para otro tipo de equipos, como filtros, bombas de cavidad progresiva, agitadores, sistema de transporte de material (tornillos sin fin) etc., pueden estimarse entre un 4% y 8% anual del valor de la inversión.

Tabla 20: Resumen de posibles costos de mantención anuales

Ítem	Parámetro/ Indicación	Notas
Obras civiles (%)	0,5 - 1	En % del costo total de inversión correspondiente.
Maquinarias y Equipos (%)	4 - 8	En % del costo total de inversión correspondiente.
Electrotecnia y control (%)	2 - 4	En % del costo total de inversión correspondiente.
Grupo electrógeno		Depende de la existencia de contratos de mantención con proveedores de equipos y de sus coberturas.

4.3.4 Otros costos

Otros costos importantes a considerar corresponden a los asociados a la administración de la planta y a los seguros involucrados.

Las labores administrativas corresponden a alrededor de un 10% de la dedicación total de personal, es decir, entre 200 y 300 horas/hombre por año, si se considera una planta de 500 kW_e.

En el caso alemán, los costos de seguros por año pueden estimarse entre 0,8% y 1,0% de las inversiones totales. Debido a que este tipo de proyectos no son conocidos en el mercado nacional, los costos de seguros deben cotizarse directamente con empresas aseguradoras en Chile.

Si el proyecto considera la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red, deben contemplarse costos asociados a su participación en el mercado eléctrico que dependen del modelo de negocio adoptado y del sistema al cual se interconecta el proyecto.

El costo principal está asociado a los pagos por el uso de las redes. En el caso de sistemas de transmisión troncal y subtransmisión corresponden a peajes regulados por la autoridad, tanto por la

inyección de energía a los sistemas, como por los retiros de los eventuales clientes que tuviese el medio de generación. Los peajes en el sistema troncal de los proyectos ERNC, como los de biogás, se rigen por un régimen especial que contempla exenciones de pago dependiendo del tamaño del proyecto y de la capacidad acumulada en proyectos ERNC integrados al sistema eléctrico.

El costo por el uso de los sistemas de transmisión adicional se rige por contratos privados entre las partes los que, de acuerdo a la legislación, deben cautelar un trato no discriminatorio respecto de otros agentes que estén usando el sistema. Por su parte, a menos que se tenga un cliente libre dentro de una zona de distribución, la regulación no contempla pagos por el uso de las líneas de distribución a la cual esté conectado un PMGD. Los eventuales costos que la operación del medio de generación pudiese generar en la red de distribución deben ser valorizados al momento de la solicitud de conexión y tratados como inversiones.

Adicionalmente, las empresas eléctricas que participan en el mercado eléctrico deben aportar al financiamiento tanto del Panel de Expertos de la Ley Eléctrica, como del CDEC del sistema en el que esté interconectado el proyecto. En este último caso, si la capacidad instalada de los proyectos de la empresa es menor a 9 MW, podrá abstenerse de ejercer su derecho de integrar el CDEC y del pago para su mantención.

Más información de lo anterior se encuentra en el documento "Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno" (CNE/ GTZ, 2009), capítulos 5 y 6 (www.minenergiacil.cl).

4.4 Instancias de apoyo

Como parte de la estrategia para el desarrollo de las ERNC, en Chile se han implementado instrumentos de fomento orientados a mitigar barreras de acceso a financiamiento local y para estimular la evaluación adecuada de potenciales proyectos ERNC, los que han estado disponibles para proyectos de biogás. A la fecha, parte importante de estos instrumentos han sido administrados por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). Los más utilizados han sido:

- Subsidios a preinversión: otorgados por CORFO y financiados con aportes de CORFO, el Ministerio de Energía y la Cooperación Financiera del Gobierno Alemán (KfW). Se ha subsidiado hasta el 50% de los costos de estudios de evaluación de proyectos ERNC, con topes máximos definidos por el tamaño del proyecto. Han estado principalmente orientados a proyectos de generación eléctrica y a inversiones medianas a altas.
- Líneas de financiamiento: Son líneas de intermediación financiera para la banca local, con créditos especializados en proyectos ERNC o en proyectos medioambientales y con condiciones preferentes de tasas y plazos respecto de los créditos que normalmente están disponibles en el país. Los fondos han sido aportados con recursos de CORFO complementados con créditos del Gobierno Alemán al Gobierno de Chile para tales fines.

CORFO también organiza un encuentro anual para la promoción de proyectos ERNC. Es una instancia de encuentro y negocios entre los distintos actores interesados en estos proyectos: autoridades, promotores y propietarios de proyectos, inversionistas, interesados en proyectos MDL y consultores.

Los instrumentos señalados se encuentran en un proceso permanente de revisión, perfeccionamiento y, eventualmente, complementación con nuevos instrumentos de fomento. Dado lo anterior, los interesados deben consultar en los organismos pertinentes para conocer las condiciones vigentes para su postulación, así como la existencia de nuevos instrumentos de fomento factibles de utilizar para el proyecto. Más información al respecto se encuentra disponible en el sitio web de CORFO (www.corfo.cl).

Junto a lo ya señalado, en algunas zonas del país pueden existir leyes especiales de promoción de inversiones, por lo cual se recomienda explorar su existencia, vigencia y aplicabilidad al proyecto en evaluación. De igual manera, Chile mantiene un régimen de depreciación donde parte importante de las inversiones asociadas a proyectos de infraestructura energética pueden depreciarse de manera acelerada. Estos aspectos y otros relacionados con el régimen tributario pueden ser consultados en el Servicio de Impuestos Internos (www.sii.cl).

5



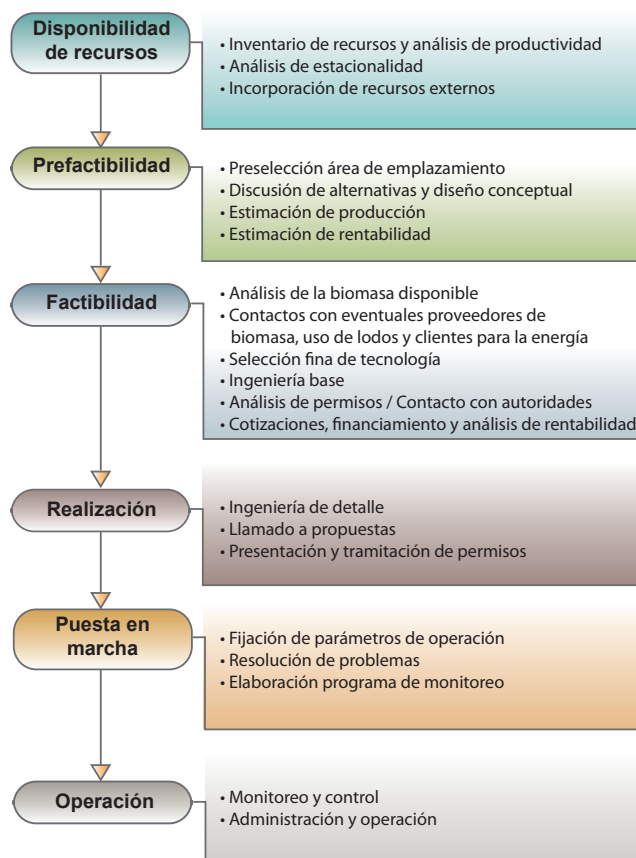
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO DE BIOGÁS

5. PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO DE BIOGÁS

Para el desarrollo de cualquier proyecto es necesario realizar una serie de actividades que permitan tomar decisiones respecto de su desarrollo y forma de ejecución, así como para la definición de sus características finales. Adicionalmente, previamente es conveniente recabar y analizar información que permita reducir sus riesgos.

En ese sentido, se presentan a continuación algunas recomendaciones prácticas para el desarrollo de un proyecto de biogás, inmerso dentro del ciclo de desarrollo que sigue todo proyecto en general, y que dan cuenta de las particularidades de los proyectos de generación eléctrica a partir de la digestión anaerobia de desechos orgánicos y otras biomasas. Se propone el siguiente esquema de desarrollo de un proyecto con sus macroetapas.

Figura 36: Posible esquema de desarrollo de un proyecto de biogás



El esquema esbozado en la figura anterior no es único, tanto en actividades, como en su clasificación dentro de las etapas de desarrollo. El esquema óptimo que minimice los riesgos, costos y plazos dependerá de las características de cada proyecto. Por ejemplo, las tareas de tramitación ambiental se han incluido bajo las actividades de “análisis de permisos” y “presentación y tramitación de permisos”. Sin embargo, estas actividades pueden ser críticas para el éxito de algunos proyectos y para los plazos de realización, requiriendo, tal vez, adelantarlas a la etapa de prefactibilidad.

Teniendo presente el resguardo señalado en el párrafo previo, a continuación se entregan algunas consideraciones para las etapas del esquema de desarrollo arriba esbozado.

5.1 Primer paso: Disponibilidad y estimación del potencial energético

Esta primera etapa consiste en la prospección de los recursos disponibles para la generación de biogás. En caso de que se trate de recursos propios, por ejemplo, en industrias con altas cantidades de residuos orgánicos, el primer paso debe concentrarse en la recopilación de información respecto de la generación y disposición de los residuos.

Si por el contrario el proyecto no está ligado a una empresa en particular, un primer paso podría ser la localización de una zona geográfica con concentración de empresas generadoras de residuos orgánicos, en la cual instalar una planta de biogás que aproveche dichos residuos.

En general, es importante obtener información respecto a:

- Tipos de sustratos: Debe describirse claramente de qué tipos de residuos se dispone (por ejemplo, restos de frutas por tipo, hortalizas, orujos, etc.).
- Cantidades y estacionalidad: Para cada tipo de sustrato debe hacerse un levantamiento de las cantidades generadas por mes. Una marcada variación estacional en la producción de residuos puede significar una limitante importante para el desarrollo de proyectos de biogás. Conviene expresar las cantidades en términos de toneladas de masa fresca (MF).
- Características de los residuos: Es conveniente tener una idea de la cantidad de humedad presente en los residuos y del potencial de generación de biogás. La información en esta guía respecto de los tipos de biomásas y sus características principales puede ser utilizada para una evaluación rápida del potencial. En etapas posteriores, o para una evaluación más acuciosa, es necesario realizar ensayos más formales para determinar las características específicas de la biomasa disponible.

Con esa información se puede obtener una visión preliminar de la cantidad de energía que se puede generar, así como de las dimensiones que tendrá el proyecto.

5.2 Prefactibilidad: Emplazamiento, selección de tecnología y diseño conceptual

En primer lugar debe realizarse una evaluación de sitios disponibles para el emplazamiento de la planta. Los criterios fundamentales para una preselección corresponden a:

- disponibilidad de espacio;
- accesibilidad vial;
- cercanía relativa a los puntos productores de la biomasa;
- precio de los terrenos;
- posibilidades de uso de calor;
- accesibilidad a la red eléctrica;
- restricciones ambientales.

Para analizar posibles restricciones ambientales se recomienda revisar los instrumentos de planificación territorial que pudiesen estar vigentes en la(s) localización(es) preseleccionada(s) y consultar a los organismos del Estado relacionados. En particular, se recomienda identificar el tipo de uso de suelo existente y la distancia a límites urbanos (Dirección de Obras de la municipalidad respectiva), la existencia de centros y zonas de interés turístico nacional (Servicio Nacional de Turismo), de áreas protegidas como parques, reservas naturales (CONAF), monumentos nacionales (Consejo de Monumentos Nacionales) y sitios prioritarios para la conservación de la biodiversidad (Ministerio del Medio Ambiente).

Además, es conveniente identificar y caracterizar la existencia de viviendas cercanas a la futura planta (distancia al proyecto, permanentes, vacacionales, abandonadas, etc.), el tipo de comunidades que habita en torno a la futura planta, el tipo de actividades que se desarrollan (turísticas, productivas o de servicios) y el grado de intervención del terreno.

Por su parte, en base a la información recopilada respecto de los recursos disponibles, debe determinarse conceptualmente el tipo de planta a construir. Los parámetros más importantes que deben determinarse son:

- sistema de digestión anaerobio (reactor);
- volumen total de los digestores;
- volumen total para estanques de almacenamiento de digestato;
- capacidad de calefacción o grupo de cogeneración (en kW eléctricos);
- tipos de tecnología aplicables y capacidad necesaria para almacenaje y alimentación (silo trinchera, estanques de concreto, bombas para sustrato, bombas con picador, container integrado de alimentación, etc.).

Para el diseño conceptual pueden utilizarse la información incluida en esta guía, en particular la contenida en el capítulo 3.4. Especial atención requiere el dimensionamiento de los digestores, para los cuales es conveniente no sobrepasar la velocidad de carga orgánica recomendada.

Para estimar la capacidad del grupo de generación eléctrica o de cogeneración puede asumirse el rendimiento del biogás y su concentración de metano para los distintos sustratos señalados en el capítulo 2. La estimación preliminar de la energía generada puede determinarse en función de los parámetros de grupos electrógenos incluidos en esta guía.

Una vez realizado el diseño conceptual, pueden determinarse los requerimientos específicos de espacio de la planta y hacer una selección más fina de sitios apropiados para el emplazamiento. En esta etapa debe verificarse que no existan impedimentos legales o técnicos para la construcción de la planta en

algun sitio determinado. Para ello, es conveniente determinar el uso de suelo permitido en los sitios preseleccionados para descartar aquellos que no sean viables.

Con la información conceptual de la planta puede tenerse una aproximación de las inversiones asociadas, de los costos operacionales y de los ingresos (o ahorros) potenciales, que permite realizar una primera evaluación económica del proyecto.

5.3 Factibilidad: Análisis de la biomasa e ingeniería base

Si el análisis preliminar del proyecto muestra un potencial económico interesante, debe darse paso a un análisis de factibilidad técnico-económica con mayor grado de detalle a fin de minimizar los riesgos de inversión.

Entre otras actividades debe realizarse un análisis de degradación en laboratorio de las biomásas disponibles, determinando:

- contenido total de sólidos;
- contenido de materia orgánica (sólidos volátiles);
- pH;
- contenido de grasas, proteínas y carbohidratos;
- nutrientes;
- grado de degradabilidad;
- velocidad de degradación;
- rendimiento de biogás;
- concentración de metano y otros gases.

Para este análisis es conveniente tomar muestras representativas de los distintos tipos de biomasa, a fin de conocer sus características particulares y estacionalidades. De esta forma, pueden hacerse cálculos y proyecciones de productividad para distintas combinaciones de sustratos, dependiendo de su disponibilidad.

Una vez ajustado el diseño conceptual a las características de la biomasa disponible, debe realizarse la ingeniería básica, a fin de determinar los costos de inversión y operación con un mayor grado de certeza.

Por otra parte, la determinación de los ingresos relativos al proyecto por concepto de venta de electricidad, calor, abono y, eventualmente de disposición de residuos (o ahorro de costos por disposición de residuos), debe realizarse con la nueva información levantada. Es conveniente hacer un análisis detallado de los modelos de negocio que pueden aplicarse para la venta de la energía producida, así como un análisis de la factibilidad de tramitar el proyecto en el MDL.

En esta etapa debe concretizarse la selección del lugar de emplazamiento, con miras a optimizar las condiciones de valorización de energía térmica producida, si fuese el caso; costos de conexión, precio del terreno y transporte de la biomasa.

También es importante iniciar las conversaciones formales con eventuales proveedores de biomasa, con la finalidad de determinar la disponibilidad de material para la producción de biogás y la seguridad de su abastecimiento.

Además, deben analizarse los permisos necesarios para la construcción y operación de la planta, en particular las exigencias establecidas en los permisos ambientales: uso de suelo permitido, presencia de áreas protegidas, exigencias para la disposición de digestato, etc. Deben tenerse en cuenta tanto los tiempos que demoran dichos permisos, como los costos involucrados en su obtención. Es conveniente consultar con las autoridades correspondientes respecto de experiencias anteriores en proyectos o en actividades similares (tratamiento de residuos, grupos de generación, etc.), con el fin de identificar e incorporar en una etapa temprana de desarrollo del proyecto las exigencias asociadas al cumplimiento de las normas.

Asimismo, cuando se tengan los parámetros de diseño más importantes es conveniente comenzar la tramitación de los permisos para la interconexión del proyecto a la red eléctrica.

Para la toma de decisiones en esta fase de desarrollo, es recomendable buscar la asesoría de especialistas independientes de los proveedores de tecnologías, que sean capaces de entregar información y criterios apropiados para la selección final de tecnologías, en base a los requerimientos técnicos del proyecto.

5.4 Realización del proyecto

En esta etapa corresponde la fijación de las características definitivas de la planta, reflejadas en los proyectos de ingeniería de detalle y construcción, y la selección de los proveedores de tecnología. Es posible que el diseño final requiera de la participación de distintas empresas de ingeniería y construcción, así como de distintos proveedores de equipos. Por ello, es importante mantener un flujo de información entre las empresas participantes, a través de reuniones conjuntas de planificación y de evaluación, de los progresos de la construcción.

En la etapa de diseño y durante el llamado a propuesta y la evaluación de las mismas, es conveniente contar con asesoría especializada, capaz de evaluar dichas ofertas, tanto desde la perspectiva de su coherencia técnica, como de su completitud. En ocasiones, propuestas que por sus bajos costos parecen a primera vista muy atractivas, pueden estar basadas en supuestos de diseño incorrectos o considerar sólo una parte de los equipos y obras, omitiendo otros aspectos cuyos costos pueden ser no despreciables.

Durante la etapa de construcción deben tomarse medidas para el aseguramiento de la calidad de las obras y el montaje de equipos. La inclusión de un libro de obra, en el que se incluyan de forma obligatoria todas las modificaciones al proyecto original y las decisiones tomadas durante la construcción, es imprescindible para la solución de eventuales problemas y conflictos posteriores.

Respecto a los equipos, debe ponerse cuidado en la garantía ofrecida por los proveedores, así como de las posibilidades de contratos de mantención por parte de los mismos o de empresas asociadas.

5.5 Puesta en marcha y operación de la planta

En la etapa de marcha blanca del proyecto deben ajustarse los parámetros de operación de la planta, a fin de obtener un proceso biológico estable, donde la producción de biogás y su concentración de metano no presenten oscilaciones importantes. Los parámetros que deberán fijarse, descritos en el capítulo 2 de esta guía, corresponden fundamentalmente a la velocidad de carga orgánica del digestor, la velocidad de la mezcla y la temperatura de operación.

Una vez determinados estos parámetros e incorporados en los sistemas de control y operación, se recomienda monitorearlos de manera continua junto a las condiciones al interior del digestor y las características del gas producido, a fin de llevar su registro histórico. Esta información permite observar el efecto de la variación de alguno de los parámetros en la calidad del proceso en su conjunto, lo que es de vital importancia para la solución de eventuales problemas en la operación posterior de la planta.

Por otra parte, es importante incorporar en el programa de monitoreo del digestor la toma de muestras del sustrato y del digestato, a fin de evaluar periódicamente las condiciones de operación, las tasas de degradabilidad, los contenidos de nutrientes, etc. Incorporando esta información al registro histórico, se pueden evaluar medidas tendientes a optimizar el proceso, a fin de obtener mayores rendimientos de biogás y de reducir las necesidades energéticas y de otros insumos de la planta.

6



MARCO LEGAL Y PERMISOS

6. MARCO LEGAL Y PERMISOS

Para efectuar la construcción y operación de una central generadora se deben solicitar distintos tipos de permisos, según sea el tipo de obra o actividad que se desee realizar. De ellos, por su extensión y relevancia, en esta sección se analizan los relacionados con exigencias ambientales e integración a los sistemas eléctricos de un proyecto de biogás.

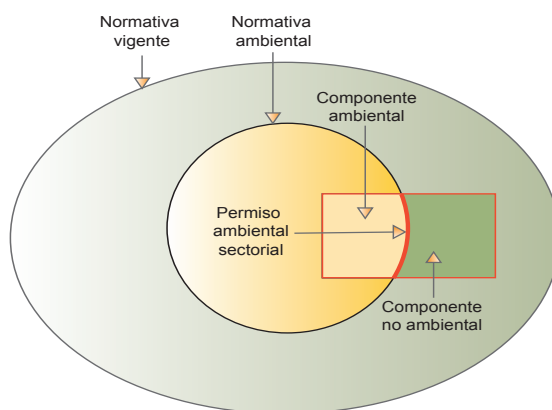
6.1 Marco legal ambiental para plantas de biogás

En Chile, diversos órganos de la Administración del Estado tienen competencias ambientales que dan lugar a permisos o pronunciamientos que deben ser obtenidos antes de emprender un proyecto de inversión o modificar uno que esté en operación.

Por su parte, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es un instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo que tiene por finalidad introducir la dimensión ambiental en el diseño, ejecución y abandono de proyectos o actividades realizados en el país. El SEIA permite coordinar la evaluación ambiental de un proyecto realizada por los distintos órganos del Estado mediante un procedimiento de ventanilla única, que es administrado por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

En el marco del SEIA, la normativa ambiental comprende las normas cuyo objetivo es asegurar la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental, cuyo cumplimiento debe ser acreditado por el titular del proyecto o actividad durante el proceso de evaluación y que dan lugar a permisos o pronunciamientos de los organismos del Estado competentes. Se excluyen de ese concepto aquellas normas que, si bien comparten el mismo objetivo, no imponen obligaciones o exigencias al titular directamente. En la siguiente figura se entrega un esquema del contexto en el que se desenvuelven los permisos ambientales.

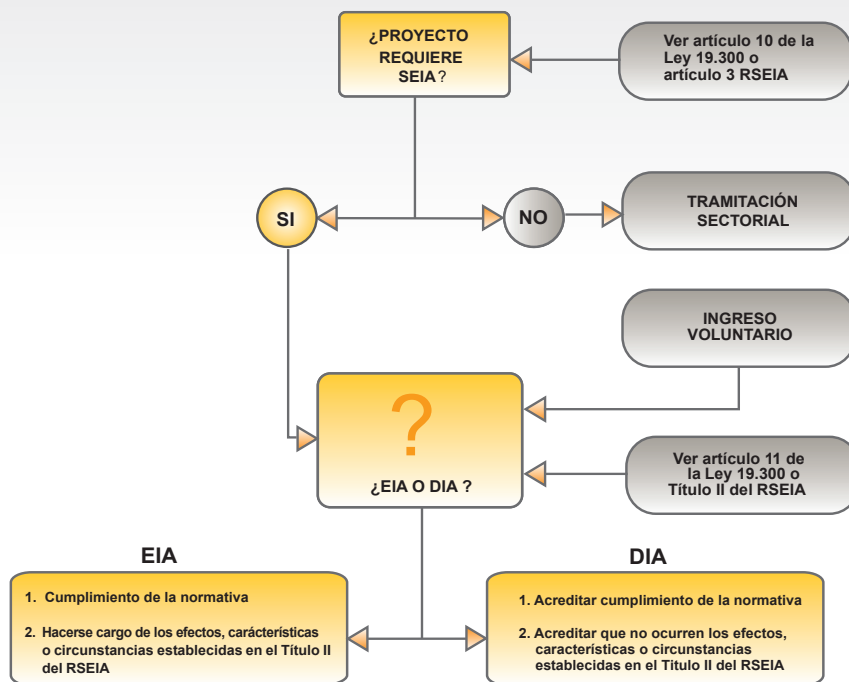
Figura 37: Contextualización de los permisos ambientales sectoriales en el marco legal



Fuente: www.sea.gob.cl

En el presente capítulo se resumen algunos aspectos generales relacionados con los impactos ambientales potenciales de un proyecto de biogás que pudiesen dar lugar a la obtención de permisos ambientales y con los procedimientos para su obtención (ejemplificados en la figura siguiente), en particular, mediante la tramitación de un proyecto en el SEIA.

Figura 38: Modalidades de obtención de permisos ambientales



Fuente: Elaboración propia

Para profundizar sobre estas materias, se recomienda revisar la información contenida en el sitio web del SEA (www.sea.gob.cl).

6.1.1 Impactos ambientales potenciales de plantas de biogás

En general, la magnitud de los potenciales impactos que pueda producir una planta de biogás dependerá del tipo de sustratos utilizados (tipo de biomasa y su manejo), del tamaño de la planta (flujo de sustrato y digestato y cantidades almacenadas) y su cercanía a centros poblados, reservas de agua, áreas protegidas o bienes ambientales en general. Proyectos de tamaños más pequeños y en localidades aisladas, tienen potenciales impactos menores que proyectos más grandes o cercanos a localidades pobladas. A fin de tener una visión clara de las posibles exigencias ambientales que deberá cumplir una futura planta de biogás, es recomendable consultar la opinión de las autoridades locales encargadas de la aprobación de este tipo de proyectos o de la coordinación del SEIA (Direcciones Regionales del SEA).

Los impactos ambientales potencialmente asociados a la implementación de los proyectos de biogás, tanto para los sustratos de origen vegetal, así como para purines, estiércol y residuos animales, son similares. Éstos corresponden a la emisión de olores, generación de lodos digeridos, emisión de contaminantes atmosféricos y ruido.

El proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica provoca la estabilización de la misma lo que reduce considerablemente las emisiones de olores, en la mayoría de los casos, hasta niveles imperceptibles. Sin embargo, existe probabilidad de emisión de olores (sulfuro de hidrógeno) producto de la degradación de la biomasa no digerida en los lodos almacenados, o por efecto del manejo de la biomasa que se usará como sustrato (restos vegetales, purines, etc.). Sin perjuicio que la cantidad de sulfuro de hidrógeno contenido en los efluentes de plantas de digestión anaerobia debería ser marginal y no presentar peligros ni molestias para poblaciones cercanas, se recomienda considerar eventuales exigencias para la minimización de olores por la cercanía a lugares habitados.

Los residuos líquidos corresponden principalmente al digestato generado, producto de la degradación de la biomasa. En caso de que los insumos que se utilicen para la operación del biodigestor correspondan a residuos agrícolas o purines y estiércol, los lodos producidos podrían considerarse como residuos orgánicos no peligrosos. En general, los sistemas de digestión anaerobia presentan altos grados de abatimiento de microorganismos patógenos, por lo que la posibilidad de transmisión de enfermedades en plantas de buen funcionamiento es relativamente reducida. En caso de presentarse un malfuncionamiento de los reactores, los lodos resultantes de residuos de animales podrían generar algún riesgo de propagación de enfermedades, por lo que es necesario contar con planes de contingencia para controlar dicho riesgo. En cualquier caso, deberá asegurarse el cumplimiento de la legislación sanitaria vigente.

Por su parte, se emitirán contaminantes a la atmósfera producto del funcionamiento del motor de cogeneración y de la antorcha. Entre ellos, CO , SO_2 , MP_{10} , $\text{MP}_{2,5}$ y NO_x , donde las emisiones de este último deberían ser las más significativas. Por las características del biogás y el tratamiento que se le realiza previo a su combustión en motores, los niveles de emisión deberían ser bajos, cumpliendo ampliamente los equipos de cogeneración modernas normas de emisión internacionales exigentes. Sin perjuicio de lo anterior, si el proyecto se encuentra en una zona saturada o latente con control sobre alguno de los contaminantes señalados, se debe asegurar el cumplimiento de las exigencias contempladas en el respectivo plan de descontaminación o prevención.

Respecto a la emisión de ruido, los equipos de cogeneración se ubican al interior de edificaciones (casa de máquinas sólida o módulo en container) con capacidad de absorción y aislación acústica, que permiten, en general, reducir las emisiones sonoras a niveles mínimos. En caso de ser necesario, debido a la cercanía con lugares habitados, la autoridad ambiental puede exigir demostrar el cumplimiento de la norma de emisión de ruidos molestos generados por fuentes fijas (D.S. N° 146 de 1.997 del MINSEGPRES).

Por otro lado, durante la etapa de construcción se prevén otros tipos de impactos, los cuales son producidos por actividades propias de faenas constructivas. Se generarían emisiones poco significativas de residuos sólidos, líquidos y atmosféricos, las cuales, bajo un buen manejo, no deberían significar peligro para las personas.

6.1.2 Pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

No todos los proyectos o actividades que se desarrollen en Chile deben someterse al SEIA, aun cuando requieran de permisos ambientales. El artículo 3° del reglamento del SEIA (D.S. N° 95 de 2001, del MINSEGPRES) establece las características y criterios que definen cuando un proyecto debe tramitarse mediante el sistema, siendo responsabilidad de cada titular del proyecto evaluar la pertinencia de someterse al SEIA. En caso de dudas, puede solicitarse un pronunciamiento al SEA respecto de la pertinencia de dicho sometimiento (en el sitio web del SEA es posible encontrar los requerimientos de información que se deben acompañar en la consulta).

Si bien proyectos de biogás pueden tener características que definan su sometimiento al sistema, muchos de ellos serán pequeños y asociados a actividades ya existentes de manejo de residuos, dado lo cual, puede ser recomendable realizar la consulta de pertinencia. Los proyectos que no deban ingresar al SEIA, requieren tramitar sus permisos ambientales a través de los organismos vinculados a cada permiso.

Proyectos de biogás deberían someterse a calificación ambiental en caso que contemplen al menos una de las siguientes actividades, listadas y ordenadas por letras y números según especificidad, comprendidas en el reglamento del SEIA:

- c) “Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”: En el caso que el proyecto tenga por objetivo la generación de energía, independiente de la fuente de energía primaria de que se trate, que para este caso sería biogás.
- j) “Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos. Se entenderá por ductos análogos aquellos conjuntos de canales o tuberías y sus equipos y accesorios, destinados al transporte de sustancias, que unen centros de producción, almacenamiento, tratamiento o disposición, con centros de similares características o con redes de distribución”: Podría aplicarse a la conducción del biogás en caso que éste se deba transportar desde el lugar de producción hasta el lugar de generación de energía. También es aplicable para el caso en que el biogás se utilice como combustible en la distribución de gas de ciudad y que, en su etapa de transporte a la planta de acondicionamiento, requiera ser transportado por un gasoducto.
- l.1) “Agroindustrias, donde se realicen labores u operaciones de limpieza, clasificación de productos según tamaño y calidad, tratamiento de deshidratación, congelamiento, empacamiento, transformación biológica, física o química de productos agrícolas, y que tengan capacidad para generar una cantidad total de residuos sólidos igual o superior a ocho toneladas por día (8 t/d), en algún día de la fase de operación del proyecto; o agroindustrias que reúnan los requisitos señalados en los literales h.2. o k.1., según corresponda, ambos del presente artículo”: Puede aplicar cuando el proyecto de generación de biogás a partir de biomasa genere una cantidad de residuos en la cantidad indicada (por ejemplo, biogás obtenido por el procesamiento de tunas).
- o.7) “Sistemas de tratamiento y/o disposición de residuos industriales líquidos, que contemplen dentro de sus instalaciones lagunas de estabilización, o cuyos efluentes tratados se usen para

el riego o se infiltren en el terreno, o que den servicio de tratamiento a residuos provenientes de terceros, o que traten efluentes con una carga contaminante media diaria igual o superior al equivalente a las aguas servidas de una población de cien (100) personas, en uno o más de los parámetros señalados en la respectiva norma de descargas líquidas”: Podría aplicar a residuos líquidos del proceso de producción de biogás; en particular se deberá cuantificar la carga contaminante del digestato. En caso de que el uso de biogás esté acoplado a una caldera para producción de vapor, el agua de purgas de caldera debe ser cuantificada en su carga contaminante.

Otra opción es que la producción de biogás se acople al tratamiento de aguas servidas y utilice, por ejemplo, los lodos provenientes de la planta de tratamiento de aguas servidas.

- o.8) “Sistemas de tratamiento y/o disposición de residuos industriales sólidos”: Esta opción aplicaría si la generación de biogás dependiera de la generación y manejo de residuos industriales sólidos susceptibles de utilizar para la digestión anaerobia.

Además, los proyectos de biogás podrían someterse al SEIA en caso que la ejecución de las obras sea realizada en áreas protegidas, parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualquier otra área colocada bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita de acuerdo al literal p) del Reglamento del SEIA.

6.1.3 Tramitación de un proyecto en el SEIA

En caso de que el proyecto requiera someterse al SEIA debe determinarse la modalidad de su tramitación, esto es como declaración de impacto ambiental (DIA) o estudio de impacto ambiental (EIA). La forma de ingreso a tramitación de un proyecto se determina analizando si los potenciales impactos de éste, en cada una de sus fases, producen algún efecto adverso sobre la población o en los recursos naturales renovables, si implica reasentamiento o alteración significativa de las costumbres de comunidades existentes, si se emplaza en las cercanías de áreas silvestres protegidas, si altera significativamente el paisaje o el patrimonio cultural. En caso que exista por lo menos una de estas características, se deberá presentar un EIA. En caso contrario, se requiere presentar una DIA. En el Título II del Reglamento del SEIA se establecen un conjunto de variables y criterios que especifican el alcance de los efectos, características o circunstancias antes indicados.

Los proyectos de generación de biogás corresponden a proyectos de magnitud mediana o pequeña, con capacidad instalada frecuentemente menor a 3 MW. Al ser éstos de baja magnitud deberían presentar una DIA, salvo que existiese alguna situación particular principalmente relacionada con la localización del proyecto.

Desde un punto de vista de salud, existen riesgos en caso de un manejo deficiente del digestato y por la emisión de olores y ruido que puedan afectar a la comunidad vecina a la planta. Sin embargo, como se discutió en los capítulos previos, este riesgo es controlable con buenas prácticas operacionales.

Tanto para un EIA como para una DIA deberán acompañarse la documentación y los antecedentes necesarios para acreditar el cumplimiento de la normativa de carácter ambiental, y de los requisitos y contenidos de los permisos ambientales sectoriales contemplados en el Título VII del Reglamento del SEIA.

El proceso de evaluación ambiental se encuentra regulado en el Reglamento del SEIA. En él participan todos los organismos públicos competentes y, como se señaló previamente, es administrado por el SEA quien debe coordinar a dichos organismos. En caso que un proyecto se desarrolle y tenga potenciales impactos en sólo una región del país, la evaluación la realiza un Comité Técnico integrado por órganos del Estado con competencia en materia de medio ambiente, coordinados por la Dirección Regional respectiva del SEA. Si el proyecto tiene impactos potenciales en más de una región, la coordinación la realiza la Dirección Ejecutiva del SEA.

Los plazos de evaluación dependen del instrumento de evaluación ambiental. Para un EIA el plazo legal máximo es de 120 días, pudiendo ampliarse fundadamente sólo una vez en 60 días adicionales. Para una DIA dichos plazos son 60 y 30 días, respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, si se emiten observaciones a los titulares del proyecto los plazos de tramitación se suspenden hasta que el titular responda las consultas.

El proceso de evaluación concluye con una resolución de calificación ambiental, emitida por una Comisión de Evaluación conformada por el Intendente Regional, quien la preside, y varios Secretarios Regionales Ministeriales; o por el Director Ejecutivo del SEA, según corresponda. Una resolución favorable certifica que el proyecto cumple con todos los requisitos ambientales aplicables, incluyendo los eventuales trabajos de mitigación y restauración, no pudiendo ningún organismo del Estado negar los permisos ambientales pertinentes. En cambio, ante una resolución desfavorable las autoridades están obligadas a denegar dichos permisos.

Para un análisis detallado del procedimiento de tramitación ambiental se recomienda revisar el sitio web del SEA (www.sea.gob.cl), donde además es posible acceder al expediente del proceso de evaluación de cualquier proyecto y a los documentos de seguimiento y fiscalización realizados por los servicios competentes a los proyectos aprobados.

6.1.4 Permisos ambientales sectoriales para proyectos de biogás

El Título VII del Reglamento del SEIA lista los permisos ambientales sectoriales (artículos 68 al 106), señala los requisitos para su otorgamiento y los contenidos técnicos y formales para acreditar su cumplimiento.

La normativa de carácter ambiental y los permisos ambientales sectoriales aplicables a un proyecto o actividad específico debe determinarse caso a caso, siendo responsabilidad de cada titular evaluar su aplicación de acuerdo a las características y localización del proyecto.

Sin perjuicio de lo anterior, los permisos ambientales sectoriales que se indican a continuación podrían aplicar para proyectos de generación, producción y distribución de biogás y de energía eléctrica, usando biogás como combustible.

Tabla 21: Permisos Ambientales Sectoriales que aplicarían a los proyectos de biogás

Permiso	Referido a	Órgano del Estado que lo otorga	Comentario
Artículo 90	Manejo de residuos industriales	Autoridad Sanitaria	Aplicaría si se construyen obras para el tratamiento o la disposición final o evacuación de residuos industriales; si se considera realizar tratamiento de residuos orgánicos para obtención de biogás; o si se requiere la disposición de residuos como digestato.
Artículo 91	Manejo de aguas residuales	Autoridad Sanitaria	Aplicaría si se requiere la habilitación de soluciones sanitarias para la disposición de aguas residuales.
Artículo 93	Manejo de residuos domésticos	Autoridad Sanitaria	Aplicaría cuando se requiera la habilitación de una instalación de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase o la disposición de residuos sólidos domiciliarios o industriales. Un proyecto de biomasa podría utilizar residuos orgánicos domésticos como materia prima, y para esto, requerir la gestión integral de los mismos.
Artículo 94	Calificación de establecimientos industriales	Autoridad Sanitaria	Aplicará de acuerdo a lo establecido en el artículo 4.14.2 del D.S. N°47/92 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, respecto de la calificación de los establecimientos industriales o bodegaje. Definición necesaria según la ubicación del proyecto dentro del territorio urbano.
Artículo 96	Cambio de uso del suelo	SEREMI de Agricultura	Aplicaría si el proyecto se instala en zonas no planificadas o en donde se requiera el cambio de uso de suelo.
Artículo 102	Corta de bosque nativo	Corporación Nacional Forestal	Aplicaría si la localización del proyecto corresponde a una zona con presencia de bosque nativo y se requiera la corta o explotación del mismo.
Artículo 106	Cauces naturales	Dirección General de Aguas	Aplicaría para las obras de regularización y defensa de cauces naturales, a que se refiere el segundo inciso del artículo 171 del D.F.L. 1.122 de 1981 del Ministerio de Justicia (Código de Aguas). En el caso de que el proyecto considere obras o actividades que requieran intervenir cauces naturales.

6.2 Permisos para la conexión a la red de plantas de biogás

Los permisos, procedimientos y trámites necesarios para la integración de un proyecto de generación al sistema eléctrico difieren según se trate de una conexión en distribución o en los sistemas de transmisión. Una distinción simple entre los sistemas se logra identificando el voltaje de operación de la red, pues las redes de distribución son aquellas que operan a voltajes menores o iguales a 23 kV.

La decisión de conectarse en un sistema u otro, se debe tomar considerando aspectos comerciales (costo de conexión, costo de modificaciones y refuerzos a realizar, etc.) y técnicos (niveles de tensión, pérdidas admisibles, etc.). En general, pequeños medios de generación normalmente se conectan a instalaciones que se encuentren en tensiones iguales o inferiores a 66 kV (típicamente de subtransmisión) o a instalaciones de distribución, mientras que en casos muy puntuales lo realizan en instalaciones con niveles de tensión superiores.

6.2.1 Conexión a nivel de distribución

Por sus características, la mayoría de los proyectos de biogás tienen potencias inferiores a 9 MWe. Además, en el caso particular de proyectos asociados a residuos agrícolas, por razones de costos, probablemente su opción más viable de conexión es a las redes de distribución. De acuerdo a la regulación vigente, los proyectos de este tipo, es decir de potencias no superiores a 9 MWe interconectados a instalaciones de distribución, reciben la denominación de pequeños medios de generación distribuidos (PMGD).

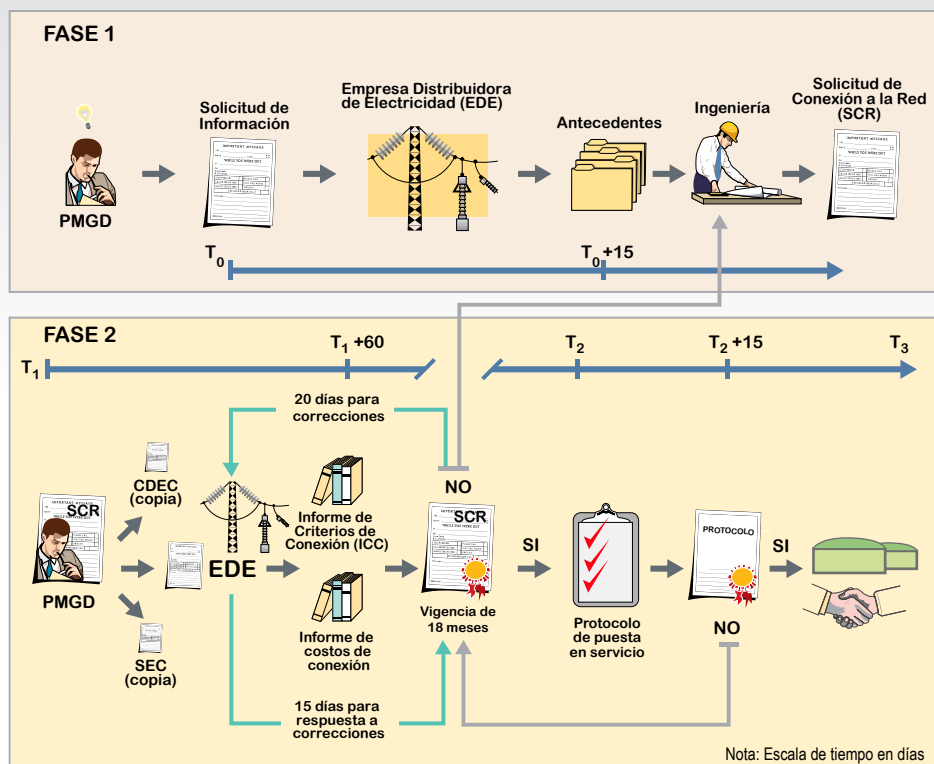
La Ley General de Servicios Eléctricos establece la obligación de las empresas de distribución de permitir la conexión a sus instalaciones a los PMGD. Por su parte, el D.S. N° 244 de 2005, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, establece los procedimientos para la integración de estos proyectos a los sistemas de distribución, así como los derechos y obligaciones que se deben respetar en la relación entre empresas distribuidoras y propietarios de PMGDs.

La siguiente figura resume el procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD, cuyos detalles pueden ser consultados en el documento “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno” (CNE/GTZ, 2009). A modo de síntesis, el procedimiento distingue dos fases. En la primera se regula la forma de acceder a la información que permita hacer un diseño adecuado del proyecto, así como estimar los posibles costos de conexión. Una vez que se ha optimizado el diseño y se ha tomado la decisión de inversión en el proyecto, el propietario solicita formalmente una autorización de conexión a la red (SCR) a la empresa distribuidora.

En la segunda fase, la empresa distribuidora define las condiciones técnicas que debe cumplir el proyecto y los costos asociados a la conexión. Ambos aspectos pueden ser observados por el propietario del PMGD, y en última instancia, en caso de desacuerdo entre las partes, serán resueltos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Una vez aceptada la SCR, o resueltas las discrepancias, el propietario del PMGD cuenta con 18 meses para concretar la conexión de su proyecto.

Por su parte, el detalle de los aspectos técnicos para la puesta en servicio y posterior operación de un PMGD están establecidos en la NTCO.

Figura 39: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD



Fuente: CNE y GTZ (2009)

6.2.2 Conexión a sistemas de transmisión

Los proyectos conectados a sistemas de transmisión se rigen por la NTSyCS. Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto. En cambio, las de los sistemas adicionales se rigen bajo contratos privados entre partes, estando sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso en su trazado de servidumbres o bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas.

Es importante mencionar que para conectarse a un sistema de transmisión, independientemente que sea troncal, subtransmisión o adicional, no existe un documento o formulario único mediante el cual realizar la petición de información, a diferencia de lo que ocurre con el PMGD. Por esta razón, el interesado en conectarse debe someterse a los formatos dados por cada propietario de los sistemas de transmisión, tanto para la solicitud de parámetros de la red a la cual se desea conectar, como para su entrega al propietario de la red. La misma situación ocurre respecto de los plazos de entrega de información, respuesta a consultas o para la revisión de los esquemas de conexión, ya que no se encuentra normado.

6.2.3 Otras obligaciones previas a la conexión

De acuerdo con la reglamentación vigente, toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su interconexión al sistema, con una anticipación mínima de 6 meses, tanto a la CNE como al CDEC correspondiente.

Adicionalmente, las obras de generación no pueden entrar en servicio hasta que se comunique con quince días de anticipación a la SEC. En dicha comunicación se deberá indicar al menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.

Los requisitos de diseño e información a entregar por parte de los generadores se describen en detalle en la NTSyCS, los que son válidos para cualquier medio de generación que se integre a un sistema eléctrico.

7

CLAVES PARA EL ÉXITO DE UN PROYECTO DE BIOGÁS

7. CLAVES PARA EL ÉXITO DE UN PROYECTO DE BIOGÁS

Como se desprende de la información contenida en esta guía, la factibilidad de un proyecto de biogás depende de numerosos factores, muchos de los cuales pueden ser controlados por el realizador o propietario del proyecto.

En general, los riesgos pueden minimizarse con medidas tendientes a adquirir información realista y certera respecto de las condiciones del proyecto, asegurar una calidad adecuada de las obras y equipos encargados, definir garantías y responsabilidades de los proveedores, y mantener un monitoreo y control permanente de los procesos.

Además, el desarrollo de plantas de biogás requiere de un cierto grado de experiencia y conocimientos, tanto en la planificación como en la realización. Es por tanto aconsejable, junto a adquirir una base de conocimientos propios del tema, contar con el apoyo de profesionales con experiencia en el área en todas las etapas del proyecto.

A modo de resumen de los antecedentes contenidos en la presente guía, se entregan a continuación, expresados como preguntas, una lista de aspectos claves para el éxito de un proyecto de biogás que deberían ser considerados en el análisis de su viabilidad.

Requisitos indispensables:

1. ¿Es suficiente la biomasa disponible a largo plazo para la generación de biogás?
 - a. Desechos sólidos y líquidos propios
 - b. Desechos sólidos y líquidos de industrias vecinas
2. ¿Es adecuada la calidad de la biomasa para la producción de biogás?
 - a. Alto contenido orgánico en forma de grasas, azúcares y proteínas
 - b. Bajo contenido de materia no biodegradable (lignina, taninos, etc.) o sustancias perturbadoras (tóxicos, ácidos, antibióticos)
3. ¿Existe suficiente espacio para la planta en las cercanías?
4. ¿Existen restricciones ambientales o de uso de suelos insalvables en los terrenos previstos?

Condiciones para la viabilidad técnica:

1. ¿Es posible contar con la tecnología adecuada?
 - a. ¿Qué proveedores existen en el país o en Latinoamérica?
 - b. ¿Qué proveedores internacionales tienen representación en Chile?
 - c. ¿Qué garantías entregan los proveedores de tecnología?
 - d. ¿Qué servicios de mantenimiento y postventa ofrecen los proveedores de tecnología?
2. ¿Es posible contratar asesoría experimentada para la planificación del proyecto?

Condiciones para la viabilidad económica:

1. ¿Es posible usar la energía térmica generada?
 - a. ¿Cuáles son mis requerimientos de combustible para generación de calor?
 - b. ¿Es posible vender la energía térmica a industrias vecinas?
2. ¿Es posible utilizar energía eléctrica generada a partir del biogás?
 - a. ¿Cuáles son mis requerimientos de energía y mis costos?
 - b. ¿A qué precios puedo vender la energía eléctrica generada?
3. ¿Cuál es la situación respecto de la disposición de los residuos?
 - a. ¿Son enviados a vertedero o relleno sanitario? (importante para los bonos de carbono).
 - b. ¿Cuáles son mis costos de tratamiento y disposición actuales?
4. ¿Qué posibilidades existen de reducir costos, utilizando instalaciones existentes o fuerza de trabajo propia para la construcción?
5. ¿Qué instancias de apoyo financiero externo existen y aplican a este tipo de proyectos?

8



ANEXO: EJEMPLOS DE PROYECTOS

ANEXO: Ejemplos de proyectos

Planta de biogás La Farfana, Chile



Fuente: Gentileza Metrogas S.A.

La planta de biogás de Aguas Andinas S.A., en el complejo La Farfana, corresponde a una línea de limpieza del biogás producido en la planta de tratamiento de aguas servidas del mismo nombre.

El proceso considera desulfurización biológica, condensación de humedad, remoción de siloxanos y COVs, compresión y transporte en gasoducto a la planta de gas de ciudad de Metrogas S.A., donde se incorpora como insumo para la producción de ese combustible.

Puesta en marcha	2008
Potencia	Entrega de biogás a Metrogas S.A. Equivalente a 7,8 MW _e
Sustratos	Planta de tratamiento de aguas servidas de Santiago 3.300.000 habitantes
Producción de gas	24.000.000 m ³ /año biogás 15.000.000 m ³ /año metano
Tamaño de planta	600 m ² de superficie utilizada (línea de limpieza de biogás)
Inversión	€ 4.600.000 Proyecto limpieza y compresión del gas

Central Loma Los Colorados, Chile



Fuente: Gentileza de KDM Energía S.A.

El relleno sanitario Loma Los Colorados se ubica en el límite norte de la Región Metropolitana. Es el mayor del país, con una disposición final aproximada de 6.000 toneladas de residuos por día, que contienen aproximadamente 70% de biomasa. Cuenta con un sistema de captación que permite recuperar el 50% del biogás generado en el relleno. Actualmente la captura de biogás se encuentra en torno a los 8.100 m³/h con un contenido de metano de 48,5% en promedio, proyectándose que alcance un máximo de 30.000 m³/h a la fecha de cierre del relleno sanitario (2045).

La central, perteneciente a KDM Energía S.A., utiliza el biogás como combustible para la generación de electricidad, cuya producción es directamente proporcional a su creciente disponibilidad. Por esta razón, a fines de 2009 entró en operación la primera fase del proyecto con 2 MW_e, para luego sumar otros 10 MW a mediados de 2011 en su segunda fase. La tercera fase, proyectada para el 2014, la capacidad instalada crecerá a 22 MW_e. Finalmente, en su cuarta fase, el proyecto contempla la construcción de una segunda sala de máquinas, con 14 posiciones libres, la cual permitirá instalar progresivamente nuevas unidades de generación en función del aumento proyectado de la producción de biogás.

Puesta en marcha	2009
Potencia	Fase 1: 2 MW _e (2009) Fase 2: 12 MW _e (2011) Fase 3: 22 MW _e (2014) Fase 4: 39,2 MW _e , crecimiento según producción de biogás (nueva sala de maquinas)
Sustratos	Relleno Sanitario de Santiago 6.000 t/día (2011)
Producción de gas	8.100 m ³ /h biogás (inicios de 2012) 4.950 m ³ /h metano (inicios de 2012)
Tamaño de planta	2.200 m ² construidos
Inversión	USD 40.200.000 (corresponde a la fase 4)

Planta de biogás Los Ángeles, Chile



Fuente: Gentileza de HBS Energía S.A.

La planta de biogás Los Ángeles fue diseñada por HBS Energía S.A. como una solución de estabilización de estiércol bovino, correspondiente a una engorda de novillos estabulada, producida por una empresa del mismo grupo económico.

Esta planta es la primera en su tipo a nivel sudamericano, ya que considera la producción de cultivos energéticos como co-sustratos para la producción de biogás.

El primer módulo, de un total de cuatro, considera el estiércol de 800 novillos y la producción de maíz (silo planta entera) de 150 hectáreas. Las principales características del primer módulo son:

Puesta en marcha	2010
Potencia	1.021 kW _e 1.070 kW _t
Sustratos	13.450 t/año excretas animales 11.260 t/año residuo de cultivos energéticos (silo maíz) TOTAL: 24.700 t/año
Producción de gas	3.615.000 m ³ /año biogás 1.880.000 m ³ /año metano
Tamaño de planta	Digestores 2 x 450 m ³ Posdigestores 1 x 2.600 m ³ Estanque digestato 1 x 5.600 m ³ TOTAL: 9.100 m ³
Inversión	€ 2.800.000

Planta CCU Chile, Temuco



Fuente: Gentileza de CCU S.A.

La planta de tratamientos de RILes de CCU – Temuco genera biogás a partir del proceso anaerobio, éste se realiza en un reactor tipo UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) empacado parcialmente que funciona como híbrido entre un reactor anaerobio UASB y un biofiltro anaerobio. El sistema está dividido en 4 módulos de igual capacidad y opera en paralelo. En esta etapa la eficiencia del tratamiento es de un 85 %. Para alcanzar el 100% se utiliza el tratamiento mediante un reactor aeróbico.

El reactor anaerobio se separa en tres fases que son:

- Biogás, mezcla de CH_4 , CO_2 , H_2S , vapor de agua y otros gases.
- Nuevo material celular producto del crecimiento microbiano.
- RIL con una baja carga de materia orgánica.

El biogás generado es acumulado en un gasómetro de 780 m³ para luego ser enviado a través de sopladores a las calderas generadoras de vapor de la planta. Este vapor es utilizado para la producción de cerveza. El biogás generado reemplaza cerca del 10 % del total de combustible utilizado (petróleo N°6). La tasa de generación es de 0,52 m³/kg de demanda química de oxígeno removida. El reemplazo de combustible por biogás se traduce en un ahorro promedio anual de M\$ 90.000.

Puesta en marcha	1999
Poder calorífico biogás	7.160 kcal/m ³
RIL tratado anual	500.000 m ³
Producción de gas	1.980 m ³ /día 46.660 m ³ /mes
Área construida	1.081 m ²
Inversión	156.689 UF (tratamiento ril con sistema de almacenamiento de biogás y su posterior uso en calderas)

Planta de biogás Werlte, Alemania



Fuente: Gentileza de EWE Biogas GmbH & Co. KG

Esta planta de biogás es de tamaño industrial y fue diseñada para procesar estiércol de vacuno y residuos orgánicos de la agroindustria, principalmente de mataderos. El estiércol proviene de agricultores vecinos y los desechos diversos de la agroindustria, principalmente grasas y aceites son procesados aquí en conjunto.

El estiércol, grasas y aceites son bombeados a un estanque de premezcla y luego son bombeados al fermentador principal, pasando por un sistema de higienización (pasteurización), según lo exige la norma alemana para manejo de residuos orgánicos industriales. Posteriormente, el sustrato pasa por un posfermentador para asegurar su descomposición total. Una vez terminado el ciclo, y encontrándose el sustrato completamente estabilizado, puede ser aplicado como fertilizante en los campos.

Puesta en marcha	2002
Potencia	2,5 MW _e 3,3 MW _t
Sustratos	70.000 t/año excretas animales 40.000 t/año aceites y grasas TOTAL: 110.000 t/año
Producción de gas	8.360.000 m ³ /año biogás 5.020.000 m ³ /año metano
Tamaño de planta	Digestores 2 x 3.200 m ³ Posdigestores 2 x 2.370 m ³ Estanque digestato 2 x 4.960 m ³ TOTAL: 21.060 m ³
Inversión	€ 6.600.000

Planta de biogás Baja Sajonia, Alemania



Fuente: Gentileza de FNR

La planta de biogás está situada en Baja Sajonia y corresponde a una planta de biogás agrícola. Se encuentra ubicada en una granja de porcinos de 1.700 cerdos de engorda y fue diseñada principalmente para estabilizar los purines producidos por los animales. La tasa de población es de 1,3 unidades animales (500 kg de peso vivo) por hectárea, ya que cuenta con 170 hectáreas de tierra cultivable. Esta superficie se utiliza para producir cultivos energéticos, los cuales son mezclados con el purín, para así lograr mayores producciones de biogás a través de la codigestión, con lo cual se aumenta en forma importante la rentabilidad de la planta de biogás.

Puesta en marcha	2001
Potencia	500 kW _e 605 kW _t
Sustratos	1.910 t/año excretas animales 6.390 t/año cultivos energéticos (maíz silo) TOTAL: 8.300 t/año
Producción de gas	1.920.000 m ³ /año biogás 1.056.000 m ³ /año metano
Tamaño de planta	Digestores 2 x 1.050 m ³ Estanque digestato 1 x 1.000 m ³ TOTAL: 3.100 m ³
Inversión	€ 692.000

Planta de biogás Niederbayern, Alemania



Fuente: Gentileza de LfL

Esta planta de biogás está situada en una granja agrícola en el norte de la región de Baviera, denominada Niederbayern. La granja tiene un tamaño de 110 unidades animales (500 kg de peso vivo) de vacas lecheras y para su alimentación, una disponibilidad de 140 hectáreas para cultivo. Esto corresponde a una densidad animal de 0,8 unidades animales por hectárea.

Para rentabilizar la inversión, la planta se diseñó con codigestión de residuos orgánicos provenientes de la gastronomía. De esta manera, se importan más de 7.000 toneladas anuales de este tipo de residuo, que al ser mezclado con el estiércol vacuno, produce aproximadamente 1 millón de m³ de biogás al año.

Puesta en marcha	1999
Potencia	260 kW _e 315 kW _t
Sustratos	5.375 t/año excretas animales 7.125 t/año residuo de gastronomía TOTAL: 12.500 t/año
Producción de gas	950.000 m ³ /año biogás 550.000 m ³ /año metano
Tamaño de planta	Digestores 2 x 230 m ³ Posdigestores 2 x 800 m ³ Estanque digestato 1 x 1.800 m ³ TOTAL: 3.860 m ³
Inversión	€ 845.500

Glosario

Acidogénesis	Proceso microbiológico en el cual aminoácidos y azúcares simples son degradados a ácidos grasos volátiles, principalmente acetato.
Acetogénesis	Proceso microbiológico en el cual ocurre la degradación de ácidos grasos volátiles a acetato e hidrógeno.
Aerobio	Proceso que tiene lugar en presencia de oxígeno. En las zonas de las plantas depuradoras en las que tiene lugar este proceso se mantiene el agua fuertemente agitada para que tenga abundante oxígeno y las bacterias puedan realizar sus procesos metabólicos.
Anaerobiosis	Procesos metabólicos que tienen lugar en ausencia de oxígeno. Si es anaerobiosis estricta significa que el oxígeno impide el proceso.
Biodegradación	Proceso natural en que microorganismos descomponen la materia orgánica contenida en residuos. Se habla de degradación anaerobia cuando no interviene el oxígeno en la descomposición de residuos orgánicos, y de descomposición aeróbica, cuando la degradación es en presencia del oxígeno.
Biogás	Gas combustible, mezcla de metano con otras moléculas, formado en reacciones de descomposición de la materia orgánica (biomasa).
Codigestión	Variante tecnológica de la digestión anaerobia que se basa en la incorporación de más de un sustrato para producir biogás.
Cogeneración	Generación de energía eléctrica y térmica a partir del mismo combustible.
Digestato	Residuo líquido o sólido estabilizado que se obtiene de un digestor anaerobio tras la obtención de biogás.
Digestor anaeróbico	Depósito hermético en el que se mantiene un tiempo determinado materia orgánica. En él actúan bacterias en ausencia de oxígeno y se digiere la materia orgánica produciendo biogás.
Guano	Materia formada por la acumulación de excrementos de las aves.
Hidrólisis	Proceso microbiológico en el cual largos polímeros son degradados por enzimas a aminoácidos y azúcares simples.
Mesofílico	Dícese de un proceso a temperatura entre 32 y 42°C, con un consecuente grado de actividad bacteriana mediano.
Metano	Gas inodoro e incoloro que se produce en la descomposición anaerobia de la basura dispuesta en el relleno. Su nomenclatura es CH ₄ y es el principal componente del biogás.
Metanogénesis	Proceso microbiológico en el cual el acetato e hidrógeno son convertidos a metano y dióxido de carbono.
Purín	Mezcla de excreta animal con orina y agua de lavado en un plantel pecuario (bovino o porcino).
Sulfuro de hidrógeno	El sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico es un ácido inorgánico de fórmula H ₂ S. Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico y su olor es el de la materia orgánica en descomposición, similar a los huevos podridos. Con bases fuertes forma sales, los sulfuros. Su punto de ebullición es de 212,86 °K.
Termofílico	Dícese de un proceso a temperatura entre 50°C y 57°C, con un consecuente grado de actividad bacteriana alto.

Tiempo de retención	Cantidad de tiempo promedio que los sustratos permanecen en el reactor, cuando se tienen procesos de flujo continuo.
Trigeneración	Denominación usada para la generación de frío con la energía térmica recuperada en procesos de cogeneración.
Velocidad de carga	Cantidad de materia orgánica con que se alimenta el reactor, por unidad de tiempo (día) y por unidad de volumen del reactor (m ³).

Enlaces de interés

Chile

- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC)
www.cdec-sic.cl
- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
www.cdec-sing.cl
- Centro de Energías Renovables (CER)
www.cer.gob.cl
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
www.cne.cl
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)
www.corfo.cl
- Ministerio de Energía
www.minenergia.cl
- Ministerio del Medio Ambiente
www.mma.gob.cl
- Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)
www.sea.gob.cl
- Red Biogás
www.redbiogas.cl

España

- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)
www.ciemat.es
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)
www.idae.es

Alemania

- Asociación Alemana de Biogás (Fachverband Biogas e.V.)
www.biogas.org
- Agencia Alemana de Recursos Renovables (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - FNR)
www.fnr.de
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE)
<http://asue.de>
- Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - BMU)
www.bmu.de
www.erneuerbare-energien.de
- Instituto de Investigación Agrícola de Bavaria (Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft - LfL)
www.lfl.bayern.de

Europa

- European Biomass Association (AEBIOM)
www.aebiom.org
- European Biomass Industry Association (EUBIA)
www.eubia.org
- EurObserv'ER
www.eurobserv-er.org

Internacional

- Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (United States Environmental Protection Agency - EPA)
www.epa.gov
- Convención sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC)
<http://unfccc.int>

Referencias

- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (2011): BHKW-Kenndaten 2011: Module, Anbieter, Kosten. Frankfurt am Main, Alemania.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, LfL (2005): Biogashandbuch Bayern. Herausgeber: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU). München, Alemania.
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT (2008): Prospectiva y Vigilancia Tecnológica: Utilización de Biogás en Pilas de Combustibles. Madrid, España.
- Comisión Nacional de Energía, CNE, y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, GTZ (2007): Identificación y Clasificación de los Distintos Tipos de Biomasa Disponibles en Chile para la Generación de Biogás – Potencial de Biogás. Santiago, Chile.
- Comisión Nacional de Energía, CNE, y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, GTZ (2007): Guía para Evaluación Ambiental Energías Renovables No Convencionales – Proyectos de Biomasa. Santiago, Chile.
- Comisión Nacional de Energía, CNE, y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, GTZ (2007): Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Eléctrico en Chile, segunda edición. Santiago, Chile.
- Comisión Nacional de Energía, CNE, y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, GTZ (2009): Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Santiago, Chile.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., FNR (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Erstellt durch die Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Gülzow, Alemania.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., FNR (2009): Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Erstellt durch das Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE) in Kooperation mit der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) und dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Gülzow, Alemania.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE (2007): Biomasa: Digestores anaerobios. Madrid, España.
- Kaiser, Felipe y Povez, Alejandra (2005): Las Virtudes del Biogás. Su Producción Agrícola. Revista Agronomía y Forestal UC (No 26). Santiago, Chile.
- Schulz, Heinz y Eder, Barbara (2001): Biogas-Praxis – Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele. Staufen bei Freiburg, Alemania.
- World Bank, (2010): State and Trends of the Carbon Market 2010. Washington, USA.



Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile

Ministerio de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13
Santiago, Chile
www.minenergia.cl

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Federico Froebel 1776, Providencia
Santiago, Chile
www.giz.de