



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 2 - PROPUESTA DE APLICACIÓN DE MECANISMOS DE CAPTURA EN UNO O MÁS CONJUNTOS DE ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES PARA ALCANZAR EL 30% DE CAPTURA DEL TOTAL DE METANO GENERADO A NIVEL NACIONAL DEL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES

Ing. Quím. (M.Sc.) Alberto Hernández

Abril 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	4
2	FUENTES DE INFORMACIÓN	5
3	SUBPRODUCTO 2.1	6
3.1	Generación y emisión de metano por ramas industriales	7
3.2	Generación y emisión de metano por establecimiento	10
3.3	Listado de casos posibles	11
4	SUPRODUCTO 2.2	12
4.1	Descripción de un Reactor Anaerobio del tipo Laguna Cubierta con captación de biogás.....	14
4.2	Aprovechamiento térmico del biogás.....	20
4.3	Uso del biogás para cogeneración.....	21
5	SUPRODUCTO 2.3	25
5.1	Inversiones necesarias.....	25
5.2	Costos operativos, ahorros por aprovechamiento energético del metano captado, período de repago de las inversiones.....	28
6	SUPRODUCTO 2.4	32
6.1	Propuesta de incorporación de información en los IAO	33
6.1.1	Caso: PTE con digestión anaerobia y sin captura de metano (lagunas anaerobias).....	34
6.1.2	Caso: PTE con digestión anaerobia y con captura de metano	35
6.1.3	Caso: sistemas mixtos	37
7	SUPRODUCTO 2.5	38
7.1	Propuestas de tecnologías	38
7.1.1	Tipos de reactores anaerobios.....	38
7.1.2	Uso o destino del biogás captado	39
7.2	Información a presentar en los proyectos y criterios de evaluación.	40
7.3	Criterios de evaluación.....	42
8	RESUMEN DE CONCLUSIONES Y RESULTADOS	43

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 los resultados del **Producto 2: Propuesta de aplicación de mecanismos de captura en uno o más conjuntos de establecimientos industriales para alcanzar el 30% de captura del total de metano generado a nivel nacional del tratamiento de aguas residuales industriales**, incluyendo los siguientes Subproductos:

- **Subproducto 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.
- **Subproducto 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.
- **Subproducto 2.3.:** 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.
- **Subproducto 2.4.:** Propuesta para la incorporación de información de mecanismos de captura de metano de las plantas industriales con sistemas de tratamiento anaerobio, en los instrumentos actuales de autorización y control de DINAMA, que faciliten el registro de los datos y resultados de la captura de metano que se van incorporando.
- **Subproducto 2.5.:** Informe que contenga propuestas priorizadas de tecnologías de captura de metano a utilizarse en nuevos emprendimientos/proyectos (o nuevas plantas de tratamiento de efluentes en emprendimientos existentes), desagregado por ramo de actividad, tipo de tratamiento y capacidad de generación de metano. Incluir la información qué se debería presentar y una propuesta de criterios de evaluación para esta componente de los proyectos.

2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Se trabajó en base a la información suministrada por:

Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente:

- Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero – INGEI
- Planilla de cálculo “Inventory Software” del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por su sigla en inglés) e Instructivo para Aguas Residuales Industriales.

Departamento de Control Ambiental de Actividades (DCAA) de la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (DINACEA) (ex - DINAMA) del Ministerio de Ambiente:

- Planillas Excel® con datos de base para cálculo de emisiones de metano de aguas residuales industriales (años 2017 y 2018). Incluye listado de industrias ordenadas por emisiones de metano.
- Expedientes de trámites de Solicitud de Autorización de Desagüe Industrial (SADI), e Informes Ambientales de Operación.

Para los cálculos económicos, se utilizaron precios de mercado de los diferentes, equipos materiales u obras requeridas (en base a datos disponibles en páginas web o a información disponible por el Consultor en base a su experiencia en proyectos similares). Los valores de remuneración por horas de trabajo se calcularon en base a las tablas de los Consejos de Salarios, publicadas por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social para las diferentes ramas y categorías.

3 SUBPRODUCTO 2.1

Como ya se indicó, el alcance de este Subproducto es la elaboración de un **“informe que contenga la identificación de los establecimientos industriales que se propongan, desagregando por ramo de actividad y capacidad de generación de metano.”**

Se toma como fuente de información de base, el archivo Excel® “Inventario 2018.xlsx” elaborado para la Ing. Alfonsina Fernández del DCAA de DINACEA (ex – DINAMA). Esa información es la misma que se suministra a la Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente para la elaboración del correspondiente Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), en lo relativo a las emisiones de la *Categoría 4 – Desechos, Subcategoría 4.D – Tratamiento y eliminación de aguas residuales*. En dicha planilla se calcula la generación anual de metano para cada industria (expresada como kg de DQO equivalentes) a partir de:

- Dato de volumen anual de efluente bruto (Fuente: IAO)
- Concentración de DQO en efluente bruto (Fuente: IAO o valor promedio por categoría industrial en los casos en que no lo reportan)
- Eficiencia de remoción de DQO en el tratamiento anaerobio (Fuente: Proyecto de Ingeniería – SADI).
- En algunos casos solo se dispone de información de eficiencias en DBO₅ o exclusivamente de concentraciones expresadas en DBO₅. En esos casos, y a falta de mejor información, para el cálculo se asumió equivalencia entre los kilogramos removidos de DBO₅ y DQO.

A partir de los datos individuales, en la planilla se presentan listados ordenados de las industrias, discriminando entre aquellas que emiten directamente a la atmósfera y aquellas que captan el metano y lo queman, ya sea en antorcha u otro medio. Se calculan los porcentajes de metano para cada industria, expresados sobre el total emitido o captado.

Si bien la metodología utilizada para los cálculos de la planilla “Inventario 2018.xlsx” presenta limitaciones derivadas del tipo de información disponible para su elaboración, se la considera una herramienta sumamente útil para el seguimiento de las emisiones nacionales de metano de origen industrial. En el marco del Subproducto 2.4 de esta Consultoría se realizan algunas propuestas tendientes a recolectar información que permita mejorar precisión de los cálculos.

Los resultados indican que al año 2018 (último año del cual se dispone de este tipo de información), la captación de metano era el 18% del total generado. Este valor es inferior a la meta del 30% establecida en la Primera Contribución Determinada a nivel Nacional al Acuerdo de París como *“medida de mitigación del cambio climático que Uruguay implementará de manera de aportar al logro de los objetivos condicionales de mitigación establecidos en esta CDN.”*

Los valores de emisiones de metano originados en el tratamiento de los efluentes industriales de cada establecimiento están sujetos a variaciones (mensuales, zafrales, interanuales) en función de factores tales como: nivel de producción de la industria, eficiencia operativa de las unidades de tratamiento, efecto de la temperatura ambiente, modificaciones en las Plantas de Tratamiento de Efluentes (PTEs), entre otros. En particular, existe el caso de una industria cárnica que en el

año 2018 emitía a la atmósfera el metano generado en su tratamiento anaerobio de efluentes, y posteriormente modificó su PTE, instalando reactores anaerobios con captación de biogás y aprovechamiento energético en generador de vapor.

Además, varios establecimientos industriales han instalado o están en vías de instalación de sistemas de tratamiento terciario para remoción de nutrientes, lo que también es otro factor de modificación de las PTEs. La incorporación de métodos biológicos de eliminación de nutrientes, del estilo de los tratamientos UCT o UCT modificado, con etapas Anaerobia – Anóxica - Aerobia, hace que muchas veces una fracción del efluente no ingrese al tratamiento anaerobio y sea utilizado como fuente de carbono en la etapa anóxica. Estos cambios tienen dos consecuencias: i) menor generación de metano en las PTEs (lo cual incide en la meta del 30% de reducción de emisiones de metano que motiva esta consultoría); ii) mayor generación de lodos biológicos que es necesario disponer. La digestión anaerobia de lodos, y eventualmente, de otros residuos sólidos biológicos separados en las primeras unidades de las PTEs (por ejemplo, lodos grasos de las industrias cárnica o láctea; residuos proteicos de la industria cárnica, etc.), si bien no se enmarca dentro del alcance de la presente consultoría, no debe dejar de mencionarse que puede ser una fuente importante de generación de metano.¹

Por las razones expuestas, debe considerarse que los resultados numéricos particulares de cada establecimiento son válidos en el marco de la situación correspondiente al año 2018. Deben por lo tanto ser considerados como referencias de los órdenes de magnitud de las emisiones de metano para los distintos establecimientos, que como es esperable, sufrirán variaciones año a año.

3.1 Generación y emisión de metano por ramas industriales

En primer lugar se realizó un estudio consolidado de las emisiones de metano por ramo de actividad, estableciendo un ordenamiento en función de la capacidad de generación de metano. Esto permite tener un panorama general de la incidencia relativa de cada rubro industrial dentro del total de emisiones de metano de los efluentes industriales.

En segundo lugar, se realizó una apertura dentro de cada ramo, estableciendo un listado ordenado de los establecimientos en función de la capacidad de generación. Posteriormente se seleccionaron como sujetos de estudio para la captación de metano, aquellos establecimientos con mayor volumen de emisión de metano dentro de cada ramo.

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

¹ Este hecho tiene consecuencias de dos tipos. Por una parte, en caso de producirse, son emisiones de metano ocasionadas, en última instancia, como una consecuencia del tratamiento de efluentes industriales, aunque no clasifican directamente dentro de la *Categoría 4 – Desechos, Subcategoría 4.D – Tratamiento y eliminación de aguas residuales* utilizada en la elaboración del Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (INGEI). Más allá de esa sutileza taxonómica del INGEI, desde el punto de vista ambiental sería conveniente que se tuvieran en cuenta en los procesos de autorizaciones ambientales y control de actividades por parte de las autoridades competentes. Por otra parte, la digestión anaerobia de estos residuos sólidos puede en ciertos casos viabilizar desde el punto de vista técnico – económico la captación y aprovechamiento energético conjunto del biogás originado en la digestión de lodos y en el tratamiento anaerobio del efluente.

Tabla 1 – Metano generado en tratamiento de efluentes industriales, por rama de actividad. Fuente: elaboración propia en base a la planilla “Inventario 2018.xlsx”, Alfonsina Fernández, DCAA - DINACEA

	Grupo	Toneladas de metano/año	Porcentaje del total de metano generado (%)
METANO GENERADO	Cárnica	1.815	54%
	Láctea	799	24%
	Bebidas	201	6%
	Alimenticia	199	6%
	Textil	155	5%
	Avícola	104	3%
	Otras	76	2%
	TOTAL GENERADO		3.348

Nota: El grupo “Otras” incluye las siguientes ramas de actividad: cueros, chacinados, pescado, bodegas y química.

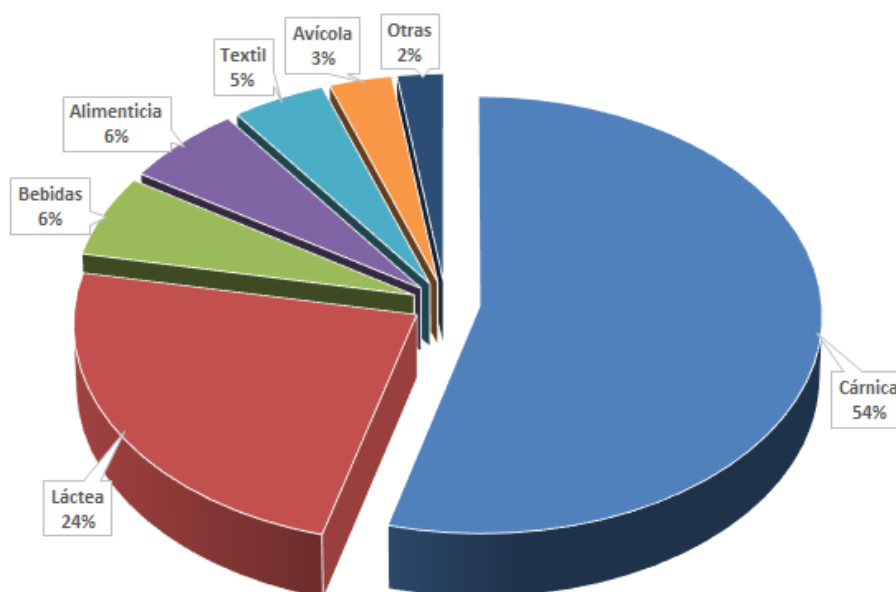


Figura 1 – Gráfica de generación de metano en tratamiento de efluentes industriales por rama de actividad para el año 2018

Se observa claramente la influencia de un sector mayoritario (industria cárnica) que representa algo más de la mitad de toda la generación de metano originado en las PTEs industriales. Un segundo sector (industria láctea) representa casi una cuarta parte del total, en tanto el restante 22% de la generación de metano se reparte entre los demás sectores de actividad industrial.

Ahora bien, debe tenerse en cuenta que existen establecimientos que al 2018 ya estaban captando metano. Se puede hacer un estudio similar al anterior, pero estableciendo los porcentajes sobre el total de metano efectivamente emitido a la atmósfera.

Tabla 2 – Metano emitido y captado en tratamiento de efluentes industriales, por rama de actividad. Fuente: elaboración propia en base a la planilla “Inventario 2018.xlsx”, Alfonsina Fernández, DCAA – DINACEA

	Grupo	Toneladas de metano/año	Porcentaje del total de metano emitido (%)	Porcentaje del total de metano generado (%)
METANO EMITIDO	Cárnica	1.815	65,8%	54%
	Láctea	438	15,9%	13%
	Bebidas	0,2	0,01%	0,01%
	Alimenticia	199	7,2%	6%
	Textil	125	4,6%	4%
	Avícola	104	3,8%	3%
	Otras	76	2,8%	2%
TOTAL EMITIDO		2.757	100%	82%
	Grupo	Toneladas de metano/año	Porcentaje del total de metano CAPTADO (%)	Porcentaje del total de metano generado (%)
CAPTADO	Láctea	360	61%	11%
	Bebidas	201	34%	6%
	Textil	30	5%	1%
TOTAL CAPTADO		591	100%	18%

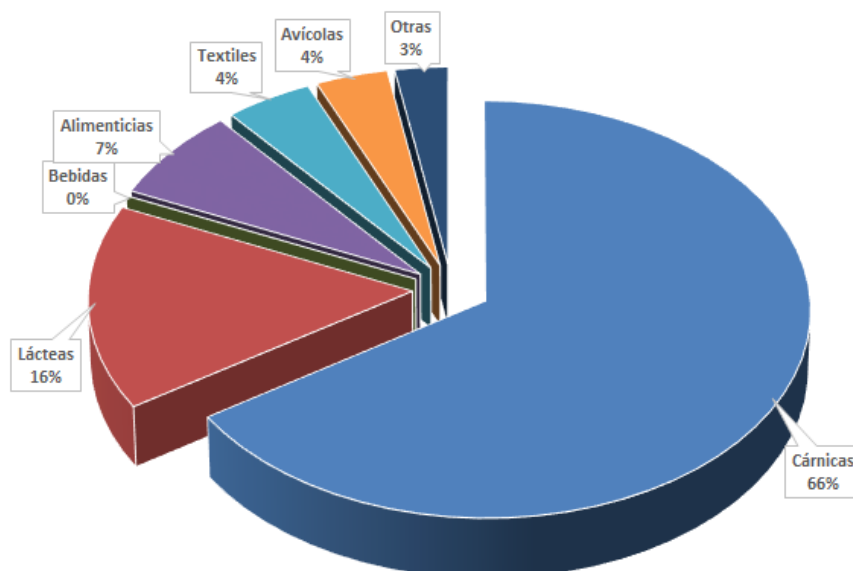


Figura 2 – Gráfica de emisiones de metano en tratamiento de efluentes industriales por rama de actividad para el año 2018

De la comparación de las gráficas de las Figuras 1 y 2 se puede concluir que la industria cárnica incrementa su proporción al considerar el metano que efectivamente se emite a la atmósfera. En tanto las ramas “lácteas” y “bebidas” disminuyen su incidencia. Esto se debe a que al año 2018

una de las principales plantas lácteas del país ya estaba captando metano. En relación al rubro “bebidas”, las principales cervecerías industriales del país captaban el biogás y lo quemaban en antorcha.

3.2 Generación y emisión de metano por establecimiento

En la Figura 3 se presentan los porcentajes de generación de metano correspondientes a cada uno de los 86 establecimientos industriales que emitan metano a la atmósfera en el año 2018 (no se incluyen en la gráfica los establecimientos que captan metano). Se observa un claro gradiente decreciente en las cantidades emitidas por los establecimientos, que van desde algo más del 10% del total nacional generado para el caso del establecimiento que más emite, llegando a una gran cantidad de establecimientos con emisiones individuales menores al 2% del total nacional generado.

En la Figura 4 se presenta el detalle de los establecimientos que emitían más del 2% en el año 2018. En la gráfica se identifican con diferentes colores las distintas ramas de actividad. Este corte (mayor igual al 2% del total) incluye:

- 9 cárnicas (suman 41.1% del total nacional de generación de metano)
- 2 lácteas (suman el 6.4% del total nacional)
- 1 alimenticia (4.6%)
- 1 avícola (2.2%)
- 1 textil (2.0%)

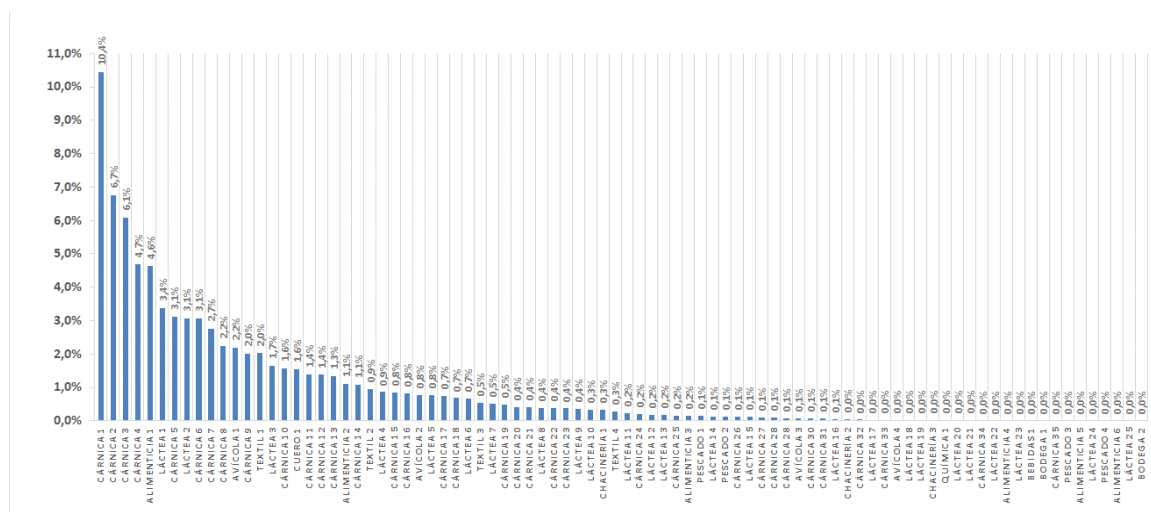


Figura 3 – Porcentaje del total nacional de generación de metano correspondiente a cada uno de los 86 establecimientos industriales que emitían metano en el año 2018

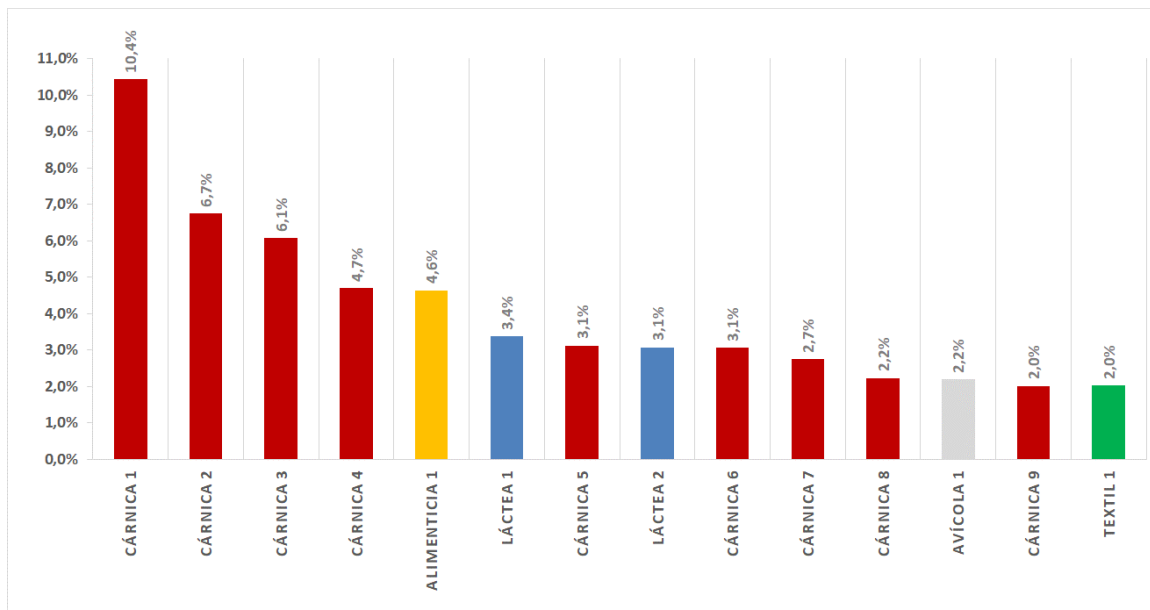


Figura 4 – Establecimientos industriales que emitían metano en el año 2018 con porcentajes iguales o mayores al 2% del total nacional generado.

El establecimiento identificado como “Cárnica 3”, es el caso ya mencionado que emitía a la atmósfera en 2018, pero posteriormente instaló sistema de captación y uso térmico del biogás. Es decir que la generación de metano correspondiente a esos 6,1 puntos porcentuales que se emitían a la atmósfera en 2018, en próximos balances de GEI deberá considerarse dentro del porcentaje ya captado (lógicamente tomando el valor actualizado que corresponda a cada año).

3.3 Listado de casos posibles

En función de la información evaluada, se propone el siguiente listado (ver Tabla 3) de establecimientos industriales, por ramo de actividad y capacidad de generación de metano, como posibles candidatos a instalar sistemas de captación de metano en sus plantas de tratamiento de efluentes industriales. La lista corresponde a las industrias que en 2018 emitían metano de sus tratamientos anaerobios de efluentes en cantidades equivalente a por lo menos un 2% del total nacional generado de esa fuente. El objetivo de la lista de la Tabla 3 es identificar, y posteriormente evaluar técnica y económicamente, la posibilidad de captar metano en los mayores emisores, independientemente de la situación actual de sus PTEs (criterio que se aplicó para la elaboración del listado de la Tabla 9 del Subproducto 1.2 de la presente Consultoría).

Nótese que si efectivamente se lograra la captación de metano en todos los establecimientos propuestos, el total captado a nivel nacional pasaría del 18% a casi un 75%, lo cual es holgadamente mayor al 30% requerido. Esto permite estar a cubierto de la posibilidad de que en alguno de los casos propuestos no se pudiera realizar la captación de metano, por ejemplo por dificultades técnicas o por imposibilidad de solventar las inversiones requeridas. Más adelante en este informe, en el Subproducto 2.3, se consideran en profundidad las necesidades de inversión para los casos propuestos, los costos asociados a la operación y el mantenimiento de los sistemas, y una consideración primaria de los plazos de repago esperables de las inversiones, que permite avanzar en la importancia de la escala a los efectos de la rentabilidad de la captación

y uso energético del biogás, considerada desde el punto de vista económico de la empresa industrial (más allá de las consideraciones ambientales involucradas).

Tabla 3 – Listado de posibles establecimientos candidatos a instalar sistemas de captación de metano.

Rubro / Establecimiento	Porcentaje del total nacional de metano generado (%)	Toneladas de metano/año
Cárnica 1	10.5%	350
Cárnica 2	6.8%	227
Cárnica 3	6.1%	204
Cárnica 4	4.7%	158
Cárnica 5	3.1%	105
Cárnica 6	3.1%	103
Cárnica 7	2.8%	92
Cárnica 8	2.2%	75
Cárnica 9	2.0%	68
<hr/>		
Láctea 1	3.4%	113
Láctea 2	3.1%	103
<hr/>		
Alimentos 1	4.5%	150
<hr/>		
Avícola 1	2.2%	73
<hr/>		
Textil 1	2.0%	83
TOTAL	56.5%	1904

4 SUPRODUCTO 2.2

El alcance de este Subproducto es generar una “*Descripción de la/s tecnologías/s y ajustes necesarios para incorporar en los sistemas de tratamiento anaerobio el mecanismo de captura de metano*”.

Se realizó por parte de este Consultor un estudio detallado de la información suministrada por la DINACEA (ex – DINAMA) referida a los establecimientos propuestos (incluidos en la Tabla 3). La misma consistió en los Proyectos de Ingeniería de las PTEs presentados en el marco de los trámites de Solicitud de Autorización de Desagüe Industrial (SADI) y en los Informes Ambientales de Operación. Además, se realizaron consultas e intercambios con los técnicos de la DINACEA involucrados en el seguimiento de los distintos emprendimientos industriales.

De dichas informaciones, surge claramente que en todos los casos considerados, las emisiones de metano se generan en unidades de tratamiento del tipo “laguna anaerobia”. La mayoría de ellas, se encuentran en operación desde larga data; generalmente se trata de unidades excavadas en el

terreno, de las que no se suele disponer de estudios de compactación o de permeabilidad del fondo y taludes. Existen sin embargo algunas excepciones, en el caso de las industrias lácteas, en que las viejas lagunas han sido recientemente reacondicionadas, y se les ha instalado una cubierta de geomembrana impermeable en el fondo.

En consideración de esos hallazgos, se abren dos caminos posibles para introducir tecnologías de captación de metano:

- 1) Proponer unidades de tratamiento anaerobio de tecnología más evolucionada, con incorporación de captación de metano, que sustituyan las lagunas anaerobias existentes. Podría ser el caso de reactores anaerobios de distinto tipo (de contacto, agitados, UASB, EGSB, etc.).
- 2) Proponer el reacondicionamiento y transformación de las lagunas anaerobias existentes en “reactores anaerobios del tipo laguna cubierta (RALC)”. Según las características y el estado de las lagunas anaerobias actuales, se entiende factible que en algunos casos dicha transformación es viable en las unidades existentes. Pero no se descarta que existen situaciones en que por el estado de deterioro o por las características de diseño de las lagunas (geometría, uso de antiguas canteras como unidades de tratamiento, etc.), la transformación no es viable. En esos casos, se deberá considerar las opciones de construir un RALC “desde cero”, u optar por otro tipo de reactor anaerobio.

En función de la experiencia de este Consultor, en términos generales resulta más económica la opción de los RALC frente a otros tipos de reactores anaerobios capaces de procesar el mismo tipo de efluente. Los RALC son reactores anaerobios de baja carga, capaces de procesar efluentes con contenido significativo de sólidos en suspensión. Existen otros tipos de reactores anaerobios que cumplen con esa condición, como por ejemplo los reactores del tipo “tanque agitado”, los reactores de contacto, o los reactores con tecnologías patentadas tales como ADI-BVF (<https://www.evoqua.com/en/evoqua/products--services/anaerobic-wastewater-treatment/anaerobic-systems/adi-bvf-reactor/>) o DVO (<https://www.dvoinc.com/>).

En términos generales, las inversiones requeridas para estos reactores suelen ser superiores al caso de los RALC.

Para los casos de efluentes con bajo contenido de sólidos, podría pensarse en reactores anaerobios más compactos, de alta carga aplicada y de mayor eficiencia, como los UASB y derivados. Pero debe tenerse en cuenta que en los casos considerados de captación de metano en PTEs existentes que ya cuentan con lagunas anaerobias, el espacio no suele ser una limitante para tener que optar por sistemas compactos, que además tienen mayores requerimientos de control y seguimiento operacional por parte de personal capacitado especialmente a tales efectos.

Por ese motivo, se entiende que la primera opción tecnológica a considerar es la transformación de las lagunas anaerobias en RALC. Un concepto fundamental a tener en cuenta, es que cuando se habla de Reactor Anaerobio del tipo Laguna Cubierta, no se trata “simplemente” de una laguna anaerobia a la cual se le colocó “una tapa”. Muy por el contrario, hay elementos tecnológicos de los RALC que son imprescindibles para su correcto funcionamiento, y que los diferencian por completo las lagunas anaerobias clásicas.

4.1 Descripción de un Reactor Anaerobio del tipo Laguna Cubierta con captación de biogás

Se describen a continuación los elementos constitutivos de tales sistemas, y los ajustes a realizar en los casos en que se apliquen. También se describen algunos elementos opcionales, o no imprescindibles en todos los casos.

Corresponde mencionar que en Uruguay existe la Norma UNIT 1212 “Requisitos mínimos de seguridad para las plantas de biogás”. Si bien es una Norma de adhesión voluntaria, este Consultor entiende que es altamente recomendable la adopción y seguimiento de los criterios allí detallados para la implementación de proyectos de biogás en Uruguay.

- **Pretratamiento adecuado**

Se observa que en muchos casos las lagunas anaerobias existentes, funcionan en la práctica como sedimentadores de sólidos o como separadores de grasa por flotación (por ejemplo, en frigoríficos). En esos casos, si se va a modificar una laguna para transformarla en un RALC, es imprescindible considerar mejoras en los sistemas de pretratamiento (separación de sólidos). Si bien los RALC deben incluir sistemas de purga de lodos, no es recomendable que cumplan funciones de sedimentador primario, ya que sería muy dificultosa su limpieza periódica.

- **Acondicionamiento e impermeabilización de fondo y taludes**

En el caso de transformar lagunas existentes, es necesario proceder al vaciado del líquido y sólidos sedimentados en su interior, los que deberán ser dispuestos adecuadamente. Posteriormente, con maquinaria apropiada, se procederá a una adecuada impermeabilización de fondo y taludes, como forma de disminuir riesgos de filtraciones de efluente hacia el terreno y las aguas subterráneas. En ese sentido, se consideran válidos y se recomiendan los criterios y metodologías de impermeabilización establecidos en la cartilla sobre *“Impermeabilización de piletas de acumulación de efluentes de tambos – Recomendaciones y especificaciones técnicas”* elaborada y consensuada en marco de un Comité Técnico Interinstitucional sobre efluentes de tambo, y publicada en la página web del INALE

(https://www.inale.org/wp-content/uploads/2018/12/GUIA-INALE_web-1.pdf)

De preferencia, es recomendable el uso de geomembranas de PEAD para la cubierta del fondo. Cuando se aplican tales recubrimientos de fondo, es altamente recomendable en todos los casos, e imprescindible cuando se trata de transformar lagunas pre – existentes, la colocación de geodrenes y geotextiles que permitan la canalización y evacuación de gases que se pudieran generar bajo la cubierta de fondo, por degradación de sustancias orgánicas existentes. En caso de no ser evacuados, los gases podrían acumularse bajo la cubierta, ocasionando su desprendimiento del fondo, y eventualmente su rotura.

- **Tuberías de alimentación, purga y recirculación**

Los RALC deben contar con un sistema de tuberías adecuadas para el ingreso del líquido a tratar, pero también para la purga periódica de lodos, y eventualmente, para la recirculación y/o mezclado interno del líquido del reactor. Suelen construirse en usando tuberías PEAD, eventualmente con perforaciones adecuadas, y que permitan el acceso a los distintos puntos del

fondo del reactor. Para la extracción de los lodos y la recirculación del líquido se emplean bombas de desplazamiento positivo, por ejemplo del tipo helicoidal de cavidad progresiva (“bombas moyno” o similares).

- **Tubería de extracción de gas**

A los efectos de la extracción del biogás generado, se instala una tubería perforada (del tipo de las usadas para drenaje), formando un anillo en todo el perímetro del reactor, y con un punto de salida hacia la cañería externa de biogás.



Figura 5 – Tubería perimetral de captación de gas (Fotografía gentileza SIGSA).

- **Cubierta superior**

Existen dos grandes tipos de tecnologías para la cobertura de los Reactores Anaerobios de Laguna Cubierta: las llamadas “cubiertas flotantes” y las cubiertas inflables.

- **Cubierta flotante**

En este caso, la cubierta se mantiene mayormente apoyada sobre el líquido, admitiéndose apenas una ligera acumulación de gas en su interior. Para ello, existe un sistema de evacuación automático en base a sensores que miden la presión de gas bajo la cubierta, y que en función de la presión detectada comandan la apertura o cierre de una válvula actuada, y el encendido del soplador (centrífugo o de otro tipo) que extrae el biogás hacia su punto de uso.

Estas cubiertas cuentan con un sistema de flotadores internos (por debajo de la cubierta), y también de contrapesos (por encima de la cubierta), que se utilizan además para generar canalizaciones de conducción de las aguas pluviales hacia un punto de extracción por bombeo. Debe contar con sistemas de alivio por sobrepresión de gas (válvula de alivio).



Figura 6 – Ejemplo de cubierta flotante (Fuente: www.rcmdigesters.com)

○ **Cubierta inflada**

En este caso, la cubierta se infla por efecto de la acumulación de biogás en su interior, lo cual le permite funcionar como reservorio de acumulación de gas, para alimentar el punto de uso en el momento adecuado. La presión interna se mantiene baja, generalmente no más de 5 mBar. Al igual que en el caso anterior, debe contar con un sistema de alivio de sobrepresión.

Este tipo de cubiertas permite mayor flexibilidad en cuanto al momento de uso del biogás, en comparación con el caso anterior, dada su capacidad de acumulación.



Figura 7 – Ejemplo de cubierta inflada (Fotografía gentileza Lanas Trinidad S.A.)

Es recomendable que las cubiertas, del tipo que sean, cuenten con bocas o puertos de inspección y/o muestreo del interior del reactor, por ejemplo que permitan verificar la altura de lodos o su muestreo para caracterización periódica.

● **Quema del biogás en antorcha de seguridad**

A los efectos de hacer efectiva la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, el metano, componente principal del biogás captado en los sistemas anaerobios, debe ser transformado en dióxido de carbono.

Por otra parte, si se realizara una emisión localizada de biogás a la atmósfera desde un punto de salida de un reactor anaerobio (del tipo que fuera), ocasionaría una zona con peligro de incendio o explosión (Zona 0 de explosividad).

Por estos motivos, las buenas prácticas de seguridad indican que todo sistema de captación de metano debe incluir una antorcha de seguridad. Aún en los casos en que el biogás se utilice con fines energéticos (por ejemplo en un generador de vapor o en una unidad de cogeneración), es imprescindible contar con antorcha de seguridad, como respaldo para las situaciones en que no se puede usar el equipo titular de quema.

Existen diversos tipos de antorchas o “flares” para biogás, pudiendo contar con diferentes grados de confinamiento de la llama, desde antorchas “abiertas” (con llama a la vista) hasta antorchas “cerradas” con llama totalmente confinada.

En todos los casos deben contar con sistemas de seguridad (piloto de encendido, arrestallama, sensor de llama, válvula de cierre). Pueden ser de accionamiento manual o automático, mediante PLC y asociadas por ejemplo al sistema de medición de presión de la cubierta de biogás.



Figura 8 – Ejemplos de antorchas para biogás. Izquierda: antorcha abierta; derecha: antorcha cerrada
(Fuente: <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos>)

- **Elementos opcionales del sistema**

- **Opción: Canalizaciones internas**

En algunos casos, puede ser conveniente la opción de instalar canalizaciones internas de flujo, del tipo “mamparas flotantes”, especialmente cuando se quieren favorecer condiciones de “flujo pistón”. Las mismas se construyen en PEAD, con eslingas de soporte, flotadores y contrapesos de fondo para mantenerlas en posición.



Figura 9 – Mamparas flotantes instaladas (Fotografía del autor, con autorización de Lanas Trinidad S.A.)

○ **Opción: Intercambiadores de calor**

Con la finalidad de mantener el contenido del reactor a la temperatura más adecuada para maximizar el proceso biológico de digestión anaerobia, se pueden incluir intercambiadores de calor en el diseño del sistema. Los mismos pueden ser externos o internos al reactor. El primero tiene la ventaja de fácil acceso para limpieza o mantenimiento (sin tener que vaciar el reactor); los segundos, al estar colocados internamente, lograr una mejor uniformidad de temperatura en todo el volumen del reactor, especialmente en el caso de los RALC de gran tamaño.



**Figura 10 – Intercambiadores de calor externos
(Fuente: Fotografía del autor, con autorización de Lanas Trinidad S.A.)**

- **Opción: caudalímetro de biogás**

Si bien para la quema de biogás en antorcha no es imprescindible contar con un caudalímetro que mida el flujo de gas, se considera recomendable su inclusión en el sistema. Esto es útil por ejemplo para realizar balances de masa en el tratamiento anaerobio (conjuntamente con análisis del afluente y efluente de las unidades de tratamiento, y análisis de composición del biogás). También resulta útil a los efectos de cuantificar reducción de emisiones de GEI alcanzada.

Existen diversas tecnologías de medición del caudal de biogás: caudalímetros de vórtice, de paletas, magnéticos, por ultrasonido. Actualmente existen en el mercado internacional equipos que además del caudal de biogás miden también concentración de metano, temperatura y poder calorífico del biogás.



Figura 11 – Ejemplo de caudalímetro por ultrasonido para biogás (Fuente:

<https://www.aguasresiduales.info/revista/reportajes/innovaciones-en-la-medida-de-caudal-de-biogas>)

- **Opción: gasómetros de biogás**

Existen casos en que el biogás se utilizará como energético en sistemas que necesitan un suministro lo más uniforme posible en cuanto a calidad y constancia de flujo. Tal es el caso por ejemplo de los sistemas de cogeneración para producción de electricidad y agua caliente, o “Combined Heat and Power – CHP” por su denominación en inglés. Eso se logra en forma natural en el caso de los RALC u otros reactores con cubierta inflable, que oficia de reservorio o gasómetro de biogás. En el caso de los RALC de cubierta flotante, se suele introducir en la línea de biogás un gasómetro independiente. Pueden ser diferentes tipos:



Figura 11 – Gasómetro de bolsa (membrana flexible monocapa)
(Fuente: <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos>)



Figura 12 – Gasómetros autónomos de doble membrana
(Fuente: <https://ceno.sattler.com/es/gasspeicherung>)

4.2 Aprovechamiento térmico del biogás

En este caso se utiliza el biogás para quema en calderas de agua caliente o en generadores de vapor. Puede ser usado en el caso de equipos a fuel oil o a gas natural, empleando quemadores duales para ambos combustibles. En el caso de equipos a leña, se puede utilizar mediante una lanza de inyección del biogás en una zona apropiada del hogar.

En general los requerimientos de purificación del biogás (desulfurización) suelen ser menores que para el uso en Motogeneradores. En cualquier caso, siempre debe consultarse con el proveedor de la caldera el nivel máximo aceptable de H_2S en el biogás, para evitar problemas de corrosión y asegurar la vida útil de los equipos.



Figura 13 – Ejemplo de caldera a biogás y gas natural
(Fuente: <https://spanish.alibaba.com/g/biogas-boiler.html>)

4.3 Uso del biogás para cogeneración

En estos casos se utiliza el biogás como combustible en motores de combustión interna acoplados a generadores eléctricos. Cuentan con intercambiadores de calor para recuperación de energía térmica proveniente del circuito de enfriamiento del motor, y del enfriamiento de los gases de escape (cogeneración).

Existen requerimientos estrictos en cuanto a la calidad del biogás a alimentar (contenido de humedad, de H_2S , de material particulado).

La línea de alimentación de biogás a un motogenerador debe contar con:

- Enfriamiento / condensación / purga
- Sistema de desulfurización, usando alguna de las siguientes tecnologías:
 - “Filtros” de carbón activado. Se trata de oxidación catalítica del sulfuro y adsorción sobre carbón activado.
 - “Filtros” de óxido de hierro (virutas de hierro oxidadas, pellets de óxido de hierro). Retienen el sulfuro por precipitación como FeS .
 - Plantas desulfuradoras tipo scrubber con $NaOH$, para retener H_2S por reacción química y transformación a $NaHS$.
- Filtro de partículas, válvula reguladora de presión, arrestallama
- Analizador de biogás on line (análisis de CH_4 , CO_2 , H_2S y O_2)
- Caudalímetro de biogás



Figura 14 – Ejemplo de enfriador – condensador de biogás
(Fuente: <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos>)



Figura 14 – Ejemplo de filtro de carbón activado para biogás
(Fotografía gentileza Lanás Trinidad S.A.)



Figura 15 – Ejemplo de analizador de biogás
(Fuente: <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipo>)



Figura 16 – Ejemplo planta de cogeneración con biogás
(Fotografía gentileza de Lanás Trinidad S.A.)

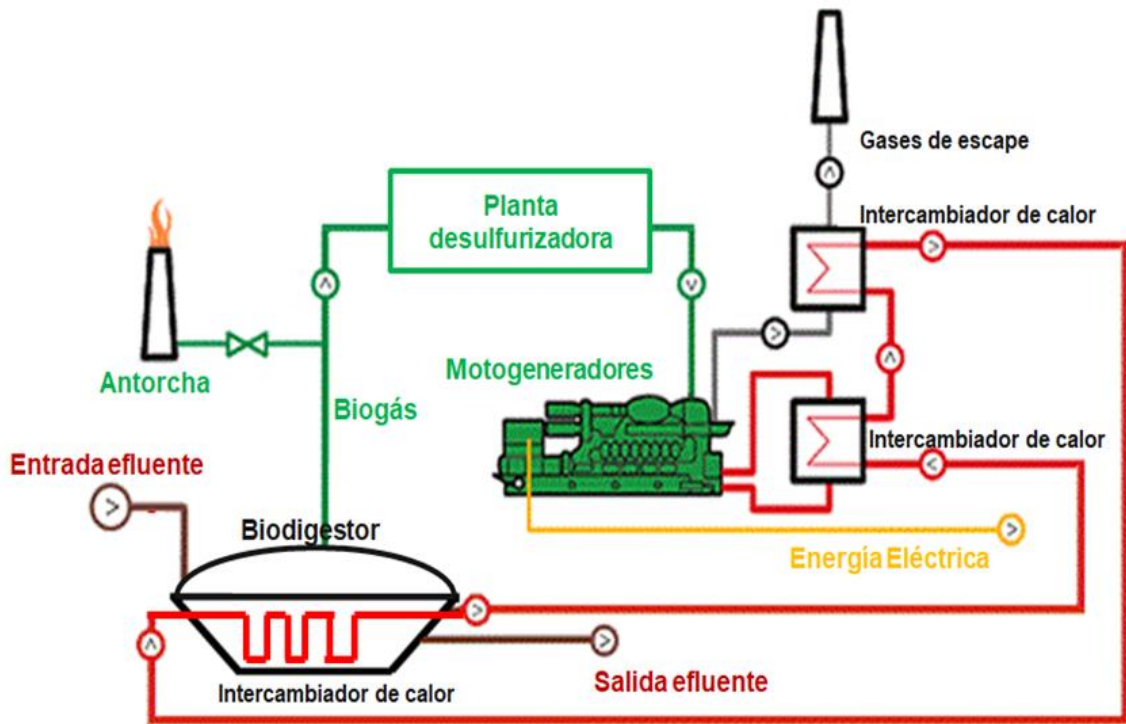


Figura 17 – Diagrama de flujo genérico de una planta de cogeneración con biogás
(Imagen gentileza de Lanas Trinidad S.A.)



Figura 18 – Ejemplo de unidad de cogeneración (“CHP”) con biogás
(Fotografía gentileza de Lanas Trinidad S.A.)

5 SUPRODUCTO 2.3

El alcance de este Subproducto es establecer las *“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.”*

5.1 Inversiones necesarias

Para los casos seleccionados que se mencionaron en el Numeral 3.3, se realizó un estudio de las inversiones requeridas, a nivel de estudio preliminar o proyecto conceptual cuantificado.

Los rubros de inversiones que se tuvieron en cuenta para la transformación de lagunas anaerobias en sistemas RALC fueron los siguientes:

1. Obra civil de rectificación laguna (limpieza, rectificación taludes, compactación, etc).
2. Materiales de cobertura de fondo y superior (geomembrana, geodren, geotextil, insertos para cañerías y bocas de inspección).
3. Contrapesos de cubierta, cañerías de purga y recirculación, cañería de gas.
4. Montaje de coberturas de fondo y superior, y demás accesorios (mano de obra)
5. Bomba de evacuación de pluviales y bomba de purga y recirculación.
6. Cañería de biogás hasta la antorcha.
7. Soplador de biogás y antorcha.
8. Instalación eléctrica.
9. Montajes electromecánicos
10. Proyecto ejecutivo y dirección de obra (se asumió que cada uno es el 3.5% del monto de inversiones en equipos, materiales, infraestructuras y montajes)
11. Imprevistos (teniendo en cuenta que se trata de estimaciones preliminares, se tomó una cobertura de 25% de imprevistos).

Al total de inversiones de 1 a 11 le llamaremos **“Inversión RALC completo”**. Se entiende que sería la inversión requerida para dar cumplimiento al objetivo buscado (meta de reducción de 30% de emisiones de metano de tratamientos industriales), ya que permite la captura y combustión del metano a dióxido de carbono.

Adicionalmente se calculan las inversiones asociadas a dos escenarios:

- i) uso térmico del biogás (aprovechamiento energético en caldera)
- ii) cogeneración en motogenerador (“CHP”).

Las mismas son:

OPCIÓN USO TÉRMICO

12. Gasoducto hasta caldera, incluyendo obra civil necesaria
13. Adaptación de caldera (se supuso instalación de quemador dual fueloil / biogás o gas natural/ biogás.
14. Montajes electromecánicos

15. Proyecto ejecutivo y dirección de obra (se asumió que cada uno es el 3.5% del monto de inversiones en equipos, materiales, infraestructuras y montajes)
16. Imprevistos (cobertura de 25%).

A la “Inversión RALC completo” más los rubros 12 a 15 le llamaremos **“Inversión total uso térmico”**.

OPCIÓN COGENERACIÓN

17. Gasoducto hasta motogenerador (se asumió equivalente al calculado en el rubro 12)
18. Gasómetro
19. Enfriador de gas
20. Filtro de carbón activado
21. Analizador de biogás
22. Motogenerador y accesorios (CHP)
23. Instalación eléctrica (materiales, mano de obra, trámites de habilitación)
24. Instalación de recuperación y uso del calor co-generado
25. Montajes electromecánicos
26. Proyecto ejecutivo y dirección de obra (se asumió que cada uno es el 3.5% del monto de inversiones en equipos, materiales, infraestructuras y montajes)
27. Imprevistos (cobertura de 25%).

A la “Inversión RALC completo” más los rubros 17 a 26 le llamaremos **“Inversión total uso cogeneración”**.

Los valores de las inversiones en cada caso, surgen de:

- a) Una estimación preliminar de las dimensiones del sistema (volumen de laguna a rectificar, área a cubrir con membranas, distancias para estimar largo de cañerías).
- b) Costo promedio de equipos específicos para biogás disponibles en el mercado internacional.
- c) Costo de materiales y mano de obra para proyectos similares realizados en Uruguay en los que intervino el consultor.

A continuación se resumen los resultados para los casos propuestos.

Tabla 4 – Inversiones para captación y uso del metano

Establecimiento	INVERSIÓN RALC completo (completo) (USD)	INVERSIÓN total uso térmico (USD)	INVERSIÓN total uso cogeneración (USD)
Cárnica 1	534.600	707.000	1.048.000
Cárnica 2	75.800	201.000	948.000
Cárnica 3			
Cárnica 4	470.600	626.000	981.000
Cárnica 5	477.600	592.000	827.000
Cárnica 6	203.200	298.000	807.000
Cárnica 7	402.800	472.000	781.000
Cárnica 8	415.000	640.000	805.000
Cárnica 9	341.000	566.000	731.000
Láctea 1	126.000	458.000	1.288.000
Láctea 2	118.510	401.000	1.243.000
Alimenticia 1	626.800	763.000	1.246.000
Avícola 1	276.900	340.000	822.000
Textil 1	128.000	441.000	753.000
TOTALES	4.196.810	6.505.000	12.280.000

Comentarios:

- La “Cárnica 3” es la empresa que ya cuenta con sistema de captación y uso (instalado posteriormente al año 2018). Por ello no se cuantifican inversiones.
- La “Cárnica 2” es una industria que ya cuenta con biodigestores de contacto, con cobertura superior, pero sin captación ni uso de biogás. Por ese motivo la inversión para la modificación del sistema es comparativamente menor que en los otros casos.
- La estimación del monto de inversión requerido para dar cumplimiento (holgadamente) a la meta del 30% de reducción de emisiones de metano originado en tratamiento de efluentes industriales es del orden de 4,2 millones de dólares americanos.
- La inversión para hacer uso térmico del metano captado es de 6,5 millones de dólares (incluye los 4,2 millones mencionados antes).
- La inversión para hacer cogeneración eléctrica – térmica es de 12,3 millones de dólares (incluye los 4,2 millones mencionados antes).
- Es probable que existan escenarios mixtos, en los cuales algunas empresas opten por la opción térmica y otra por la cogeneración. No obstante, suele ser más favorable económicamente la opción térmica.

5.2 Costos operativos, ahorros por aprovechamiento energético del metano captado, período de repago de las inversiones

Resulta claro que la inversión en instalación de sistemas de captación de metano y quema en antorcha no presenta retornos económicos. En cambio, las opciones de uso energético del biogás pueden presentar ahorros por sustitución de combustibles usados por las empresas. Además, en el caso de sustituir combustibles fósiles, es una reducción adicional de emisiones de GEI, lo cual es un motivo ambiental adicional para promover esta opción.

A los efectos de cuantificar esos ahorros, se calcularon en cada caso los equivalentes de leña, fueloil o gas, energía eléctrica que pueden ser sustituidos por la energía recuperada del biogás. El cálculo se hizo en base al poder calorífico inferior (PCI) de cada uno de los energéticos, y se cuantificó en base a los precios vigentes de los distintos combustibles.

Como contrapartida de ese ahorro, las empresas incurren en costos incrementales al operar los sistemas de captación y uso del metano (mano de obra, energía eléctrica, mantenimiento, consumibles). Se calcularon esos costos incrementales en base a los siguientes supuestos:

- Mano obra: valor de hora hombre en base a tablas vigentes de los Consejos de Salarios para cada rama industrial, en la categoría de “oficial calificado” o equivalente.
- Mantenimiento: 1,5% anual del valor de las inversiones en equipos electromecánicos.
- Consumibles: el principal consumible es el carbón activado para la desulfurización. Se estima en base a la experiencia del consultor para la operación de plantas similares.
- Energía eléctrica: consumos adicionales por bombas y soplador de biogás.

Se calculó el período de repago de las inversiones, dividiendo el monto de la inversión (para cada escenario) entre la diferencia del ahorro generado menos los costos incrementales.

Los resultados de todos los cálculos mencionados se muestran en la las Tablas 5 y 6.

Tabla 5 – Estudio de ahorros, costos operativos y períodos de repago de inversión para los casos de uso térmico del biogás, considerando los subcasos de sustitución de leña o de fuel oil por biogás como fuente térmica

Establecimiento	Escenario: uso térmico de biogás para sustitución de leña				Escenario: uso termico de biogás para sustitución de fuel oil			
	Leña sustituida (ton/año)	Ahorro por sustitución de leña (USD/año)	Costo operativo (USD/año)	Período de repago (leña) (años)	Fuel oil sustituido (m3/año)	Ahorro por sustitución de fuel oil (USD/año)	Costo operativo (USD/año)	Período de repago (fuel oil) (años)
Cárnica 1	1.233	83.857	8.851	9,4	350	186.898	8.851	4,0
Cárnica 2	798	54.237	5.056	4,1				
Cárnica 4	555	37.734	7.163	20,5	161.103	104.075	7.163	6,5
Cárnica 5	369	25.101	6.653	32,1				
Cárnica 6	362	24.636	4.963	15,1				
Cárnica 7	325	22.082	5.812	29,0				
Cárnica 8	264	17.945	7.565	61,7	75	39.996	7.565	19,7
Cárnica 9	238	16.173	7.095	62,4	68	36.046	7.095	19,6
Lactea 1	399	27.111	6.767	22,5	113	60.424	6.767	8,5
Lactea 2	363	24.697	6.237	21,7	103	55.044	6.237	8,2
Alimenticia 1	434	29.527	6.433	33,0	153.378	99.084	6.433	8,2
Avícola 1	213	14.457	3.276	30,4				

Nota 1: las celdas en gris corresponden a casos en que no se utiliza fuel oil en ese emprendimiento, por lo cual no se realiza el cálculo de ese subescenario.

Nota 2: los establecimientos “Cárnica 4” y “Alimenticia 1” utilizan gas (y no fueloil). Por ese motivo las celdas se encuentran resaltadas, y los valores corresponden a m³ de gas sustituido.

Tabla 6 – Estudio de ahorros, costos operativos y períodos de repago de inversión para los casos de cogeneración con biogás, considerando los subcasos de sustitución de leña o de fuel oil por biogás como fuente térmica

Establecimiento	Escenario: cogeneración para sustitución de leña y energía eléctrica						Escenario: cogeneración para sustitución de fuel oil y energía eléctrica					
	Leña sustituida (ton/año)	Ahorro por sustitución de leña (USD/año)	Ahorro por sustitución de e.eléctrica (USD/año)	Total ahorro (USD/año)	Costo operativo (USD/año)	Período de repago (leña y e.e.) (años)	Fuel oil sustituido (m3/año)	Ahorro por sustitución de fuel oil (USD/año)	Ahorro por sustitución de e.eléctrica (USD/año)	Total ahorro (USD/año)	Costo operativo (USD/año)	Período de repago (fuel oil y e.e.) (años)
Cárnica 1	545	37.080	151.574	188.653	21.859	6,3	155	82.642	151.574	234.216	21.859	4,9
Cárnica 2	353	23.982	98.035	122.017	17.551	9,1						
Cárnica 4	245	16.685	68.205	84.891	19.683	15,0	71.236	46.020	68.205	114.225	19.683	10,4
Cárnica 5	163	11.099	43.177	54.276	18.049	22,8						
Cárnica 6	160	10.893	42.378	53.271	16.359	21,9						
Cárnica 7	144	9.764	37.985	47.749	17.208	25,6						
Cárnica 8	117	7.935	28.887	36.822	14.075	35,4	33	17.685	28.887	46.572	14.075	24,8
Cárnica 9	105	7.151	26.035	33.186	13.605	37,3	30	15.939	26.035	41.973	13.605	25,8
Lactea 1	157	10.649	50.001	60.650	20.035	31,7	45	23.734	50.001	73.736	20.035	24,0
Lactea 2	181	12.292	45.549	57.842	19.506	32,4	51	27.397	45.549	72.946	19.506	23,3
Alimenticia 1	290	19.699	61.795	81.495	13.611	18,4	84.105	54.333	61.795	116.128	13.611	12,2
Avícola 1	142	9.645	29.044	38.689	10.340	29,0	-	-				

Comentarios a la Tabla 5 – Uso térmico del biogás

Si se considera como razonable un período de repago de la inversión menor a diez años, se observa que solamente resulta rentable la sustitución de leña por biogás en los dos casos de mayor volumen de generación de metano (Cárnica 1 y Cárnica 2).

En tanto que para el sub-escenario de sustitución de fueloil o gas natural por biogás, existen más casos con periodos favorables de retorno de la inversión, debido a los mayores costos de la caloría generada con esos energéticos en comparación con el caso de usar leña (Cárnica 1, Cárnica 4, Láctea 1, Láctea 2, Alimenticia 1).

Comentarios a la Tabla 6 – Cogeneración con biogás

En el sub-escenario de sustitución parcial de leña y energía eléctrica usando biogás para cogenerar, la inversión resulta rentable en los dos casos de mayor volumen de producción de metano (Cárnica 1 y Cárnica 2).

En tanto que para el sub-escenario de sustitución de fueloil o gas natural y energía eléctrica mediante cogeneración con biogás, solamente el caso de Cárnica 1 tiene período de repago menor a 10 años. Los casos en que se usa gas natural presentan períodos de repago cercanos a los diez años.

En resumen, puede concluirse que, si se consideran las inversiones necesarias para el aprovechamiento energético del biogás captado del tratamiento de efluentes desde un punto de vista económico (con independencia de los beneficios ambientales), las mismas solamente resultan rentables para el caso de los mayores emisores y/o para casos de sustitución de energéticos diferentes de la leña, como ser fueloil o gas natural.

En otros términos, se concluye que en la mayoría de los casos no existe un incentivo económico “per se” que pudiera motivar a las empresa a la captación y aprovechamiento energético del metano. Por lo tanto, se concluye que a los efectos de lograr el objetivo buscado, deberían implementarse mecanismos regulatorios y/o incentivos económico - financieros que llevaran a las empresas a realizar las inversiones requeridas.

6 SUPRODUCTO 2.4

El alcance de este Subproducto es elaborar una “Propuesta para la incorporación de información de mecanismos de captura de metano de las plantas industriales con sistemas de tratamiento anaerobio, en los instrumentos actuales de autorización y control de DINAMA, que faciliten el registro de los datos y resultados de la captura de metano que se van incorporando.”

Tal como ya se expresó en el Subproducto 2.1 de esta Consultoría, actualmente la estimación de emisiones y captura de metano en las PTEs industriales es realizado por el DCAA de DINACEA (ex – DINAMA) mediante una planilla de cálculo Excel®. Los resultados de esas estimaciones posteriormente se suministran a la División de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente para la elaboración del correspondiente Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), en lo relativo a las emisiones de la *Categoría 4 – Desechos, Subcategoría 4.D – Tratamiento y eliminación de aguas residuales*. En dicha planilla se calcula la generación anual de metano para cada industria (expresada como kg de DQO equivalentes) a partir de informaciones disponibles en los Informes Ambientales de Operación (IAO) y en la Solicitud de Autorización Ambiental de Operación (SADI) de cada emprendimiento. Esa información en muchos casos adolece de falta de exactitud, o puede estar desactualizada y no reflejar las condiciones reales de operación de las PTEs. A continuación se comentan los distintos datos utilizados para los cálculos, su fuente, comentarios sobre las aproximaciones que se realizan en ciertos casos y sugerencias de mejoras. Posteriormente se detalla una propuesta concreta para la incorporación de información sobre emisiones y captura de metano en el trámite de IAO. Más adelante en este informe (Subproducto 2.5) se formula una propuesta de incorporación de información a incluir en el trámite de SADI para las PTEs que incluyan etapas de tratamiento anaerobio de efluentes.

DATO	FUENTE	COMENTARIO	SUGERENCIA
Volumen de efluente anual	IAO (anual / semestral)	El dato aportado por los IAO corresponde al efluente vertido. Eso no siempre se corresponde con el volumen de efluente tratado anaeróticamente (p.ej. sistemas con remoción de nutrientes que “by-pasean” parte del efluente al sistema anaerobio, o PTEs con vertido mixto (parte vertido a curso y parte aplicado a terreno).	Solicitar información de efluente que efectivamente ingresó al sistema anaerobio de tratamiento. En caso de contar con más de una unidad de tratamiento anaerobio, deberá solicitarse el caudal a cada unidad.
Concentración de DQO del efluente bruto	IAO o valor promedio por	El uso de la concentración de DQO del efluente bruto puede llevar a sobreestimar la	Solicitar dato de DQO de entrada al tratamiento anaerobio.

	categoría industrial en los casos en que no lo reportan	generación de metano en los casos en que existe pretratamiento del efluente (por ejemplo, sedimentadores primarios sistemas DAF, graseras, etc.), ya que no se toma en cuenta la posible remoción física o fisicoquímica de materia orgánica previa al tratamiento anaerobio.	
Eficiencia de remoción de DQO en el tratamiento anaerobio	Proyecto de Ingeniería – SADI	El dato de eficiencia proyectado puede no coincidir con el valor real en las condiciones de operación. En algunos casos solo se dispone de eficiencias expresadas en DBO ₅ , lo que lleva realizar suposiciones adicionales (equivalencia numérica entre kilogramos removidos de DBO ₅ y DQO, lo cual no siempre es estrictamente válido).	Solicitar dato de DQO de salida del tratamiento anaerobio.
Ajuste de eficiencia de remoción de DQO por crecimiento de biomasa	Suposición de factor de crecimiento celular Y_H constante para todos los casos	Esta suposición deja de ser necesaria si se cuenta con el dato real de remoción de DQO en condiciones de operación.	Idem anteriores (usar DQO de entrada y salida)

6.1 Propuesta de incorporación de información en los IAO

Se propone incorporar en el formulario en línea de IAO una nueva hoja (posible nombre sugerido: “Emisiones de metano” o similar). Esa hoja estará relacionada con la información del emprendimiento presentada en el trámite de SADI. Es decir, la hoja se desplegará en los casos en que en la SADI se declaró que existe tratamiento anaerobio, y levantará la información del tipo de sistema de tratamiento anaerobio existente. En particular, existirá un formato para los casos en que sólo existen lagunas anaerobias sin captación de metano y otro diferente cuando existen reactores anaerobios. A su vez, la frecuencia de los datos tomará en cuenta el corte existente entre emprendimientos en función del caudal de efluente (mayor o menor a 500 m³/día). A continuación se detallan las propuestas para cada uno de los casos.

6.1.1 Caso: PTE con digestión anaerobia y sin captura de metano (lagunas anaerobias)

Información a solicitar:

- Volumen de efluente que ingresa al Tratamiento anaerobio. Especificar fuente del dato (estimación o medición).
- Resultados de análisis de DQO a la entrada y a la salida del tratamiento anaerobio.

Frecuencia de la información:

- Bimestral / anual según corte por caudal de efluente

Cálculos a realizar por el programa (cuyos resultados se muestran en el formulario):

- Eficiencia de remoción de DQO. (Bimestral o anual)

$$\eta = \frac{(DQO_e - DQO_s)}{DQO_e}$$

- Metano generado.
Usa la DQO removida y aplica relación estequiométrica. (Atención: pueden existir apartamientos por remoción física, por ejemplo por adsorción de grasas. Son casos particulares, como las laneras, en las que se debe ajustar el coeficiente).

$$\text{Volumen de metano generado} = (DQO_e - DQO_s) * V_{ef} * 0,35 * MCF * \left(\frac{1}{1000}\right)$$

Donde:

Volumen de metano generado: Nm³/bimestral o anual

DQO_e, DQO_s: mgDQO/L, para el período de cálculo

V_{ef}: m³/bimestral o anual ingresado a tratamiento anaerobio

0,35 : Nm³ de metano/kg de DQO removida. Factor estequiométrico de conversión de DQO removida a metano generado. Para el caso de las laneras el valor a usar es 0.21.

MCF: Factor de corrección para el metano, que toma en cuenta el tipo de sistema de tratamiento anaerobio. Según IPCC Capítulo 6, cuadro 6.8, se sugiere un valor por defecto de 0,8.

1/1000 Factor de conversión de kilogramos a gramos

Propuesta de posible formato:

Bimestre	Volumen de efluente al tratamiento anaerobio (m ³ /bimestre)	DQO entrada al tratamiento anaerobio (mgO ₂ /L)	DQO salida del tratamiento anaerobio (mgO ₂ /L)	Eficiencia de remoción de DQO (%)	Generación de metano (Nm ³ /bimestre)
Bimestre 1				(la calcula el programa)	(la calcula el programa)
Bimestre 2				"	"
Bimestre 3				"	"
Bimestre 4				"	"
Bimestre 5				"	"
Bimestre 6				"	"

Fuente de información del volumen a tratamiento anaerobio: Medición
 Estimación.

6.1.2 Caso: PTE con digestión anaerobia y con captura de metano

Información a solicitar:

- Volumen de efluente que ingresa a cada unidad de tratamiento anaerobio. Especificar fuente del dato (estimación o medición).
- Resultados de análisis de DQO a la entrada y a la salida a cada unidad de tratamiento anaerobio.
- Volumen de biogás (Nm³) quemado, indicando si fue en antorcha, motogenerador, caldera, u otros equipos
- Volumen de biogás (Nm³) liberado a la atmósfera.
- Resultados de análisis de porcentaje volumétrico de metano en el biogás

Frecuencia de la información:

- Para el porcentaje de metano en el biogás: semestral
- Para los demás datos: Bimestral / anual según corte por caudal de efluente

Cálculos a realizar por el programa (cuyos resultados se muestran en el formulario):

- Eficiencia de remoción de DQO. (Bimestral o anual)

$$\eta = \frac{(DQO_e - DQO_s)}{DQO_e}$$

- Metano generado (calculado)
Usa la DQO removida y aplica relación estequiométrica. (Atención: pueden existir apartamientos por remoción física, por ejemplo por adsorción de grasas. Son casos particulares, como las laneras, en las que se debe ajustar el coeficiente).

$$\text{Volumen de metano generado (calculado)} = (DQO_e - DQO_s) * V_{ef} * 0,35 * MCF * \left(\frac{1}{1000}\right)$$

- Metano generado (medido)
Usa los datos de volumen de biogás generado y porcentaje de metano

$$\text{Volumen de metano generado (medido)} = V_{biogás} * P_{CH4}$$

Donde:

Volumen de metano generado: Nm³/bimestral o anual

DQO_e, DQO_s: mgDQO/L, para el período de cálculo

V_{biogás}: Nm³ de biogás/bimestral o anual

P_{CH4}: Porcentaje volumétrico de metano en el biogás

Propuesta de posible formato:

Bimestre	Volumen de efluente a unidad de tratamiento anaerobio (m ³ /bimestre)	DQO entrada a unidad de tratamiento anaerobio (mgO ₂ /L)	DQO salida de unidad de tratamiento anaerobio (mgO ₂ /L)	Eficiencia de remoción de DQO en unidad de tratamiento anaerobio (%)
Bimestre 1				(la calcula el programa)
Bimestre 2				"
Bimestre 3				"
Bimestre 4				"
Bimestre 5				"
Bimestre 6				"

Nota: debería desplegar un cuadro como el anterior por cada unidad de tratamiento anaerobio (conectado con trámite de SADI), que tome la información de qué tipo de unidad se trata (RALC, biodigestor agitado, reactor UASB, reactor IC, otro sistema).

Bimestre	Volumen de biogás generado (Nm ³ /bimestre)	Contenido de metano en el biogás (%)	Generación de metano (medición) (Nm ³ /bimestre)	Generación de metano (cálculo) (Nm ³ /bimestre)	Volumen de biogás quemado en antorcha (Nm ³ /bimestre)	Volumen de biogás quemado en otras unidades (Nm ³ /bimestre)	Volumen de biogás liberado a la atmósfera (Nm ³ /bimestre)
Bimestre 1				(la calcula el programa)			
Bimestre 2				"			
Bimestre 3				"			
Bimestre 4				"			
Bimestre 5				"			
Bimestre 6				"			

¿El reactor anaerobio cuenta actualmente con sistema de calentamiento? Si Interno
Si Externo
No

Destino del biogás captado: Quema en antorcha
Aprovechamiento térmico (caldera)
Cogeneración (energía eléctrica y agua caliente)
Otro (especifique) _____

Método de medición de volumen de biogás: Caudalímetro
Otro (especifique) _____

Método de análisis de biogás: Analizador en línea
Análisis de muestras puntuales

6.1.3 Caso: sistemas mixtos

Se refiere al caso de PTEs en las que coexisten unidades anaerobias con captura de metano y otras con emisión a la atmósfera.

Se quiere aplicar los formatos anteriores en lo que corresponda a cada caso.

7 SUPRODUCTO 2.5

El alcance de este Subproducto es elaborar un “informe que contenga propuestas priorizadas de tecnologías de captura de metano a utilizarse en nuevos emprendimientos/proyectos (o nuevas plantas de tratamiento de efluentes en emprendimientos existentes), desagregado por ramo de actividad, tipo de tratamiento y capacidad de generación de metano. Incluir la información qué se debería presentar y una propuesta de criterios de evaluación para esta componente de los proyectos”

7.1 Propuestas de tecnologías

En relación a las tecnologías de captura de metano, cabe considerar dos componentes técnicos:

- El tipo de reactor anaerobio donde se produce el metano
- El uso o destino del biogás captado

7.1.1 Tipos de reactores anaerobios

Tradicionalmente las tecnologías de digestión anaerobia se clasifican según los valores de carga volumétrica aplicada (B_v) con que se diseñan los reactores. Esto permite clasificarlos en tres categorías, correspondientes a distintos grados de complejidad tecnológica, que a su vez se asocian con diferentes rangos de B_v

Tabla 6 – Categorías de reactores anaerobios.

Categorías de reactores	Rango de B_v (kgDQO aplicados/m ³ .d)	Tipos de reactores
Baja carga	<2	Contacto Tanque agitado RALC ADI-BVF DVO
Media carga	Entre 2 y 15	UASB UASB modificado
Alta carga	>15	EGSB Circulación interna

Mayores valores de B_v implican reactores más compactos; en particular los reactores de circulación interna Biopaq® IC son reactores muy esbeltos, con poco requerimiento de espacio. En general, la posibilidad de trabajar a mayores cargas volumétricas se asocia a un mejor contacto del lodo anaerobio con el efluente a tratar, lo cual redundaría en mayores eficiencias por unidad de volumen de reactor. No obstante, la opción de reactores de baja carga puede verse justificada por razones diversas: en general son de menor costo de inversión; son más simples de operar; intrínsecamente más estables al operar a mayores tiempos de residencia hidráulica; pueden estar indicados por necesidades hidrodinámicas (baja agitación, como en el caso del efluente de lavadero de lanas). Como contrapartida, al no estar provistos de separadores sólido – líquido internos, el tiempo de residencia del lodo es próximo al tiempo de residencia hidráulico, lo cual

lleva a considerar la necesidad de instalar separadores externos, en algunos casos con retorno del lodo al reactor.

Los reactores de media y alta carga suelen requerir de sistemas de control más robustos (por ejemplo, control de pH), y una supervisión analítica mayor por parte de los operadores (análisis más frecuentes de DQO, SST, perfil de lodos, etc.).

En el punto 4.1 de este informe se describió la tecnología de los Reactores Anaerobios del tipo Laguna Cubierta, y en el Informe correspondiente a al Subproducto 1.1 de esta Consultoría se incluyó una descripción de otros tipos de reactores anaerobios.

La priorización de la tecnología de digestión anaerobia a aplicar en el caso de nuevos proyectos (ya sea que se trate de emprendimientos nuevos o de modificación de PTEs existentes), está condicionada por diversos factores: tamaño del emprendimiento, tipo de efluente a tratar, disponibilidad de espacio, requerimiento de capacidad técnica necesaria para operar exitosamente cada tecnología, condiciones del entorno, etc. El Ingeniero proyectista deberá tener en cuenta esos factores al momento de realizar la elección del sistema a proponer. Más allá de esas consideraciones generales, tal como ya fue consignado en este informe, este Consultor entiende que las características de Uruguay, con muchas plantas industriales ubicadas en el interior del país y en general con disponibilidad de terreno, habilitan a considerar la tecnología de los RALC como una opción válida y recomendable, especialmente para el caso de tener que modificar lagunas anaerobias preexistentes. Pero se remarca una vez más, que se debe respetar en cada caso la presencia de todos los elementos técnicos propios de los RALC, que se detallaron en el citado punto 4.1 de este informe.

La forma de capturar el metano generado en cada tipo de tecnología de digestión anaerobia es algo intrínseco al propio diseño de los reactores, y ya fue mencionada previamente en este informe o en el Subproducto 1.1. A modo de ejemplo, se mencionó el caso de los RALC, con su tubería interna de captación de gas, y su sistema de extracción automática (en el caso de los reactores de cubierta flotante) o de acumulación interna en el caso de los de cubierta inflable.

7.1.2 Uso o destino del biogás captado

Respecto a las prioridades de uso o destino del metano captado, se formulan los siguientes comentarios:

- Desde un punto de vista ambiental, y a los efectos de reducir las emisiones de GEI, es suficiente con la captura del metano y su quema en antorcha. Esta opción debe estar siempre presente en los proyectos de captura de metano, ya sea en modificación de PTEs existentes o en nuevos proyectos.
- También desde el punto de vista ambiental, es conveniente el aprovechamiento energético del metano originado en la digestión anaerobia de efluentes cuando se trata de sustituir, aunque sea parcialmente, el consumo de combustibles fósiles (fuel oil, gas natural, GLP), ya que en tal caso existe una reducción adicional de emisiones de GEI.
- Los resultados de la evaluación técnico – económica presentada en el Subproducto 2.3 de esta Consultoría indican que la quema de biogás en antorcha implica siempre un costo agregado para las empresas, y sin retorno económico. En lo que respecta al

aprovechamiento energético del metano, los resultados muestran que en la mayoría de los casos es más favorable económicamente el aprovechamiento térmico que la cogeneración eléctrica / térmica. En algunos casos, asociados a volúmenes importantes de generación de metano (del orden de los 1000 m³/d o superiores) esas inversiones puede incluso resultar rentables económicamente.

En resumen: deberá asegurarse que en todos los casos de captación de metano proveniente de unidades de tratamiento anaerobio a modificar o a instalar, se cuente con mecanismos para la captura y quema en antorcha. En el caso de los grandes emisores, se considera conveniente incentivar a las empresas a que realicen estudios detallados de aprovechamiento térmico o cogeneración, a los efectos de evaluar la viabilidad económico – financiera de esos posibles usos.

7.2 Información a presentar en los proyectos y criterios de evaluación.

Se considera a continuación la información a presentar en nuevos proyectos de digestión anaerobia con captación de metano en el marco de los trámites Autorizaciones Ambientales.

- Reactor anaerobio (información a presentar en AAP y SADI):
 - Información de diseño (gran parte de la cual ya se pide en la SADI): tipo de reactor anaerobio, carga de diseño (Bv), TRH, concentración de DQO de alimentación y eficiencia esperable en DQO, caudal de diseño, generación de lodos esperable y destino de los mismos.
 - Además, deberá solicitarse una estimación del caudal / volumen de biogás esperable, y del porcentaje de metano esperable.
 - Se deberá indicar si el reactor cuenta con sistema de calefacción, indicando tipo de intercambiador (interno, externo, de placas, de camisa y tubos, otros.) y fuente térmica a utilizar (el propio biogás u otra fuente diferente o de respaldo).
 - Se deberá indicar la temperatura esperable de operación del sistema, que justifique el valor de eficiencia proyectado.

- Captación de biogás en los reactores (información para AAP)
 - Descripción del sistema de captación de biogás (p.ej. tubería interna en RALC, o domo de biogás en UASB).
 - Capacidad de acumulación de biogás disponible (interna al reactor anaerobio o en gasómetro externo).
 - Presión de operación del sistema de acumulación de biogás
 - Presencia de mecanismos de seguridad del acumulador de biogás, como ser sensores de presión interna y válvulas de alivio por sobrepresión.
 - Descripción de la lógica de funcionamiento del sistema de captación y manejo del biogás (p.ej. acumulación y consumo manual; o captación y quema en continuo mediante lógica en función del reservorio de gas).
 - Características del gasoducto hasta el punto de uso (materiales, presencia de trampas de agua o purga, elementos de protección contra descargas atmosféricas).

- Quema de biogás en antorcha (información para AAP)
 - Descripción del tipo de antorcha (abierta, semiabierta, cerrada), incluyendo temperatura de operación y capacidad térmica de quema (o caudal y composición de biogás admisible).
 - Deberá contar con elementos operativos y de seguridad tales como: sensor de presión de alimentación, arrestallama, válvula de cierre rápido, detector de llama, piloto de encendido (puede ser autónomo o con el propio biogás).
 - Descripción del tipo de soplador o compresor de biogás: tipo de equipo (centrífugo, axial, otros). Datos de rango de caudal y presión de trabajo.
 - Existencia de elementos de protección contra descargas atmosféricas y aterramiento.

- Quema de biogás en caldera (información para AAP)
 - Descripción del tipo de caldera (acuotubular, humotubular), potencia térmica de la instalación, tipo de combustible(s) que admite (solo para biogás o uso dual).
 - Forma de alimentación del biogás a la caldera: quemador monogás o dual, lanza de quema en el caso de calderas a biomasa.
 - Porcentaje del metano en el consumo de combustible de la caldera (como porcentaje de la potencia térmica)
 - Requisitos de composición del biogás para ser usado en la caldera (humedad, porcentaje de metano, contenido de H₂S, otros).
 - Existencia de elementos de protección contra descargas atmosféricas y aterramiento.

- Quema de biogás en unidad de cogeneración (CHP) (información para AAP)
 - Descripción del tipo sistema: tipo de motor primario, potencia eléctrica de la instalación, potencia térmica aprovechable.
 - Requisitos de composición del biogás para ser usado en la caldera (humedad, porcentaje de metano, contenido de H₂S, otros).
 - Presencia de elementos de pretratamiento: enfriamiento / condensación de humedad / purga de condensado. Unidad de desulfurización (scrubber, filtro de carbón activado, otros).
 - Elementos de control de alimentación de biogás: caudalímetro, válvulas de seguridad, arrestallamas, filtro de partículas, manómetros.
 - Analizador de gas (en línea o manual)
 - Existencia de elementos de seguridad por eventuales fugas: detector de explosividad ambiental en el caso de sistemas confinados; alarmas; enclavamiento de detención ante contingencias.
 - Existencia de elementos de protección contra descargas atmosféricas y aterramiento.

7.3 Criterios de evaluación.

En relación a los criterios de evaluación de los sistemas de captación y uso de biogás, debe aplicarse como criterio general que los sistemas y equipamientos cuenten con los elementos operativos y de seguridad mencionados en los listados anteriores para quema en antorcha, en caldera o en CHP.

Los equipos de quema de biogás tienen una amplia gama de capacidades (por ejemplo, Motogeneradores desde 70 kW hasta 2 MW de potencia eléctrica, o antorchas para consumo de biogás desde 50 Nm³/h a más de 2000 Nm³/h). Según el tamaño de los equipos, suele incrementarse el grado de sofisticación de los controles y automatismos. Los listados anteriores incluyen los elementos que se recomienda que estén presentes en los equipos e instalaciones, y pueden ser usados como una lista de verificación al momento de evaluar los proyectos.

8 RESUMEN DE CONCLUSIONES Y RESULTADOS

- **Existen metodologías y capacidades técnicas disponibles a nivel nacional para modificar PTEs existentes y capturar metano.**

Entre los casos identificados en el Subproducto 1.1 de plantas que ya realizan captación de metano, se detectaron varios ejemplos de proyectos desarrollados e implementados por consultoras de ingeniería locales.

- **Se identificaron casos en que resulta técnicamente posible la implementación de captura y quema de metano en PTEs existentes.**

En el Subproducto 1.2 se elaboró un listado comentado de situaciones de industrias en las que se considera que la modificación de las PTEs existentes para capturar metano resultaría más viable, tanto por las características de las PTEs actuales como por las condiciones operativas de las industrias involucradas.

- **Se detectaron distintos tipos de barreras que dificultan la implementación de la tecnología.**

En el Subproducto 1.3 se presentaron los resultados de las barreras detectadas para la implementación de la tecnología de captura y uso de metano en Uruguay. Según las entrevistas realizadas, la principal barrera es de tipo económico, asociada a los altos niveles de inversión requeridos. Pero existen también otros tipos de barreras que han enlentecido el ingreso y difusión de tecnología (acceso a canales de distribución, curva de aprendizaje, falta de incentivos al uso de biogás, entre otras).

- **Se detectaron algunas oportunidades e impulsores para la implementación de la tecnología.**

En el Subproducto 1.4 se comentan los resultados de la detección de oportunidades e identificación de impulsores para la adopción de captura de metano por las industrias.

Existen algunos mecanismos de fomento de estas inversiones (a través de la COMAP). En forma incipiente, también existe interés por parte de la banca privada en financiar este tipo de proyectos ambientales.

En lo que refiere a los aspectos regulatorios, si bien no existe una normativa nacional que reglamente la captura de metano de las PTE industriales, existen iniciativas gubernamentales en la dirección del estudio y reducción de “huellas ambientales” (por ejemplo en la cadena de producción ganadera) que pueden actuar como impulsores de la reducción de emisiones de metano en el tratamiento de efluentes industriales.

- **Se identificaron establecimientos industriales en los que se propone la captura de metano y se estudiaron los aspectos económico – financieros de los proyectos.**

En el Subproducto 2.2 se realizó un análisis de detallado de generación de metano por ramo de actividad y volúmenes generados. Se identificaron los mayores emisores actuales y se propuso una tecnología de captación en base a la transformación de lagunas anaerobias en Reactores Anaerobios del tipo Laguna Cubierta (RALC) (Subproducto 2.2.).

Se evaluaron las necesidades económicas y financieras para llevar adelante esos proyectos (Subproducto 2.3). El estudio de escenarios de uso térmico del biogás en comparación con el uso

en cogeneración indica que el uso térmico es en general más favorable desde el punto de vista energético. El uso de biogás en sustitución de combustibles fósiles (fuel oil, gas natural, GLP) en general brinda un mayor retorno económico a los proyectos que en los casos de sustitución de leña por biogás. Existe una fuerte dependencia de la rentabilidad de los proyectos en relación al volumen de metano capturado (economía de escala).

Como conclusión general de estos subproductos, puede afirmarse que la inversión en captura y uso del metano resulta económicamente rentable para las industrias solo en casos muy específicos.

- **Se realizó una propuesta para mejorar la información disponible sobre emisión y captura de metano en las industrias**

En el Subproducto 2.4 se realizó un análisis de la información disponible y la metodología de cálculo aplicada actualmente para la evaluación de las cantidades anuales de metano emitido y captado en las PTEs industriales. Se realizaron propuestas tendientes a la mejora de la calidad de información disponible, a través de la incorporación de nuevos datos en los instrumentos de proyecto (SADI) y control operativo (IAO) de las PTEs industriales.

- **Se realizó una propuesta de información a presentar y de criterios de evaluación en nuevos proyectos**

En el Subproducto 2.5 se brindaron criterios de definición que deberían seguir los nuevos proyectos en cuanto a la lógica de selección de las tecnologías de digestión anaerobia y de uso del biogás capturado. Se realizó una propuesta de información a presentar por los nuevos proyectos en el marco de los trámites de evaluación y autorizaciones ambientales (AAP, AAO).

Ing. Quím. (M.Sc.) Alberto Hernández