



Título de la Consultoría:

“CONSULTOR NACIONAL PARA CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO ANAEROBIO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES Y ANÁLISIS DE BARRERAS Y NECESIDADES PARA LA RECUPERACIÓN DE METANO, PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA META ESTABLECIDA EN LA CONTRIBUCIÓN DETERMINADA A NIVEL NACIONAL DE URUGUAY”

Proyecto URU/18/G31

“Creación de capacidades institucionales y técnicas para aumentar la transparencia en el marco del Acuerdo de París”

PRODUCTO 1 - INFORME DE CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ANAEROBIOS DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES DE TODO EL PAÍS, INCLUYENDO BARRERAS, OPORTUNIDADES, Y VIABILIDAD TÉCNICA PARA APLICAR UN MECANISMO DE CAPTURA DE EMISIONES DE METANO.

SUBPRODUCTOS 1.3 Y 1.4

Ing. Quím. (M.Sc.) Alberto Hernández

Febrero de 2021

El análisis y las recomendaciones de políticas contenidos en este informe no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, de su Junta Ejecutiva o de sus Estados miembros.

Contenido

1	MARCO Y OBJETIVO	5
2	METODOLOGÍA	5
3	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	6
3.1	Reportes globales	6
3.1.1	World Biogas Association.....	6
3.1.2	Barreras para una implementación más amplia del biogás como fuente de energía: una revisión del estado del arte. Nevzorova & Kutchnerov.....	9
3.2	Unión Europea (UE)	12
3.3	Alemania.....	14
3.4	Estados Unidos de América.....	16
3.5	México	17
3.6	Brasil	18
3.7	Uruguay	19
3.8	BIBLIOGRAFÍA	20
4	ENTREVISTAS.....	22
4.1	Plantas de digestión anaerobia con captación de biogás	22
4.1.1	CONAPROLE	22
4.1.2	Alimentos Fray Bentos	23
4.1.3	Lanas Trinidad	23
4.1.4	BPU	24
4.1.5	Estancias del Lago.....	25
4.2	BIOPROA – Facultad de Ingeniería / UDELAR	25
4.3	Proyecto BIOVALOR	25
4.4	Área de Energías Renovables - MIEM	27
4.5	Proveedor de tecnología: Sansuy / Focking.....	27
5	IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS	29
5.1	Economías de escala, localización, experiencia, curva de aprendizaje.....	29
5.2	La diferenciación del producto.....	32

5.3	La inversión de capital.	33
5.4	Desventaja en costos independientes de la escala.	34
5.5	El acceso a los canales de distribución.	34
5.6	Barreras de carácter legal o derivadas de la política gubernamental.....	35
6	IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES, INSTRUMENTOS Y POLÍTICAS	37
6.1	Oportunidades	37
6.2	Instrumentos	37
6.3	Políticas	38

1 MARCO Y OBJETIVO

El presente Informe se enmarca dentro de los Productos establecidos en los Términos de Referencia de la Consultoría IC URU/18/G31-972 “*Consultor Nacional para caracterización de sistemas de tratamiento anaerobio de aguas residuales industriales y análisis de barreras y necesidades para la recuperación de metano, para el cumplimiento de la meta establecida en la Contribución Determinada a nivel nacional de Uruguay*”.

El objetivo de este Informe es presentar resultados parciales del **Producto 1: Informe de caracterización de los sistemas anaerobios de aguas residuales industriales de todo el país, incluyendo barreras, oportunidades, y viabilidad técnica para aplicar un mecanismo de captura de emisiones de metano.**

Corresponde en este informe presentar los resultados de los Subproductos 1.3 y 1.4:

- **Subproducto 1.3.:** Informe que contenga la **identificación de barreras** para la instalación de mecanismos de captura de metano en las plantas industriales con sistemas de tratamiento anaerobio incluyendo una segregación por sector/rubro.
- **Subproducto 1.3.:** Informe que contenga la **identificación de oportunidades**, los instrumentos (incluidos los financieros) y políticas actuales que promuevan y faciliten la instalación de mecanismos de captura de metano en las plantas industriales con sistemas de tratamiento anaerobio, incluyendo una segregación por sector/rubro.

2 METODOLOGÍA

En primer lugar, se realizó una revisión bibliográfica referida a barreras y oportunidades para la captura y uso energético del biogás, identificadas a nivel mundial. La revisión se hizo en bases de datos abiertas como Google®, Google Scholar® y en la base de datos Timbó Foco de la ANII. Se realizaron visitas o entrevistas por medio de plataformas electrónicas a referentes de plantas de tratamiento de efluentes de Uruguay que captan biogás, en las cuales se consultó a los entrevistados acerca de barreras y oportunidades para el uso de biogás.

También se realizaron entrevistas con referentes de diferentes actores vinculados al tema:

- Sector académico (BIOPROA/Facultad de Ingeniería/UDELAR),
- Sector Público:
 - Ministerio de Industria, Energía y Minería - Área de Energías Renovables
 - Proyecto BIOVALOR (proyecto transversal a los Ministerios de Industria, Energía y Minería; de Ambiente y de Ganadería, Agricultura y Pesca, con fondos del Fondo de Medio Ambiente Mundial- GEF)
- Proveedores de tecnología:
 - Representante local de una empresa brasileña proveedora de biodigestores y sistemas de uso de biogás (Sansuy/ Focking).
 - Consultoras ambientales: referentes del Estudio Pittamiglio.

- Por motivos de agenda, lamentablemente no fue posible concretar una entrevista con representantes de la empresa “Ing. Manuel Berger y Cía”, proveedora de antorchas para biogás de tecnología nacional.

Se realizó una evaluación comparativa (“benchmarking”) entre las barreras y oportunidades para la captación y uso de biogás detectadas en la bibliografía internacional y en las entrevistas con referentes de Uruguay.

A continuación se presentan los resultados de la búsqueda bibliográfica (capítulo 3) y de las entrevistas (capítulo 4); una identificación de las barreras detectadas a nivel nacional empleando la metodología de “barreras de entrada” de Porter (capítulo 5), y un listado de las oportunidades identificadas (capítulo 6).

3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

3.1 Reportes globales

3.1.1 World Biogas Association

La Asociación Mundial de Biogás (“World Biogas Association”, WBA) es una asociación comercial mundial para los sectores de biogás, gas de vertedero y digestión anaeróbica (DA), dedicada a facilitar la adopción del biogás a nivel mundial. .

Según su sitio web (www.worldbiogasassociation.org) busca “representar a todas las organizaciones que trabajan en la industria del biogás a nivel internacional en todo el mundo, incluyendo asociaciones nacionales, operadores y desarrolladores de biogás, proveedores de equipos, empresas de agua, sector agrícola, empresas de residuos e instituciones académicas y de investigación.”

La WBA presentó en 2019 un reporte sobre el potencial global de generación de biogás (Jain et al., 2019). Si bien el alcance del estudio va bastante más allá del objetivo específico de captación de metano originado en efluentes industriales, entendemos que aporta elementos de interés relativos al marco de desarrollo global de la DA y el uso de biogás. Allí se establece que “la captura de este metano y su transformación en electricidad, calor o combustible son procesos que han madurado y se implementan en muchos países a pequeña y gran escala. Sin embargo, existe mucho más potencial para absorber gases de efecto invernadero incontrolados y reducir la dependencia de los combustibles fósiles para producir energía. Este informe muestra que actualmente estamos capturando aproximadamente solo el 2% del potencial global.” Se concluye que “aunque ya existe una amplia aplicación de las tecnologías de biogás en todo el mundo, la industria (*del biogás*) aún se encuentra en sus etapas iniciales de desarrollo.”

Para la estimación del potencial global de generación de biogás, el estudio consideró como posibles sustratos para la digestión anaerobia una amplia gama de materiales orgánicos: estiércol de ganado, aguas residuales municipales e industriales, residuos de alimentos domésticos y comerciales, residuos agrícolas y cultivos energéticos. En la siguiente gráfica se presentan los resultados del potencial global de reducción de emisiones de GHG asociados al uso de biogás, para un escenario promedio de uso de sustratos y de generación y captación de

biogás. Si bien algunas de esos sustratos considerados para la digestión anaerobia pueden ser cuestionables (p.ej. existe debate sobre el uso de cultivos los energéticos; deberían profundizarse las estrategias de minimización en la generación de residuos de alimentos), igualmente es posible visualizar que el porcentaje correspondiente a “aguas residuales” (incluyendo cloacales e industriales) es una fracción muy menor del potencial global (2,2%).

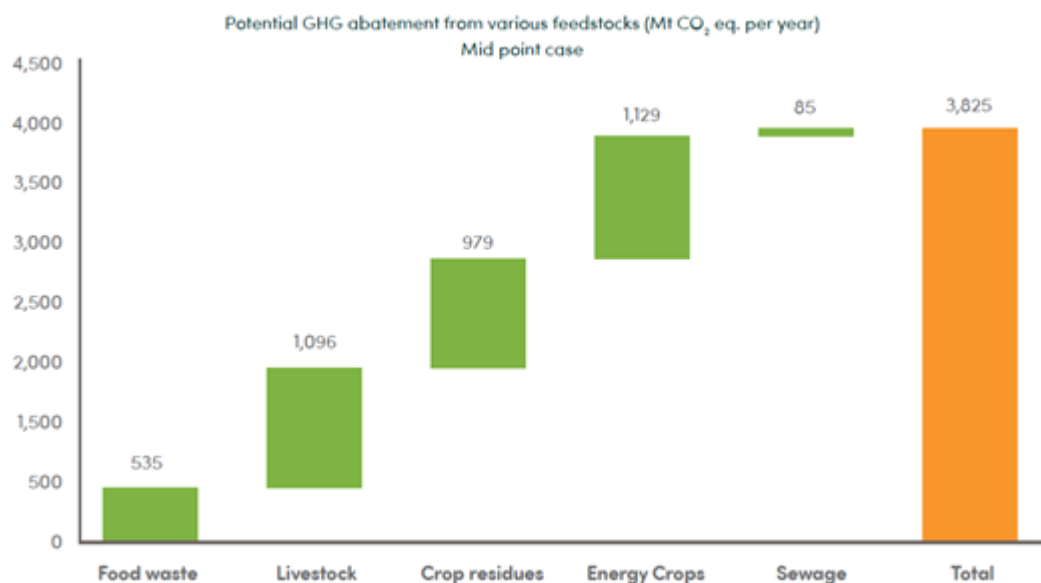


Figura 1. Potencial global de reducción de emisiones de GHG asociados al uso de biogás, para varios sustratos en un escenario promedio de uso y captación de biogás (Fuente: Jain et al. (2019))

En la visión de la WBA, “**el propósito de la digestión anaerobia es producir biogás y nutrientes.**” Como usos posibles de metano del biogás se menciona:

- A escala doméstica, uso como combustible de cocción de alimentos o como gas para iluminación, después de un tratamiento menor.
- A escala industrial y comercial, quema en calderas para generar calor; motores de combustión interna o externa para producir electricidad; plantas combinadas de calor y electricidad (CHP) para producir tanto calor como electricidad; y sistemas de triple generación para proporcionar refrigeración mediante enfriadores de absorción, además de calor y electricidad.
- Conversión en biometano para su uso como combustible de vehículos a gas; para ser utilizado en lugar del gas natural en usos industriales, comerciales y domésticos; o bombeado a las redes de gas para sustituir el gas natural suministrado a hogares y empresas
- El dióxido de carbono se puede extraer para uso comercial, por ejemplo, como materia prima en invernaderos o para reconversión en combustibles.

- Procesamiento en productos de mayor valor como bioplásticos o bioquímicos (p.ej. transformación a metanol).

Como **características ventajosas** de la digestión anaerobia (DA) y del uso del biogás, el estudio menciona:

“• **ALIMENTACIÓN DIVERSA Y LOCAL** – La DA es un proceso flexible y puede tomar múltiples materias primas disponibles localmente en cantidades variables, incluidos desechos de alimentos domésticos, desechos de mataderos, desechos de cervecerías, desechos de frutas y efluentes de molinos de aceite de palma.

• **FLEXIBILIDAD DE ESCALA** – La DA no tiene una escala mínima de implementación y su escala máxima está limitada solo por la cantidad de materia prima disponible dentro de distancias factibles.

• **USO FLEXIBLE DE BIOGAS:** el biogás se puede utilizar de la manera más beneficiosa para el generador. Si la planta se construye en una destilería, el biogás producido se puede utilizar para generar calor; si la planta funciona con residuos de alimentos municipales, entonces el biogás puede mejorarse y utilizarse como combustible para vehículos de recolección o autobuses de transporte público local; si hay necesidad de electricidad, el mejor uso puede ser la generación de electricidad a través de un motor de cogeneración.

• **MÚLTIPLES FLUJOS DE INGRESOS:** cada uno de los productos y subproductos de la DA (electricidad, calor, refrigeración, biometano, dióxido de carbono, digestato y fertilizante elemental) puede ser un flujo de ingresos.”

El estudio identifica **barreras** para poder hacer efectivo el potencial del biogás. Menciona que “se requiere **apoyo normativo y de políticas** porque la capacidad de descarbonizar la producción de energía depende de poder operar al menos en igualdad de condiciones con operadores arraigados y existentes. (...) Con un mayor despliegue de otras tecnologías de energía renovable y el abandono del carbón en la generación de energía, es probable que mejoren los factores de emisión de la energía de la red. Esto contrarrestará el beneficio unitario de reducción de GEI de la generación de energía a través de la digestión anaeróbica.” Aquí la visión está centrada en la generación eléctrica y la competencia con otras fuentes renovables.

Sin embargo, el estudio remarca además que “**las múltiples contribuciones del biogás (el tratamiento de residuos y la producción de energía y fertilizantes) a menudo no se contabilizan como un valor, por lo que los operadores no reciben el pago por estos.**” A lo cual se podría agregar que tampoco se suele considerar la reducción de emisiones de GEI.

Si bien los tipos de apoyo requeridos variarán según cada región o país, el estudio menciona algunos generales, entre los que se cuentan:

- Hacer un compromiso nacional para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a cero para el año 2050. El Reino Unido ha anunciado este compromiso y

ha presentado una legislación vinculante al Parlamento para garantizar su cumplimiento a largo plazo.

- Elaborar planes energéticos nacionales para elevar el nivel de producción y consumo de energía renovable, incorporando objetivos para la producción de biogás por digestión anaeróbica.
- La digestión anaeróbica debe incluirse con urgencia en todas las estrategias gubernamentales para cumplir los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, reconociendo los beneficios de reducción de GEI de la digestión anaeróbica e incentivada a través de los mercados de carbono.
- Incluir a la digestión anaeróbica en todos los incentivos a la generación de energía renovable.
- Desarrollar conocimientos, concienciar e implementar regulaciones, estándares y certificaciones para el comercio y uso seguro del digestato.
- Implementar estrategias de economía circular con DA en su núcleo; y designar a la digestión anaeróbica como el método preferido de tratamiento de todos los desechos biodegradables (humanos: aguas residuales y alimentos; agrícolas; comerciales; industriales) acompañada de políticas para aumentar la captura.

3.1.2 Barreras para una implementación más amplia del biogás como fuente de energía: una revisión del estado del arte. Nevzorova & Kutchnerov

En este artículo Nevzorova et al. (2019) buscan responder a la siguiente pregunta: “¿cuáles son las barreras actuales que obstaculizan la absorción más amplia de biogás como fuente de energía?” Para ello se llevó a cabo una revisión sistemática del estado del arte de las barreras basada en la base de datos Scopus. Los resultados de la revisión se resumieron por país y se dividieron en dos categorías amplias: economías desarrolladas y economías en desarrollo. Cada grupo fue analizado por separado de acuerdo con seis tipos de barreras: **(1) técnicas, (2) económicas, (3) de mercado, (4) institucionales, (5) socioculturales y (6) ambientales.**

Los autores remarcan que **“la captación de biogás es un proceso complejo en el que muchos factores están interrelacionados. Por tanto, estas categorías de barreras también están conectadas entre sí, y su sistematización no fue del todo rígida.”**

Los resultados del estudio, en base a las referencias bibliográficas encontradas por los autores, se presentan en la Tabla 1. Corresponde aclarar que el estudio se refiere a generación de biogás a partir de diferentes sustratos: residuos sólidos orgánicos, líquidos (aguas residuales municipales y efluentes industriales), restos de cosecha, cultivos energéticos, etc.

Tabla 1 - Impacto de las principales sub-barreras en países desarrollados y en desarrollo, según Nevzorova et al. (2019)

Barrera	Sub-barrera	Países desarrollados	Países en desarrollo
		Proporción de referencias (%)	
Técnicas	Desafíos de infraestructura (p. ej. tamaño de la planta, falta de disponibilidad de recursos, número limitado de estaciones de servicio)	8.74	9.10
	Fallas y problemas técnicos, e imagen negativa causada por plantas de biogás fallidas.	0.97	4.66
	Necesidad de personal técnico especializado y con experiencia (incluida la falta de formación y conocimientos técnicos)	1.94	8.70
	Recolección deficiente, segregación inadecuada, falta de vehículos y transporte adecuado de residuos	2.91	2.80
	Servicios de seguimiento insuficientes	2.91	4.66
	Características específicas del biogás (impurezas)/ Dependencia de la temperatura	5.83	5.59
	Dependencia de materiales importados	1.94	3.11
Económicas	Altas inversiones / falta de capital disponible (incluyendo bajos ingresos o pobreza generalizada)	7.77	11.49
	Falta de subsidios y programas de apoyo financiero (incluye subsidio a los combustibles fósiles)	1.94	6.21
	Alto costo de producción, transporte, limpieza y purificación de biogás / biometano	5.83	2.17
	Falta de disponibilidad de préstamos bancarios (incluyendo con condiciones preferenciales)	2.91	0.31
	Falta de financiación para I + D	0.97	3.42
De mercado	Precios más bajos de los combustibles fósiles	4.85	1.86

	Alto precio del biogás / biometano	2.91	0.62
	Competencia con otros combustibles / Fácil disponibilidad de leña sin costo privado	0.97	1.24
	Incertidumbres relacionadas con la inyección de biogás a la red	3.88	0.31
Institucionales	Falta de apoyo político / legislación	1.94	6.21
	Panorama de políticas incierto (incluida la inestabilidad política)	11.65	1.86
	Falta de participación del sector privado y mala coordinación entre los sectores público y privado	2.91	3.11
	Alto nivel de burocracia (p. ej. procedimientos administrativos y legales complejos)	8.74	0.93
Socio culturales	Falta de participación pública e interés del consumidor	4.85	6.52
	Deseo de mantener el status quo / Resistencia al cambio	0.00	1.24
	Bajo nivel de conocimiento	3.88	1.24
	Falta de información y de intercambio de información	0.00	2.17
	Baja tasa de alfabetización / Bajo nivel de educación	0.00	1.24
	Perspectiva cultural y religiosa, incluida la estigmatización	0.00	3.11
	Migración	0.00	0.62
Ambientales	Quejas por olor	4.85	0.62
	Quejas por ruido	1.94	0.00
	Necesidad de abundantes recursos hídricos para digestores de biogás / Falta de acceso adecuado al agua	0.00	4.35
	Contaminación	1.94	0.62
TOTAL		100.00	100.00

3.2 Unión Europea (UE)

Kampman et. al. (2017) publicaron un estudio sobre *“Uso óptimo de biogás de corrientes de residuos. Una evaluación del potencial del biogás procedente de la digestión en la UE más allá de 2020.”* Allí se reporta que la producción de biogás en la UE es actualmente de 625 PJ¹ (14.9 Mtep) (datos de 2014), lo que representa el 7,6% de la producción primaria total de fuentes de energías renovables. Todos los Estados miembros de la UE tienen al menos algo de producción de biogás, siendo Alemania el mayor productor, responsable de la mitad de la producción anual total en la UE28, seguido de Italia y el Reino Unido. El 72% del biogás se produce en digestores anaeróbicos, principalmente plantas agrícolas y algunos digestores de residuos orgánicos industriales. Además, el biogás de relleno sanitario tuvo una participación del 18% del total, y el 9% correspondió al biogás de lodos de tratamiento de aguas residuales. La mayor parte del biogás se utiliza para la generación de electricidad (62%), seguido de la producción de calor (27%). Aproximadamente el 11% se convierte en biometano y luego se utiliza directamente como combustible de transporte o se inyecta en la red de gas natural.

La información sobre el uso de materias primas para la producción de biogás en la UE no es fácil de obtener, pero se estima que los cultivos energéticos (principalmente maíz) proporcionan aproximadamente la mitad de la producción de biogás (318 PJ) en la UE, seguidos por los vertederos (114 PJ), residuos orgánicos (86 PJ), lodos de depuradora (57 PJ) y estiércol (46 PJ).

Kampman (op.cit.) explora varios elementos que actúan como **impulsores del desarrollo del biogás** en la UE. En orden de relevancia, el estudio menciona:

- “La **existencia, estabilidad y confiabilidad del marco de políticas y los esquemas de apoyo** es el motor número uno en todos los países, independientemente de si ya cuentan con un mercado de biogás maduro o no.(...) Junto con esquemas de apoyo atractivos y que funcionan bien, ayuda a las tecnologías a ingresar al mercado y competir con la energía convencional.”
- **La disponibilidad y el potencial de generación de materia prima** es la segunda fuerza impulsora detectada, especialmente para aquellos estados miembros que aún no cuentan con un mercado de biogás maduro, pero que tienen un sector agrícola importante y, por tanto, una gran cantidad de residuos agrícolas que se utilizarán para la producción de biogás / biometano.
- Los **objetivos y metas nacionales** referidos a reducción de emisiones de GEI, uso de energías renovables o específicamente a biogás / biometano actúan como tercer impulsor del desarrollo del uso de biogás.

¹ 1 PJ = 1 x 10¹⁵ J

Otros **impulsores** identificados, pero que no están presentes en todos los países son:

- El **esfuerzo de las partes interesadas (“stakeholders”)** (por ejemplo, se menciona a compañías automotoras interesadas en desarrollar vehículos a biogás en Suecia e Italia).
- La **creciente confianza en la tecnología de biometano** (Reino Unido)
- La existencia de **regiones con poca electricidad y alta tasa de desempleo** (Francia)
- Una **gran demanda de gas verde por parte de los clientes** (Irlanda)

Las **barreras** identificadas por Kampman (op.cit.) para el desarrollo del uso de biogás en la UE son las siguientes (en orden de importancia asignada en el relevamiento):

- La principal barrera es **opuesta al principal impulsor mencionado anteriormente: la falta de existencia, estabilidad y confiabilidad del marco y los esquemas de apoyo.**
- El **acceso a la financiación** es una barrera, tanto para el uso eléctrico como térmico.
- Para el uso de biogás en transporte, se consideran más relevantes otros problemas, como la falta de objetivos nacionales o de la UE, la falta de regímenes fiscales de apoyo, , así como una **percepción negativa de las tecnologías de biogás / biometano y la escasa conciencia pública.**
- Los **problemas de sostenibilidad y de cambios en el uso de la tierra (ILUC)** han sido informados principalmente por los Estados miembros con mercados de biogás maduros (Reino Unido y Suecia).
- Las **barreras relacionadas con el tratamiento de los subproductos del biogás**, así como el **acceso a los flujos de residuos adecuados**, aparecieron en Estados miembros con mercados maduros y moderados.
- La **falta de experiencia y esfuerzos de las partes interesadas** se menciona como barreras en los mercados inmaduros.
- Algunas barreras aparecieron solo en uno de los Estados miembros, como p. ej. **cuestiones de certificación** en Italia o **coste de la materia prima** en Portugal.

Es interesante remarcar que casi todos los Estados miembros de la UE cuentan actualmente con buen nivel de **infraestructura de conducción y almacenamiento de gas natural**, así como infraestructura de gas natural para el transporte, y con regulaciones de calidad del gas automotor. Se considera que esto favorece (más aún, sería un requisito previo importante para) el despliegue y el crecimiento del biometano (a menos que el biometano se transporte con camiones específicos, como es una práctica común en Suecia).

3.3 Alemania

Como ya se indicó, Alemania es actualmente el principal productor de biogás en Europa y el mundo. Por ese motivo, se entiende de interés profundizar en la experiencia sobre uso de biogás en este país en particular, integrante de la Unión Europea.

En Alemania el biogás se utiliza principalmente para la producción co-generación (CHP) o en la generación de electricidad sin recuperación de calor. También existe un esquema que permite la inyección de biometano (biogás enriquecido) en la red de gas natural, lo que ha ampliado las posibilidades de uso del biogás. Según Jain (2019), después de varios años de crecimiento sostenido, la producción de biogás y la instalación de nuevas plantas se han desacelerado. La causa debe buscarse en los cambios en las regulaciones que respaldaban la generación eléctrica con biogás, como la enmienda de la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) que abrió paso a las subastas de energía. También han cobrado importancia los criterios de sostenibilidad ambiental, que limitan el uso de cultivos energéticos para generación de biogás.

La industria alemana del biogás, que históricamente ha sido impulsada por grandes digestores basados en cultivos energéticos, ahora está abriendo sus puertas a pequeños digestores basados en estiércol y plantas de biometanización. Es interesante remarcar que muchos proveedores alemanes de tecnología de biogás, con amplia experiencia en la materia, han debido buscar oportunidades de inversión en el mercado internacional.

Según Jain (2019) los principales impulsores (“drivers”) para el uso de biogás en Alemania provienen de un conjunto de leyes y reglamentaciones:

Plan de Acción Climática 2050

Alemania tiene como objetivo convertirse en neutral en materia de GEI para 2050 y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030 en comparación con los niveles de 1990.

Ley de fuentes de energía renovable (EEG)

La EEG, que entró en vigor en el año 2000, ha sido una fuerza impulsora clave en la construcción de la capacidad de energía renovable de Alemania a través de tarifas de alimentación eléctrica a la red.(Jain, 2019).

Bajo la EEG, el biogás generado en las plantas de tratamiento de aguas residuales a gran escala es captado y purificado para alimentar biometano en la red de servicios públicos de gas natural. En las plantas de biogás de escala media o pequeña, la EEG apoyó la generación de electricidad para uso propio y/o alimentación a la red eléctrica (Poeschl, 2010).

Desde su lanzamiento, la EEG se ha revisado para incluir tarifas especiales para pequeñas plantas a base de estiércol con una capacidad instalada de 75kWel y que utilizan más del 80% de estiércol como materia prima, para restringir el uso de maíz y cereales como materia prima para la generación de energía e incentivar la generación flexible mediante pagos y regulaciones adicionales. Desde 2017, ha comenzado la transición de las tarifas de alimentación a la asignación de energía renovable basada en subastas. (Jain, 2019).

Los medios financieros con los que se remunera la electricidad de las instalaciones eólicas, solares, de biomasa (incluyendo biogás), hidroeléctricas y geotérmicas proviene de un recargo ("EEG-Umlage") agregado a las facturas de los consumidores (industria y hogar) en proporción a su consumo de energía.

Ley de Calor de Energías Renovables (EEWärmeG):

La Ley de Calor de Energías Renovables, que entró en vigor en 2009, tiene como objetivo aumentar la proporción de energía renovable destinado a uso térmico al 14% para 2020. Exigía que todos los edificios nuevos obtuvieran un cierto porcentaje de su agua y calefacción y refrigeración de espacios a partir de energías renovables, según la tecnología utilizada. Existen disposiciones para las redes de calefacción urbana, el uso de CHP y el calor residual.

Ley Federal de Control de Emisiones (BImSchG):

La Ley Federal de Control de Emisiones requiere que las empresas de la industria petrolera (que suministran combustibles para el transporte) reduzcan sus emisiones en un 4% entre 2017 y 2019 y en un 6% en comparación con un valor de referencia. Este valor de referencia se calcula en base a la cantidad de gasolina, diesel y biocombustible colocados por la empresa en el mercado y sus factores de emisión. Los biocombustibles utilizados para cumplir con la obligación también deben cumplir con los criterios de sostenibilidad definidos en el Reglamento de Sostenibilidad de Biocombustibles (Biokraft-NachV).

Utilización del digestato: el 97% del digestato producido en Alemania se utiliza en la agricultura y el resto se utiliza para jardinería y otros fines. La Ordenanza de fertilizantes dicta la calidad y los requisitos de los fertilizantes orgánicos que se pueden aplicar al suelo. El Bundesgütegemeinschaft Kompost (BGK) opera un esquema voluntario de certificación de garantía de calidad a través del cual ha certificado digestato de 171 digestores. Esto aumenta su comerciabilidad.

Según el mismo informe (Jain, 2019) las principales **barreras** para el uso de biogás en Alemania son:

Enmienda de 2017 de EEG:

A través de una enmienda de EEG en 2017, Alemania pasó de las tarifas de alimentación a la financiación basada en la competencia para las energías renovables. Las plantas de biogás nuevas y ya construidas de más de 150 kW de capacidad tienen que competir en una subasta de tecnología específica por la capacidad instalada y luego son elegibles para una compensación variable por la diferencia en el precio spot de la electricidad y el precio de licitación. Las plantas también deben cumplir con condiciones operativas flexibles. La respuesta de la industria ha sido fría, (...) la mayoría de los operadores prefirieron permanecer con las tarifas de alimentación a las que actualmente son elegibles con garantías de menos de 20 años.

Cabe mencionar que muy recientemente (1/1/2021) entró en vigor una nueva enmienda a la EEG, que establece los pasos para generar el 65% de la electricidad del país a partir de fuentes renovables para 2030. La llamada Enmienda EEG 2021 también establece un objetivo de

neutralidad de gases de efecto invernadero antes de 2050 para la electricidad generada y consumida en Alemania. Desde el punto de vista instrumental, se modifican nuevamente las tarifas, niveles de exenciones y tasas para las energías renovables.

Ordenanza sobre lodos de depuradora:

El 64,5% de los lodos biológicos de las plantas de tratamiento de aguas residuales en Alemania se incinera, el 23,9% se utiliza como fertilizante en la agricultura y el 9,6% se aplica en parques y jardines. La Ordenanza sobre lodos de depuradora, que entró en vigor en enero de 2017, requiere la recuperación de fósforo y la eliminación gradual de la aplicación de lodos de depuradora a la tierra como fertilizante para plantas de tratamiento de aguas residuales que tratan a más de 50.000 personas (población equivalente) para 2032. Esto ha resultado en una reducción en la utilización de digestato.

3.4 Estados Unidos de América

Según Schnepf et al. (2013), “la política federal ha jugado un papel clave en el surgimiento de la industria de biocombustibles de EE. UU. Las medidas políticas incluyen requisitos mínimos de uso de combustibles renovables, créditos fiscales para mezclas y producción, un arancel de importación, préstamos y garantías de préstamos y subvenciones para investigación. Una de las formas más prominentes de apoyo a las políticas federales es la Norma de Combustibles Renovables (“Renewable Fuel Standard”, RFS), por el cual se debe usar un volumen mínimo de biocombustibles en el suministro nacional de combustible para transporte cada año.”

Bhatt et al. (2020) mencionan que “la abundancia de gas natural (en los EE.UU.) ha llevado sus precios a mínimos históricos, lo que dificulta que el biogás producido a partir de fuentes renovables compita en precios. La EPA ha reconocido los beneficios de promover combustibles netos / bajos en carbono derivados del biogás. En las sentencias recientes, la EPA clasificó muchas fuentes de biogás a partir de materia prima celulósica para combustibles de transporte como parte de la RFS. El uso de biogás en el marco de la RFS puede mejorar la economía de la DA al permitir que los productores de biogás (que contiene metano como portador de energía) generen Números de Identificación Renovables (“Renewable Identification Numbers”, RIN).

Según lo establece la EPA (2021), los números de identificación renovable (RIN) son créditos que se utilizan para demostrar cumplimiento de las metas de uso de combustibles renovables, y son la "moneda" del programa RFS.

Los productores de combustibles renovables generan RIN, asociados a lotes de combustible renovable. Los participantes del mercado intercambian RIN (por ejemplo, empresas intermediarias que compran combustibles renovables y los venden a compañías petroleras para mezclar con combustibles fósiles). Las partes obligadas obtienen y, en última instancia, retiran los RIN para demostrar cumplimiento (por ejemplo, los vendedores de combustible líquido o gaseoso que deben asegurar que sus mezclas cumplen con los contenidos establecidos de renovables).

Los RIN se pueden negociar de dos formas:

RIN asignados: asociados directamente con un lote de combustible y que viajan con ese lote de combustible de parte a parte. Los compradores obtienen tanto el combustible renovable como el RIN asociado.

RIN separados: antes asignados a un lote de combustible, pero actualmente separados del lote por una razón válida (establecida por reglamentación). Se comercian los RIN exclusivamente.

El crédito actual (2020) de RIN de celulosa es de aproximadamente USD 5,7 a USD 8,6 / GJ (USD 6 a USD 9 / MMBtu). Bhatt et al. (2020) consideran que sin estos incentivos para producir combustibles a partir de biogás, es difícil lograr sostenibilidad económica.

3.5 México

Un estudio realizado por el Centro Mario Molina (2014) de México, presenta los resultados de un análisis de barreras para la instrumentación de tecnologías de bajas emisiones de carbono para la generación de energía eléctrica, y las estrategias de solución. Los autores mencionan que, al momento del estudio, la generación eléctrica en México dependía en un 80% de combustibles fósiles (gas natural, carbón y fueloil). Se buscó impulsar la generación eléctrica a partir de energías renovables, con el doble objetivo de reducir emisiones de GEI y de lograr beneficios económicos. Las barreras identificadas para el aprovechamiento de energías renovables en general (abarcando eólica, minihidráulica, geotérmica, solar fotovoltaica, biomasa y biogás (de residuos sólidos y aguas residuales municipales) fueron las siguientes:

Tabla 2 – Barreras para el aprovechamiento de energías renovables en México.
(Fuente: elaboración propia en base a Centro Mario Molina, 2014)

TIPO DE BARRERAS	BARRERA IDENTIFICADA
Administrativas	Desconocimiento de la secuencia de trámites adecuada
	Centralización
	Largo tiempo para cumplir todos los trámites (p.ej. 470 días para la aprobación de generación eléctrica con biogás).
Regulatorias	No hay suficientes regulaciones, reglamentos o incentivos del gobierno para estimular la adopción de este tipo de tecnologías
	En el cálculo de costos de electricidad generada por diferentes tecnologías no se considera aún la valoración económica de las externalidades.
	Falta de regulaciones de Asociaciones Público Privadas a nivel local, para permitir que gobernaciones y municipios puedan asociarse que a proyectos de energías renovables que puedan impulsar la economía local.
Planeamiento estratégico	Deficiencias en los planes específicos a mediano y largo plazo para la adopción de tecnologías bajas en carbono.

	Falta de conocimiento del potencial regional en materia de energía renovable para fomentar su desarrollo económicamente aprovechable.
Tecnológicas y técnicas	Disponibilidad actual en el país de alternativas de tecnologías bajas en carbono, ya sea para construir e implementar un nuevo proyecto o para sustituir tecnologías convencionales.
	Disponibilidad de personal capacitado para su instrumentación y operación.
Económicas y financieras	Costos de adquisición elevados.
	Plazos de retorno de la inversión extensos.
	Debilidades o inexistencia de esquemas financieros específicos que estimulen la adquisición de tecnologías bajas en carbono.
Sociales y culturales	Resistencia al cambio que implica el uso de energía renovable, comúnmente asociado al desconocimiento de los beneficios que conlleva.
	Falta de conocimiento de la población de la dimensión del problema ambiental.

Para el caso específico del biogás, el estudio se centró en el biogás generado a partir de residuos sólidos urbanos (rellenos sanitarios y biodigestores) y de aguas cloacales (digestores de lodos). En México ambos temas son de competencia de las municipalidades, y las barreras prioritarias abarcan desde la asignación de presupuesto hasta el desarrollo de capacidades técnicas para la operación y mantenimiento de las plantas. También se identificaron barreras regulatorias, ya que la normativa existente no aborda el tema de recuperación de metano en los rellenos sanitarios ni alternativas para el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos en biodigestores.

Las medidas que se proponen en el estudio para levantar las barreras son bastante generales, e incluyen:

- Desarrollo de inventarios nacionales y regionales de energías renovables;
- Planeamiento adecuado de la expansión del sistema eléctrico nacional;
- Difusión, descentralización y simplificación de trámites. En este punto, el estudio propone diagramas de flujo detallados para simplificar las autorizaciones, incluyendo la fijación de plazos para cada etapa.

3.6 Brasil

Salomon (2009) realizó una estimación del potencial de generación de energía eléctrica para diferentes fuentes de biogás en Brasil. Las fuentes consideradas fueron vinasa (de la industria sucro-alcoholera), residuos urbanos sólidos (FORSU) y líquidos (aguas cloacales) y estiércol bovino y suino.

Menciona como **ventajas** de la generación eléctrica con biogás:

“(1) Generación descentralizada, realizada cerca de los sitios de consumo, producida a partir de una fuente renovable que considerada previamente como un residuo;

(2) Posibilidad de ingresos adicionales de la energía generada a partir del biogás y vendida a las empresas de energía;

- (3) Reducción en el monto de la compra de electricidad de compensación de la empresa de servicios públicos;
- (4) Posibilidad de utilizar procesos de cogeneración;
- (5) Reducción de las emisiones de metano a la atmósfera, generación de créditos de carbono (el artículo se publicó durante la vigencia del Protocolo de Kyoto) y reducción de olores, etc.” (Salomon, op. cit.)

Como **desafíos a superar** para el pleno aprovechamiento del biogás, el autor plantea los siguientes: no existen tecnologías nacionales (en Brasil) de generación disponibles, la necesidad de limpieza (tratamiento) del biogás,² la viabilidad económica, la falta de inspección y sanciones por posibles daños ambientales.

El autor identifica como principales **barreras** para el uso del biogás en Brasil las siguientes:

- “1. Altos costos de inversión;
- 2. Programas de investigación y financiación insuficientes en el campo de la digestión anaeróbica;
- 3. Falta de un programa nacional de biogás, financiamiento específico e incentivos del gobierno;
- 4. Dificultades para que las pequeñas plantas de biogás comercialicen sus créditos de carbono;
- 5. Falta de información y fondos para los ganaderos;
- 6. Necesidad de definir la tecnología de biodigestión para cada caso por separado y falta de material educativo y orientador para la selección y para la evaluación de viabilidad económica.
- 7. La difusión del uso de la vinaza para fertirrigación.” (Salomon, op.cit.)

3.7 Uruguay

López (2016) discute el potencial de producción de biogás en Uruguay. En particular, resultan relevantes los siguientes pasajes, que transcribimos:

“Asumiendo las posibilidades reales de recolección de desechos y considerando el potencial de metanización, se calculó el potencial de generación de metano a partir de desechos sólidos y líquidos en Uruguay. Los resultados indican que, en la situación actual, se podría lograr una generación de energía equivalente al 1,3% al 2,1% de la energía primaria total. A pesar de su baja incidencia en la matriz energética, la generación de biogás a partir de residuos debe ser vista desde el punto de vista del desarrollo sostenible. Al generar energía renovable, el biogás cumple con los requisitos relacionados con la eliminación de residuos y minimiza los impactos ambientales. Algunas industrias, como los mataderos y las industrias láctea y del bioetanol, se destacan por su contribución y la viabilidad de implementar sistemas de tratamiento para la generación de biogás en las fábricas.”

² Cabe mencionar que en la actualidad (2021) a este consultor le consta que existen proveedores brasileños de tecnología de purificación y generación eléctrica con biogás, por lo cual esas barreras se habrían superado.

3.8 BIBLIOGRAFÍA

Bhatt, A.H., Tao, L. (2020) Economic Perspectives of Biogas Production via Anaerobic Digestion. *Bioengineering* 7, pp. 74; DOI:10.3390/bioengineering7030074
www.mdpi.com/journal/bioengineering

Bößner, S., Devisscher, T., Suljada, T., Ismail, C.J., Sari, A., Mondamina, N.W. (2019) Barriers and opportunities to bioenergy transitions: An integrated, multilevel perspective analysis of biogas uptake in Bali. *Biomass and Bioenergy* 122, pp 457–465.

Centro Mario Molina. (2014) *Análisis de barreras para la instrumentación de tecnologías de baja intensidad de carbono y propuestas para su eliminación*. México. Recuperado de <https://centromariomolina.org/wp-content/uploads/2014/12/Resumen-Barreras.pdf>

Engdahl, K. (2010) *Biogas policies, incentives and barriers - a survey of the strategies of three European countries*. Master thesis. Department of Technology and Society. Environmental and Energy Systems Studies. Lund University, Suecia.

Environmental Protection Agency (EPA) (2021) *Renewable Identification Numbers (RINs) under the Renewable Fuel Standard Program*. <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/renewable-identification-numbers-rins-under-renewable-fuel-standard>
Updated January 4, 2021. Consultado 08/01/2021.

Gupta, A. S. (2020) *Feasibility Study for Production of Biogas from Wastewater and Sewage Sludge - Development of a Sustainability Assessment Framework and its Application*. Master of Science Thesis KTH School of Industrial Engineering and Management. Energy Technology EGI-2020-SEE Division of ECS SE-100 44 Estocolmo, Suecia.

Hasan, A. S. M. M., Kabir, Md A., Hoq, Md T., Johansson, M. T., Thollander, P. (2020) Drivers and barriers to the implementation of biogas technologies in Bangladesh, *Biofuels*, DOI: 10.1080/17597269.2020.1841362 <https://doi.org/10.1080/17597269.2020.1841362>

Jain, S., Newman, D., Nzihou, A., Dekker, H., Le Feuvre, P., Richter, H., Gobe, F., Morton, C., Thompson, R. (2019) **Global Potential of Biogas**. World Biogas Association. <https://www.worldbiogasassociation.org/global-potential-of-biogas/>

Jain, S.(2019) **German International Market Report**. World Biogas Association. <https://www.worldbiogasassociation.org/wp-content/uploads/2019/09/WBA-Germany-4ppa4 .pdf>

Kampman, B., Leguijt, C., Scholten, T., Tallat-Kelpsaite, J., Brückmann, R., Maroulis, G., Lesschen, J. P., Meesters, K., Sikirica, N., & Elbersen, B. (2017). *Optimal use of biogas from waste streams : an assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020*. European Commission. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf

López Moreda, I. (2016) The potential of biogas production in Uruguay. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54, pp.1580–1591.

Mateescu, C., Băran, G., Băbuțanu, C.A. (2008) Opportunities and barriers for development of biogas technologies in Romania. *Environmental Engineering and Management Journal* Vol.7, No.5, 603-60

Mittal, S., Ahlgren, E.O., Shukla, P.R. (2018) Barriers to biogas dissemination in India: A review. *Energy Policy* 112, pp 361–370.

Nevzorova, T., Kutcherov, V. (2019) Barriers to the wider implementation of biogas as a source of energy: A state-of-the-art review. *Energy Strategy Reviews* 26, 100414

Poeschl, M., Ward, S., Owende, P. (2010) Prospects for expanded utilization of biogas in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, pp1782–97.

Rupf, G.V., Bahri, P.A., de Boer, K., McHenry, M.P. (2015) Barriers and opportunities of biogas dissemination in Sub-Saharan Africa and lessons learned from Rwanda, Tanzania, China, India, and Nepal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52. pp. 468-476.

Salomon, K.R., Lora, E.E.S. (2009) Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. *Biomass and bioenergy* 33, pp 1101–1107

Schnepf, R., Yacobucci, B.D., (2013). Renewable Fuel Standard (RFS): Overview and *Issues Section Research Manager*. *Congressional Research Service*. March 14, 2013 <https://fas.org/sqp/crs/misc/R40155.pdf>

Shen, Y. Linville, J., Urgan-Demirtas, M., Mintz, M.M., Snyder, S.W. (2015) An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, 346–362.

Taylor, R., Devisscher, T., Silae, M., Yuwono, Y., Ismail, C., Thamrin, S., Takama, T. (2019). Risks, barriers and responses to Indonesia's biogas development. *SEI Discussion Brief*. Stockholm Environment Institute. Recuperado de <https://www.sei.org/publications/risks-barriers-and-responses-to-indonesias-biogas-development/>

Willis, J., Stone, L., Durden, K., Beecher, N., Hemenway, C., Greenwood, R. (2012) *Barriers to biogas use for renewable energy*. IWA Publishing. Volume 11. Pp 156. Water Environment Research Foundation, USA. DOI: <https://doi.org/10.2166/9781780401010> ISBN electronic: 9781780401010

4 ENTREVISTAS

A continuación se listan los principales hallazgos referidos a barreras y oportunidades para la captación y uso de biogás en Uruguay surgidos en las diferentes entrevistas realizadas a referentes del sector.

4.1 Plantas de digestión anaerobia con captación de biogás

4.1.1 CONAPROLE

El **objetivo** de la DA en este caso es **ambiental**: disminuir la concentración de DQO del efluente, lodos y grasas, pero no tanto como para quedarse sin sustrato para la remoción de Nitrógeno posterior. **Es decir, no priorizan la eficiencia de la DA y por lo tanto, de la generación de biogás.**

Como **impulsores** (“drivers”) para la captura y quema de biogás mencionan:

- **Reglamentario:** Requisito de la autoridad ambiental (DINAMA). Fue el principal impulsor de la captación y quema de biogás.
- **Política empresarial:** uso de recursos energéticos renovables
- **Económicos:**
 - Obtener repago a través de Certificados de Reducción de Emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto (válido en 2008, cuando se instalaron los reactores anaerobios de efluentes).
 - Ahorro por sustitución de combustible (fuel oil)
- **Ambiental:**
 - Reducción de emisiones de GEI. CONAPROLE evalúa la Huella de Carbono desde el año 2012, aunque sin objetivos de reducción. Se plantean objetivos de mejora para 2022.

Para la decisión del uso a dar al biogás, se evaluaron varias opciones:

- a) generación eléctrica
- b) usos térmicos:
 - b.1 Calentamiento de reactores anaerobios
 - b.2 Sustitución de fuel oil en generadores de vapor
 - b.3 Sustitución de leña en generadores de vapor
 - b.4 Caldereta individual para generar agua caliente

Se optó por la opción b.2 (sustitución de fuel oil) por **motivos económicos**, ya que era la opción que lograba un mayor ahorro, y por lo tanto, un menor tiempo de repago de la inversión.

El uso del metano para generar energía eléctrica descarta, por ser menos favorable económicamente que sustituir fuel oil. También mencionan **barreras detectadas** para la generación eléctrica con biogás:

- **Barrera Regulatoria y Económica.** Consideran que, en el momento de tomar la decisión de ejecución del proyecto, la autogeneración y venta de excedentes eléctricos presentaba un marco regulatorio y comercial poco claro, con indefiniciones por parte

de UTE. En particular, en lo referido a los requisitos de calidad de la energía eléctrica a volcar a la red, y en cuanto los precios por unidad de energía entregada.

- **Barrera Técnica y Económica.** Sostienen que incorporar más equipamiento (motogeneradores) implica mayores montos de inversión, y complejiza la operativa de la PTE (necesidad de personal calificado en un área nueva; mayores costos de mantenimiento electromecánico).

4.1.2 Alimentos Fray Bentos

En este caso la **captura** del biogás está **implícita en el tipo de tecnología** de digestión anaerobia seleccionada (Reactor anaerobio ADI – BVF, según se describió en el Sub-Producto 1.1 de esta Consultoría).

El biogás generado puede ser destinado a:

- Uso como combustible en caldera de agua caliente a biogás. El agua caliente se usa para calentar el efluente mediante un intercambiador de camisa y tubos.
- Quema en antorcha.
- Venteo a la atmósfera (en caso de excesos de producción).

La caldera a biogás se instaló con posterioridad al comienzo de la planta; puede decirse que existió un **impulsor (driver) ambiental**: calentar el efluente para mejorar la eficiencia del reactor anaerobio, disminuyendo la variabilidad estacional de la eficiencia causada por el efecto de la temperatura ambiente.

Consideran como **barreras** para el posible uso del biogás en los generadores de vapor de la planta el “bajo caudal de biogás” (actualmente 680 Nm³/d) y la distancia a la sala de calderas.

4.1.3 Lanás Trinidad

Como **impulsores (“drivers”)** para la captura y quema de biogás mencionan:

- **Económicos:**
 - Retorno económico por venta de energía eléctrica (dos CHP de 366 kWe cada una).
 - Repago a través de venta de Certificados de Reducción de Emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto (válido en 2010 - 2012, cuando se hizo el proyecto y se tomó la decisión de inversión. Luego quedó sin efecto, lo cual conspiró contra el tiempo de repago de la inversión).
 - Venta de servicios ambientales. Después de iniciado el proyecto, se detectó como oportunidad la venta de servicios ambientales a terceros: se recibe efluente o residuos de otras industrias y se procesa en el biodigestor (doble retorno: se cobra por el servicio de tratamiento y se incrementa la generación de biogás).

- **Política empresarial:** Se fomenta la producción de la lana en condiciones sostenibles, y con criterios de economía circular. Se busca estar por delante de los competidores en temas ambientales y de sostenibilidad.
- **Ambiental:**
 - Relacionado con el anterior, se apostó por la generación de energía renovable (biogás) a partir del efluente.
 - Reducción de emisiones de GEI.

Mencionan **barreras** para el uso energético del biogás.

- **Regulatoria y de seguridad.** Inicialmente se consideró el posible uso térmico del biogás en la planta industrial, pero la PTE se ubica a 2 km de distancia. Implicaría el tendido de un gasoducto por las calles de la ciudad de Trinidad, con complicaciones reglamentarias y, fundamentalmente, de seguridad: riesgo de roturas del gasoducto por trabajos con maquinaria en la vía pública (en ocasión de reparación de líneas de agua, saneamiento o de transmisión de datos), con el consiguiente peligro de fugas de biogás a la atmósfera y posibilidad de incendio o intoxicación. Por esta razón se descartó el uso térmico.
- **Administrativa / Institucional.** Mencionan que el proceso para obtener la habilitación de UTE para la conexión a la red eléctrica fue complejo y largo, con exigencias de calidad de la energía eléctrica a volcar a la red de UTE que sorprendieron al proveedor alemán de la tecnología.
- **Regulatoria y de mercado.** El proyecto de generación eléctrica se presentó en una licitación de UTE para compra de energía eléctrica a partir de biomasa, luego de las consultas correspondientes respecto a la pertinencia por el tipo de combustible a usar (biogás y no biomasa forestal, que era claramente el objetivo de la licitación). Esto podría ser visto como una **oportunidad**, que permitió levantar la **barrera regulatoria**: no existe un marco específico para la generación eléctrica con biogás, que establezca de modo general los requisitos técnicos a cumplir.
- **Económicas.** Alto costo de inversión. Informan que en las condiciones actuales de crisis del mercado lanero mundial hoy no sería posible enfrentar una inversión como la que se realizó.

4.1.4 BPU

Mencionan **barreras** para el uso energético del biogás.

- **Económica.** Alto costo de inversión y baja rentabilidad. Mencionan USD 150.000.- solamente para captación y quema en antorcha, sin recuperación energética.
- **Técnica / Económica.** Necesidad de pretratamiento del biogás (valores de concentración de H₂S en el gas del orden de 1000 ppm), lo cual es una de las causas de la elevada inversión requerida.
- **Técnica.** Reactores anaerobios ubicados lejos de los posibles puntos de uso energético en la planta industrial (necesidad de gasoducto).

4.1.5 Estancias del Lago

Del total de biogás generado, el 20% se destina a calentamiento de los propios biodigestores, y el 80% restante se usa en la fábrica de leche en polvo (70% en caldera dual fuel oil / biogás, y el resto en horno dual). En caso de excedentes, se pueden usar para cogeneración en CHP de 800 kW.

Como **impulsores** (“drivers”) para la captura y quema de biogás mencionan:

- **Económicos:** Reducción de consumo de GLP y fuel oil.
- **Ambiental:** Todo el emprendimiento fue pensado desde el inicio como un proyecto autosustentable, favoreciendo el uso de energías renovables.

Como **barrera** mencionan la complejidad para obtener los permisos de UTE para la generación eléctrica con biogás, aún si es destinada al autoconsumo (**barrera administrativa / institucional**).

4.2 BIOPROA – Facultad de Ingeniería / UDELAR

Se entrevistó a los Drs. Ing. Quím. Liliana Borzacconi e Ivan López.

Mencionaron diversas **barreras** para la captación y uso de biogás:

- El uso de biogás no es parte del “core business” de las industrias, y en general el personal técnico y gerencial no dispone de tiempo disponible para abordar internamente proyectos de biogás (**barrera técnica / económica**).
- La captación y uso de biogás debería hacerse sobre instalaciones ya existentes (modificación de PTE) e integrarse al proceso industrial, lo cual en general da origen a sobrecostos, comparando con el caso de una instalación nueva en la que se planifica el uso de biogás desde el inicio (**barrera técnica/ económica**).
- En general las empresas consultoras ambientales no tienen conocimiento profundo sobre las tecnologías de uso de biogás (**barrera técnica**).

Como **oportunidad** para los proyectos de digestión anaerobia con captación y uso del biogás, mencionaron las exoneraciones tributarias derivadas de la reglamentación de la Ley de Inversiones y Promoción Industrial No. 16.906, como por ejemplo el Decreto 268/020 del 30/02/2020.

4.3 Proyecto BIOVALOR

Entrevistados: Ing. María José González, Ing. Quím. Víctor Emmer, Ec. Esther Zaha.

Mencionaron diversas **barreras** para la captación y uso de biogás:

- La generación eléctrica con biogás no es muy atractiva económicamente (en comparación con uso térmico) (barrera **económica** para uso en generación eléctrica).
- En general los volúmenes de biogás obtenibles en industrias superan lo necesario para proyectos de microgeneración, por lo cual si se vende energía eléctrica a UTE el precio es bajo (barrera **reglamentaria / económica**)
- La tecnología de DA con uso de biogás presenta alta sensibilidad a la inversión, y en general debe buscarse una solución de compromiso entre eficiencia e inversión. En particular los reactores de alta carga (UASB y sus variantes, EGSB, IC, etc.) son muy eficientes pero requieren mayores inversiones y costos operativos que los reactores anaerobios de baja carga (reactores continuos agitados, de contacto, laguna cubierta, etc.) (barrera **económica**).
- En algunos ámbitos técnicos, persiste aún una percepción negativa de las tecnologías de uso de biogás, que se originó en una generalización de los resultados fallidos de experiencias anteriores a nivel nacional. En la década de los '90 del siglo XX se instalaron en Uruguay biodigestores para residuos de tambos, de los llamados "modelo chino" y "modelo hindú". Estos sistemas, diseñados para satisfacer necesidades de realidades socioculturales muy diferentes al caso uruguayo, demostraron ser tecnologías inapropiadas para el momento y el lugar, por lo cual cayeron en desuso por parte de los productores lecheros (barrera **sociocultural / técnica**).
- Se percibe que las consultoras ambientales que realizan diseño y supervisión de PTEs industriales, aún en los casos en que se incluya una etapa de digestión anaerobia, en general no están involucradas en las tecnologías de uso de biogás (barrera **técnica / sociocultural**).

Como **oportunidades** e incentivos para los proyectos de digestión anaerobia con captación y uso del biogás, mencionan:

- Instrumentos financieros disponibles a través de la COMAP, derivados de la reglamentación Ley de Inversiones, para el uso de tecnologías limpias (oportunidad **económica**).
- Existen fondos e instrumentos financieros disponibles por ejemplo para el uso de biogás térmico, a través de Fondos ODS del MIEM.
- A nivel de banca privada existe interés en financiar proyectos sostenibles, pero se percibe que no están claros los mecanismos para viabilizarlo.
- Se considera que el control ambiental (DINAMA) actúa como incentivo para el uso de biogás (oportunidad **regulatoria**).
- Opinan que existe espacio para el desarrollo en empresas similares a las Empresas de Servicios Energéticos o "ESCO" por su sigla en inglés (Energy Service Company, o también Energy Saving Company), pero orientadas a la detección de oportunidades de valorización de residuos (en general), y en particular para la generación y uso de biogás (oportunidad **técnica / administrativa**).

4.4 Área de Energías Renovables - MIEM

Entrevistados: Ing. Quím. Wilson Sierra (Gerente del Área de Energías Renovables del MIEM), Ing. Quím. Verónica Pernas (Asesora del Área de Bioenergía).

Mencionaron diversas **barreras** para la captación y uso de biogás en Uruguay:

- Para la bioenergía en general: existe dificultad de transformación de un “residuo” en un energético (barreras **técnicas, económicas, socioculturales**).
- La rentabilidad de los biocombustibles (incluyendo biogás) es baja (barrera **económica**).
- Dificil competencia del biogás con la leña como combustible industrial (barrera **económica**).
- Dificultades en el sistema eléctrico para reconocer la bioenergía (incluyendo biogás) (barrera **reglamentaria**).
- El instrumento de “microgeneración” se encuentra en revisión. Es muy favorable para el productor pero poco favorable para el sistema eléctrico (barrera **reglamentaria**).
- En el caso de la microgeneración con biogás, existe un único caso, que se considera que fue posible por inyección de capital (a través del Proyecto Biovalor) (barrera **económica**) y por la posibilidad de acumular el biogás y usarlo para generar energía eléctrica en el horario de mayor precio (oportunidad **reglamentaria / económica** para el productor).

Como **oportunidades e impulsores** mencionan:

- Existencia de beneficios fiscales para “producción más limpia” a través de la COMAP, con puntuación tanto por generación de energía renovable como por uso de residuos (oportunidad **reglamentaria / económica**).
- Se considera que la necesidad de buscar soluciones ambientales para los residuos que prioricen la valorización energética frente al destino final en rellenos sanitario puede actuar como un impulsor del uso de biogás.
- Se mencionó que está en estudio una reglamentación de Certificados de Energía Eléctrica Renovable, mediante los cuales el MIEM certifica al generador el origen renovable de la energía eléctrica volcada a la red. Los Certificados serían propiedad de UTE y de los usuarios; UTE los traspasa a los consumidores. (oportunidad **reglamentaria / económica**).

4.5 Proveedor de tecnología: Sansuy / Focking

Se entrevistó al Ec. Nicolás Ponde de León, representante en Uruguay de las empresas de origen brasileño Sansuy (suministro de biodigestores y sistemas de captación de biogás para tambos, feed lots, cría de cerdos y aves, industria frigorífica) y Focking (suministro de motogeneradores / CHP).

Como **barreras** para el uso de biogás en Uruguay menciona:

- Necesidad de calentamiento de los biodigestores para maximizar la generación de biogás en las condiciones de Uruguay. Sansuy debió modificar la tecnología usada en Brasil e incorporar un intercambiador de calor, lo cual incrementa un poco la inversión y el período de repago (barrera **técnicas / económica**).
- Si bien siempre que exista el sustrato se puede generar biogás, para que el proyecto sea rentable (período de repago de la inversión de 8 a 10 años) existe un tamaño mínimo del emprendimiento (por ejemplo, en el caso de tambos corresponde a 500 vacas en ordeño) (barrera **económica**).
- Informan que en los últimos dos años han detectado mayor apertura e interés de las industrias por este tipo de sistemas, lo cual indica que se estaría levantando una barrera **sociocultural** en relación al uso industrial de biogás en Uruguay. Esa apertura la detectan principalmente en industrias de pequeño porte, por ejemplo del sector lácteo, pero no en las industrias líderes del sector.
- Si bien el interés inicial de las consultas de sus clientes es por un tema ambiental, en todos los casos se les requiere como proveedores que aseguren un retorno económico por la captación de biogás (barrera **económica**).
- Mencionan que en el caso de los feed lots, se podría generar mucha energía, pero en general no existe un destino o uso para la misma dentro del establecimiento. Se podría generar energía eléctrica y venderla; pero por la escala de los emprendimientos, superan el máximo de 150 kW establecido por el decreto de microgeneración, y actualmente no existen otros mecanismos de venta de la energía eléctrica. Se entiende que existe una barrera **reglamentaria** que no habilita la venta de energía eléctrica a un tercero, por lo cual se cae la posibilidad de obtener un repago que viabilice el proyecto (se transforma en una barrera **económica**).
- Existen líneas de crédito bancario para este tipo de proyectos, pero entienden que se requieren mecanismos de garantía por parte del Estado, por ejemplo dentro del Sistema Nacional de Garantías (SiGa) (barrera **económica / reglamentaria**).

Como **oportunidades**, menciona:

- En el caso de empresas que aportan IRAE, a través de la COMAP se puede exonerar el correspondiente al 100% de la inversión de todo el proyecto (oportunidad **económica**).
- Expresa que un mayor control y exigencia ambiental de las emisiones de GEI sería un impulsor de este tipo de proyectos (oportunidad **reglamentaria**).

5 IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS

Una posible vía metodológica para la identificación de barreras para la instalación de mecanismos de captura de metano en las plantas industriales con sistemas de tratamiento anaerobio, consiste en verificar la aplicabilidad del concepto de “barreras de entrada”. En el ya clásico libro de Michael E. Porter, *“Estrategia competitiva: Técnicas para analizar industrias y competidores”*, publicado en 1982, el autor define el concepto de **barreras de entrada a un mercado como los obstáculos de diverso tipo que complican o dificultan el ingreso de empresas, marcas o productos nuevos.**

En el presente caso de estudio, intentaremos demostrar la siguiente hipótesis: considerando la captación y uso de biogás de efluentes industriales como un “producto tecnológico” relativamente nuevo en el “mercado” uruguayo (esto es, en las industrias que potencialmente podrían recibir dicha tecnología), se pueden identificar “barreras de entrada”, en el sentido que le da Porter al término, que han enlentecido su ingreso y difusión en las industrias uruguayas.

A los efectos de intentar demostrar esta hipótesis confrontaremos los tipos de barreras definidos habitualmente en la literatura como “barreras de entrada”, con los resultados y hallazgos de barreras detectadas en las entrevistas detalladas en el Capítulo 4 de este Informe.

El listado de tipos de barreras de entrada puede diferir ligeramente según los distintos autores consultados. Las seis barreras de entrada identificadas originalmente por Porter (según la EAE Business School (2018)³) son:

1. Economías de escala (en las que influye el costo unitario fijo, los emplazamientos favorables, la experiencia y la curva de aprendizaje).
2. La diferenciación del producto.
3. La inversión de capital.
4. Desventaja en costos independientes de la escala.
5. El acceso a los canales de distribución.
6. Barreras de carácter legal o derivadas de la política gubernamental.

A continuación se discuten y desarrollan los hallazgos del Capítulo 4 en función de las categorías anteriores.

5.1 Economías de escala, localización, experiencia, curva de aprendizaje

RESULTADO	CASO
Bajo caudal de biogás	AFB
Distancia a la sala de calderas	AFB
Distancia a punto de uso térmico industrial, con riesgo de seguridad por tendido de gasoducto en zona urbana	Lanas Trinidad

³ EAE Business School (2018) *“Barreras de entrada al mercado: El largo camino por recorrer”*, publicado el 27/04/2018, consultado el 07/01/2021. <https://retos-operaciones-logistica.eae.es/barreras-de-entrada-al-mercado-el-largo-camino-por-recorrer/>

Exigencias de calidad de la energía eléctrica a volcar a la red de UTE que sorprendieron al proveedor alemán de la tecnología (“Curva de aprendizaje”).	Lanas Trinidad
Reactores anaerobios ubicados lejos de los posibles puntos de uso energético en la planta industrial (necesidad de gasoducto).	BPU
La captación y uso de biogás debería hacerse sobre instalaciones ya existentes (modificación de PTE) e integrarse al proceso industrial, lo cual en general da origen a sobrecostos, comparando con el caso de una instalación nueva en la que se planifica el uso de biogás desde el inicio.	BIOPROA
Baja rentabilidad de los biocombustibles (incluyendo biogás)	MIEM – Área Energías Renovables
Necesidad de calentamiento de los biodigestores para maximizar la generación de biogás en las condiciones de Uruguay	Sansuy - Focking
Existe un tamaño mínimo del emprendimiento para que el proyecto sea rentable (período de repago de la inversión de 8 a 10 años)	Sansuy - Focking

Comentarios

Esta categoría abarca distintos tipos de barreras, varios de los cuales han sido detectados en las entrevistas realizadas a los referentes, como se aprecia en el cuadro anterior.

En primer lugar, existen **barreras de escala para el uso** como energético del metano contenido en el biogás. Esto se vincula al hecho de que en general la rentabilidad de los biocombustibles (incluyendo el biogás) es baja, debido a sus altas inversiones y costos de producción. Existen economías de escala, que determinan tamaños mínimos para la rentabilidad de las plantas de biogás. Este punto será desarrollado y, en la medida de lo posible, cuantificado, en el Sub-producto 2.3 de esta Consultoría (*“Necesidades económicas y financieras, Incluyendo las necesarias para la operación y mantenimiento de los mecanismos de captura de metano para los establecimientos industriales que se propongan.”*). Pero además del tamaño, en la rentabilidad incide el tipo de uso que se vaya a dar al biogás (este aspecto se discute más adelante, en el punto 5.2 de este informe).

En segundo lugar, se identifican **barreras de localización**. Una de ellas es de carácter general y geográfico. Las condiciones climáticas de Uruguay, con variabilidad térmica estacional, hacen que la eficiencia de los tratamientos biológicos anaerobios varíe a lo largo del año. Tradicionalmente, en el diseño de los sistemas de tratamiento anaerobio de efluentes industriales se tiene en cuenta esa variabilidad, generalmente aplicando un factor de seguridad (o sobredimensionamiento), para cumplir con la necesidad de asegurar ciertos valores mínimos de eficiencia que permitan el cumplimiento de la normativa de vertido en todo momento.

Esa variación de eficiencia se refleja en una variación estacional de la generación de biogás, que debe ser tenida en cuenta si se plantea su captación y uso energético. La forma de disminuir esa variabilidad estacional consiste en tomar previsiones adecuadas en el diseño de los reactores, como ser dotarlos de aislación térmica y/o de sistemas de calentamiento. La aislación térmica puede ser de difícil implementación en el caso de algunos tipos de biodigestores. El calentamiento generalmente se realiza utilizando como combustible una fracción del biogás generado, con lo cual resta menos biogás disponible para rentabilizar la inversión. En comparación con la situación de países ubicados en zonas más cálidas, esto puede considerarse una barrera de localización, con incidencia directa en las inversiones requeridas y en los costos de operación y mantenimiento.

Pero también pueden existir barreras de microlocalización, específicamente en los casos en los cuales deben modificarse PTEs existentes para captar y usar el biogás: mayores costos comparados con el caso de plantas nuevas; distancias ya fijadas al posible punto de uso. En algunos casos, los sobrecostos derivados de la necesidad de levantar estas barreras pueden inviabilizar los proyectos de uso del biogás. A modo de ejemplo, si plantea la modificación de una laguna anaerobia para convertirla en un reactor anaerobio del tipo “laguna cubierta”, con elementos para la adecuada alimentación al sistema, recirculaciones, purga de lodos, captación de biogás, eventualmente calentamiento, puede ocurrir que el concepto general sea válido, pero el estado de la laguna a modificar inviabilice esta opción, o por lo menos, lleve a considerar alternativas más convenientes en términos de inversión.

Estas restricciones deberán ser especialmente consideradas en las propuestas de los Sub-productos 2.1 (*“Informe que contenga la identificación de los establecimientos industriales que se propongan, desagregando por ramo de actividad y capacidad de generación de metano”*) y 2.2 (*“Descripción de la/s tecnologías/s y ajustes necesarios para incorporar en los sistemas de tratamiento anaerobio el mecanismo de captura de metano.”*).

En opinión de este consultor, también se puede considerar como una “barrera de localización”, en sentido amplio, al tipo de industria para la incorporación de tecnologías de sistemas de captura y uso de biogás. Esta afirmación se basa en que las características propias de los efluentes de algunas ramas de actividad industrial hacen poco favorable la digestión anaerobia y captación de metano. En contrapartida, se generan oportunidades para algunas ramas industriales, que cuyos efluentes presentan características más apropiadas para la generación de metano. Coincidiendo con López (2016) podemos mencionar las industrias frigoríficas, láctea, bioetanol, a las cuales agregamos malterías, cerveceras y refrescos y lavaderos de lana.

La categoría de “barrera por tipo de industria” debe cruzarse además con la categoría de “barreras de escala para el uso del biogás”. Como se indicó previamente, la escala de generación de metano (por ejemplo, expresada en metros cúbicos normales por hora) incide directamente en los aspectos económicos del sistema a implementar (inversión requerida, retorno de la inversión, etc.). A su vez, la escala de generación de metano dependerá, entre otros factores, del tipo y cantidad de efluente a partir del cual se lo va a generar. En otras palabras, la concentración de la materia orgánica metanizable (DQO metanizable) presente en el efluente, así como el estado de oxidación medio del carbono de dicha materia orgánica, en conjunto con el caudal a procesar, determinan en cada caso el caudal máximo esperable de biogás a generar, así como su contenido de metano. Por lo tanto, para cada rama industrial existirá una capacidad mínima de producción industrial que permite generar el efluente que satisface la escala mínima de generación de metano. Este aspecto será desarrollado en el Sub-producto 2.1 (*“Informe que contenga la identificación de los establecimientos industriales que se propongan, desagregando por ramo de actividad y capacidad de generación de metano”*).

Las barreras mencionadas en este apartado (escala, localización, rama industrial) se consideran en primera instancia no levantables, por lo cual constituyen un “primer filtro” para la decisión de instalación de sistemas de captación y uso de biogás.

5.2 La diferenciación del producto.

RESULTADO	CASO
Necesidad de pretratamiento del biogás (valores de concentración de H ₂ S en el gas del orden de 1000 ppm).	BPU
La generación eléctrica con biogás no es muy atractiva económicamente (en comparación con uso térmico)	BIOVALOR
Solución de compromiso entre eficiencia e inversión	BIOVALOR
Percepción negativa de las tecnologías de uso de biogás	BIOVALOR
Para la bioenergía en general: existe dificultad de transformación de un “residuo” en un energético. Difícil competencia del biogás con la leña como combustible industrial	MIEM – Área Energías Renovables
Barrera sociocultural en relación al uso industrial de biogás en Uruguay	Sansuy - Focking

Comentarios

En el trabajo original de Porter, este tipo de barrera se refiere a la necesidad de demostrar y comunicar los beneficios del producto hacia el público objetivo, diferenciándolo de la competencia, para que el mismo pueda penetrar en el mercado.

En el presente caso, constituye una **barrera la percepción negativa de la tecnología** de uso de biogás que existe en algunos actores del sistema, derivada del recuerdo de un caso fallido ocurrido tiempo atrás en Uruguay (aplicación de biodigestores en tambos).

Otro aspecto a tener en cuenta para la promoción de las tecnologías de captación y uso de biogás pasa por considerar “la competencia”. Los sistemas tradicionales de tratamiento anaerobio en base a lagunas abiertas, de amplia difusión en muchas plantas industriales del interior de Uruguay, se diseñaron con objetivos de tratamiento de efluentes, mediante sistemas simples (no requieren de supervisión operativa frecuente) y de relativo bajo costo (baja inversión; aunque debe considerarse el costo de mantenimiento para extracción periódica de sólidos). No fueron pensados con el objetivo de captar el biogás, ya que no existía (y aún no existe) una reglamentación nacional que obligara a hacerlo.

Por lo cual, la versión más simple de **captación y quema de biogás en antorcha**, vista desde el lado de la industria, implica en términos generales una inversión adicional que no tiene obligación de efectuar, y que no le genera retorno económico.

Como elemento diferencial podría considerarse la opción de **captación y uso térmico del biogás** en la planta industrial. Surge una barrera de tipo económico (causada por la opción energética mayoritariamente en uso en el país) para la difusión de la alternativa de uso térmico del biogás. El consumo de biomasa forestal (leña, chips u otros residuos de biomasa) está ampliamente difundido en las industrias de Uruguay como combustible para la generación de vapor. El precio de la leña ha sido tradicionalmente muy competitivo frente a otras opciones disponibles (fuel oil, GLP, gas natural), y también lo es frente al biogás, debido al costo financiero derivado de las inversiones necesarias para su captación y uso, así como los costos de operación y mantenimiento. En otras palabras, para las industrias que utilizan biomasa como combustible, las inversiones requeridas para captar biogás y quemarlo en un generador de vapor no resultan recuperables (en base al ahorro generado por dejar de comprar leña) dentro de plazos razonables. Como contracara, pueden existir nichos de oportunidad para aquellas industrias que utilizan fuel oil como combustible, y también para el caso de industrias, generalmente de pequeño porte, que realizan calentamiento de agua en base a energía eléctrica.

La opción de **captación de biogás y su uso como combustible para la generación de energía eléctrica**, requiere inversiones y costos de operación y mantenimiento (OyM) similares o aún mayores que el uso térmico. Debe considerarse que la eficiencia de generación eléctrica con biogás varía entre 30 y 40%, dependiendo de la escala de los equipos. A ese valor puede sumarse un 40 a 45% de energía térmica recuperable bajo forma de agua caliente, a partir del enfriamiento del equipo motriz y sus gases de escape (sistema de co-generación).

Sin embargo, la co-generación con biogás puede justificarse en determinadas condiciones: a) existencia de un uso definido para la energía térmica disponible en forma neta (descontando la energía necesaria para mantener el reactor anaerobio cercano a su rango óptimo de temperatura, de 35 a 37 °C para el rango mesófilo); b) posibilidad de autoconsumo de la energía eléctrica en el lugar de generación, o eventual conexión y volcado de excedentes a la red de UTE. Actualmente, esta última opción sólo está siendo viable en las condiciones de “microgeneración”, establecidas por el Decreto 173/010 con las modificaciones derivadas de la Resolución Ministerial del Ministerio de Industria, Energía y Minería No 42/017 (MIEM, 2017).

En resumen, **las tecnologías de captación y uso de biogás presentan elementos diferenciales que en algunos casos las vuelven atractivas en sí mismas para los posibles usuarios**. Desde una perspectiva de los posibles beneficios a obtener, no resulta esperable que el industrial adopte voluntariamente la tecnología de captura y quema de biogás en antorcha, ya que la misma no presenta un retorno económico. En cambio, desde la misma lógica de beneficios obtenibles, es esperable que la captación y uso energético del biogás resulte viable en ciertos casos. Esto será motivo de estudios concretos y propuestas en los Sub-productos 2.1 y 2.2 de esta consultoría. En particular, dentro las modificaciones a proponer a las PTEs existentes, se tendrá en cuenta el balance entre eficiencia esperable y monto de inversión de los posibles sistemas a implementar.

5.3 La inversión de capital.

RESULTADO	CASO
Mayores montos de inversión (mencionado para uso eléctrico del biogás)	CONAPROLE
Alto costo de inversión (para captación y uso eléctrico del biogás)	Lanas Trinidad
Alto costo de inversión (para captación y quemado en antorcha). Baja rentabilidad para uso térmico.	BPU
Alta sensibilidad a la inversión	BIOVALOR
En el caso de la microgeneración con biogás, existe un único caso (en un tambo), que se considera que fue posible por inyección de capital a través del Proyecto Biovalor.	MIEM – Área Energías Renovables

Comentarios

La **barrera de alta inversión de capital** fue recurrentemente mencionada por varios de los referentes consultados.

En cierta forma, esta barrera ya fue tenida en cuenta implícitamente en la discusión del punto anterior. En efecto, al afirmar que “las tecnologías de captación y uso de biogás presentan elementos diferenciales que en algunos casos las vuelven atractivas en sí mismas para los posibles usuarios”, se está considerando que desde el punto de vista del resultado económico, la inversión resulta atractiva para la industria a pesar de la alta inversión de capital.

Surgen sin embargo dos aspectos a tener en cuenta: a) debe considerarse la accesibilidad del inversor a fuentes de financiamiento favorables que faciliten la ejecución de la inversión (este

punto se retoma más adelante, en el numeral 5.6); b) pueden existir casos en que la rentabilidad de la instalación de la tecnología sea marginal, pero que la misma se viabilice mediante algún tipo de mecanismo de apoyo adicional, como podría ser la existencia de certificados de reducción de emisiones de valor transable, o certificados de generación de energía renovable.

5.4 Desventaja en costos independientes de la escala.

RESULTADO	CASO
Necesidad de personal calificado en un área nueva; mayores costos de mantenimiento electromecánico	CONAPROLE
La captación y uso de biogás debería hacerse sobre instalaciones ya existentes (modificación de PTE) e integrarse al proceso industrial, lo cual en general da origen a sobrecostos, comparando con el caso de una instalación nueva en la que se planifica el uso de biogás desde el inicio	BIOPROA

Comentarios

Estas **barreras de costos independientes de la escala** pueden estar o no presentes, según el tipo de tecnología a adoptar: el caso por ejemplo de un reactor del tipo “laguna cubierta” con captación y quema en antorcha es tecnológicamente sencillo, y no implica costos OyM demasiado elevados. En el otro extremo de la escala, la operación y mantenimiento de sistemas de co-generación a biogás implican necesidad de contar con personal técnico calificado, y de mayores costos de mantenimiento. Estos costos dependen más del tipo de tecnología que de la escala de producción de biogás involucrada. Se consideran una barrera no evitable.

Como fue mencionado en la entrevista realizada a BIOPROA, en los proyectos de implantación de estas tecnologías es necesario prever los posibles sobrecostos por tener que modificar instalaciones ya existentes. Los mismos deberán compararse con la alternativa de sustitución de unidades de tratamiento. En el caso de que en el futuro se establezcan mecanismos financieros de promoción para la aplicación de estas tecnologías, estos sobrecostos deberían ser considerados al momento de evaluar los proyectos concretos y definir los apoyos correspondientes.

5.5 El acceso a los canales de distribución.

RESULTADO	CASO
En general las empresas consultoras ambientales no tienen conocimiento profundo sobre las tecnologías de uso de biogás	BIOPROA
El uso de biogás no es parte del “core business” de las industrias, y en general el personal técnico y gerencial no dispone de tiempo disponible para abordar internamente proyectos de biogás	BIOPROA
Las consultoras ambientales en general no están involucradas en las tecnologías de uso de biogás.	BIOVALOR

Comentarios

Para que los eventuales “clientes” (industrias factibles de captar biogás) puedan llegar al “producto” (tecnologías de captación y uso de biogás), debe existir un acceso fluido a los “canales de distribución”. En este caso particular, el interlocutor habitual de las industrias en este tipo de temas son las consultoras ambientales. Según resultó de las entrevistas, y fuera confirmado desde una empresa de consultoría en una comunicación personal recibida por autor de este informe⁴, en general en las consultoras ambientales nacionales no existe especialización en tecnologías de uso del biogás. Apenas podría mencionarse un par de casos de consultoras locales con experiencia en el tema y con acceso a canales de distribución de la tecnología (Netum, PraxisLab). Las alternativas para resolver el tema han sido: a) recurrir a Bioproa – FING – UDELAR para el diseño de los sistemas (y en algunos casos, también el suministro, en asociación con proveedores locales); b) recurrir directamente a proveedores del exterior.

Puede afirmarse que el mercado de la tecnología de biogás en Uruguay no está desarrollado aún, lo cual se considera una barrera de acceso para la aplicación de esta tecnología. Las causas de esta falta de desarrollo pueden ser variadas: a) falta de incentivos para el uso de biogás, lo cual generó hasta ahora pocas oportunidades para quienes suministran la tecnología; b) existencia de un actor tecnológico de mucho peso institucional (Bioproa) que, aun involuntariamente, pudo haber ejercido un efecto de concentración casi monopólica de la oferta tecnológica.

En opinión de este consultor, si se desea difundir la tecnología de captación y uso de biogás en Uruguay, sería conveniente recoger la experiencia ya transitada en el país en relación a la difusión de las tecnologías de remoción de nutrientes en los efluentes industriales de la Cuenca del Río Santa Lucía. Además de la existencia de una normativa específica (que se comenta en el punto siguiente), en el caso de la remoción de nutrientes la DINAMA contribuyó fuertemente a reforzar las capacidades técnicas nacionales en el tema, para lo cual efectuó la contratación de un asesor internacional especializado en la materia, con quien realizó instancias de capacitación interna y también de los “profesionales competentes” (en los términos del Art. 27 del Decreto 253/79) que actúan como consultores ambientales de las industrias.

5.6 Barreras de carácter legal o derivadas de la política gubernamental

RESULTADO	CASO
Marco regulatorio y comercial poco claro para venta de energía eléctrica.	CONAPROLE
Proceso para obtener la habilitación de UTE para la conexión a la red eléctrica complejo y largo.	Lanas Trinidad
No existe un marco específico para la generación eléctrica con biogás, que establezca de modo general los requisitos técnicos a cumplir.	Lanas Trinidad
Complejidad para obtener los permisos de UTE para la generación eléctrica con biogás.	Estancias del Lago
Los volúmenes de biogás obtenibles en industrias superan lo necesario para proyectos de microgeneración.	BIOVALOR

⁴ Consultora “Estudio Pittamiglio”. Horacio Gómez, comunicación personal, octubre 2020.

Dificultades en el sistema eléctrico para reconocer la bioenergía (incluyendo biogás).	MIEM – Área Energías Renovables
Instrumento de “microgeneración” se encuentra en revisión.	MIEM – Área Energías Renovables
Barrera reglamentaria que no habilita la venta de energía eléctrica a un tercero, que inviabiliza proyectos por falta de repago.	Sansuy - Focking
Faltan mecanismos de garantía estatal para obtención de créditos bancarios	Sansuy - Focking

Comentarios

Según se aprecia en la tabla anterior, varios de los entrevistados mencionaron barreras reglamentarias vinculadas a proyectos de generación eléctrica con biogás: proceso de habilitación largo y complejo; falta de un marco específico para electricidad a partir de biogás; reglamentación que impide la comercialización y transmisión de energía eléctrica entre particulares, etc.

Con un carácter más general, puede afirmarse que la política energética adoptada en los últimos años por Uruguay en relación a las energías renovables, produjo un muy importante desarrollo de la energía eólica, la generación eléctrica con biomasa, y la energía solar fotovoltaica. En opinión de este consultor, se da la paradoja de que la difusión de esas fuentes renovables de energía, pudo haber actuado como un freno para el uso energético del biogás. Si bien el potencial de participación porcentual del biogás dentro de la matriz energética de Uruguay es bajo (según López (2016) estaría entre 1,3% y 2,1% de la energía primaria total), ese potencial no se tradujo en proyectos concretos de generación (salvo un par de casos) cuando existieron licitaciones de compra de energía eléctrica. Por otra parte, la generación térmica industrial en base a leña, ya discutida, dejó fuera de competencia al biogás. Puede concluirse entonces, que ha existido una **barrera indirecta de política energética para el biogás**.

A lo anterior debe sumarse el hecho de que no existe actualmente ninguna reglamentación de carácter general, que regule o limite las emisiones de gases de efecto invernadero (y en particular, metano) con origen en las PTEs industriales. Se considera por parte de este consultor que la existencia de algún tipo de normativa o reglamentación al respecto, actuaría como impulsor de la implementación de las tecnologías de captación y quema (con o sin aprovechamiento energético) del biogás, tal como ocurrió en el caso ya mencionado de la reglamentación sobre remoción de nutrientes en la Cuenca del Río Santa Lucía.

6 IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES, INSTRUMENTOS Y POLÍTICAS

A lo largo de las entrevistas realizadas, los referentes consultados mencionaron diversos impulsores (“drivers”) para la captación y uso de metano en Uruguay, y también algunas oportunidades existentes. Estas últimas se comentan a continuación.

6.1 Oportunidades

- Venta de servicios ambientales. En el caso de Lanás Trinidad, que ya cuenta con captación y uso de metano, se mencionó como una oportunidad la posibilidad de suministrar servicios ambientales a terceros: se recibe efluente o residuos de otras industrias y se procesa en el biodigestor. Esto genera un doble retorno: se cobra por el servicio de tratamiento y se incrementa la generación de biogás, a través de la co-digestión. La co-digestión (por ejemplo de materiales grasos conjuntamente con lodos aerobios) ha sido mencionada en otros países (por ejemplo, Estados Unidos), para potenciar la generación y uso de biogás en PTEs que ya cuentan con digestores de lodos. Podría ser una oportunidad para algunas plantas de Uruguay.
- Se mencionó por parte de Biovalor, que a nivel de banca privada existe interés en financiar proyectos sostenibles, pero se percibe que no están claros los mecanismos para viabilizarlo.

6.2 Instrumentos

- Existen instrumentos financieros disponibles a través de la COMAP, derivados de la reglamentación Ley de Inversiones No. 16.906 y que tienen en cuenta y puntúan el uso de tecnologías limpias en el momento de evaluar proyectos a los efectos de determinar exoneraciones de aportes del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE). Mediante Decreto 268/020 del 30/09/2020, se agregaron beneficios transitorios adicionales para los proyectos que se presenten a la COMAP antes del 31/03/2021 y se ejecuten durante el año 2021.
- Existen fondos e instrumentos financieros disponibles, por ejemplo para el uso de biogás térmico, a través de Fondos ODS del MIEM (oportunidad mencionada por Biovalor).

Posibles instrumentos a futuro:

- El Área de Energías Renovables del MIEM tiene en estudio una reglamentación de Certificados de Energía Eléctrica Renovable, mediante los cuales el MIEM certifica al generador el origen renovable de la energía eléctrica volcada a la red.
- Algunos entrevistados (BIOVALOR, Sansuy) consideraron que el control ambiental actúa como incentivo para el uso de biogás (oportunidad en base a futuros instrumentos regulatorios y de control).

6.3 Políticas

Como elemento de política que incentive la captación y uso de biogás, corresponde mencionar la Contribución Determinada a nivel nacional de Uruguay, en el marco de los compromisos del Acuerdo de París. Justamente, para avanzar en el cumplimiento de las metas establecidas por una de las NDCs es que se origina la presente consultoría.

Por otra parte, corresponde citar que en una reciente entrevista⁵ el Sr. Ministro de Ambiente Adrián Peña mencionó el tema de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, en particular las referidas a la producción de carne vacuna, lechería y arroz, resaltando la necesidad de avanzar hacia una Huella de Carbono neutra, para lo cual remarcó la necesidad de contar con una “hoja de ruta”, con metas claras de mediano y largo plazo.

Cabe mencionar además que el 12/10/2020 la Sra. Ministro de Economía y Finanzas, Ec. Azucena Arbeleche, participó en la Reunión Ministerial de la Coalición de Ministros de Finanzas para la Acción Climática, siendo la primera vez que un ministro uruguayo forma parte de este ámbito. Se trata de “un grupo a nivel ministerial que apoya el uso de la política fiscal, la administración de las finanzas públicas y la movilización de financiamiento climático para promover acciones domésticas y globales ante el cambio climático.”⁶

Lo anterior indica que el tema de cambio climático y reducción de emisiones de GEI se encuentra presente en la agenda de gobierno; resta saber cómo se concretará en políticas específicas, y si se establecerán elementos de política específicos para el metano.

Ing. Quím. (M.Sc.) Alberto Hernández

⁵ Entrevista del periodista Emiliano Coteló en el programa radial “En Perspectiva”, fecha 05/02/2021 <https://www.enperspectiva.net/?s=pe%C3%B1a&submit>

⁶ <https://www.gub.uy/ministerio-economia-finanzas/comunicacion/noticias/arbeleche-participo-reunion-coalicion-ministros-finanzas-para-accion> Consultado 05/02/2021