

PROVINCIA DE BUENOS AIRES

TITULO DEL PROYECTO:

**“CARTERA DE IDEAS-PROYECTO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES
EFECTO INVERNADERO (GEIS)”**

INFORME FINAL

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

(CFI)

MARZO DE 2011

ÍNDICE TEMÁTICO

1. INTRODUCCIÓN	7
1.2. MARCO CONCEPTUAL	8
2. DESARROLLO	11
2.1 Marco conceptual del sector agropecuario	11
2.2 Marco conceptual eficiencia energética	27
2.3 Marco conceptual de la cogeneración	31
Tarea 1: Identificación de proyectos en las áreas de interés.	45
1.1 Selección del lugar potencial para desarrollar el proyecto de energía eólica y de la capacidad del parque eólico.	45
1.2 Identificación y contacto con empresas dentro de Parques Industriales de la provincia de Buenos Aires y/o fuera de los Parques.	46
1.3 Identificación y contacto con empresas y/o con la cámara que agrupa a las empresas del cemento.	50
1.4 Identificación y contacto con empresas y/o con la cámara que agrupa a las empresas agropecuarias.	52
1.5 Identificación y contacto con empresas que puedan aprovechar residuos biomásicos para generación de energía.	53
1.6 Identificación y contacto con organismos públicos que brinden los datos de consumo de electricidad y gas natural de su edificio y que permitan el acceso al mismo para identificar de manera preliminar el potencial de ahorro que se obtendría si se implementaran algunas medidas de eficiencia energética en el edificio público en análisis.	54
1.7 Identificación y contacto con empresas que puedan cogenerar.	54
Tarea 2: Análisis de aplicabilidad de las metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL.	56
ACM0002 – Versión 12.1.0.: Metodología de línea de base consolidada para generación eléctrica conectada a la red a partir de fuentes renovables.	63

AMS-II.H – Versión 2.0: Medidas de eficiencia energética mediante la centralización de la provisión de servicios en una instalación industrial.	64
AMS-III.H – Versión 16.0: Recuperación de metano en tratamiento de efluentes líquidos.	66
AMS-II.D – Versión 12.0: Medidas de eficiencia energética y sustitución de combustibles para instalaciones industriales.	68
AM0024 - Versión 2.1: Metodología de línea de base para reducción de gases de efecto invernadero mediante la recuperación y utilización de calor residual para generación de energía en plantas de cemento.	70
AMS.III.D - Versión 17: Recuperación de metano en sistemas de gestión de desechos animales.	72
AMS.I.D - Versión 16: Generación de Energía Eléctrica, mediante fuente renovable, conectada a la Red	74
AMS.I.C - Versión 18: Generación de Energía Térmica, con o sin electricidad.	75
AMS.III.I - Versión 08: Evitar producción de metano en tratamientos de efluentes a través del reemplazo de sistemas anaeróbicos por sistemas aeróbicos.	77
ACM0006 – Versión 11.1.0: Metodología consolidada para la generación de electricidad y calor a partir de residuos de biomasa.	79
AMS-II.E. – Versión 10.0: Eficiencia energética y medidas de sustitución de combustibles para edificios.	81
Tarea 3: Escenarios posibles y planteo de alternativas al proyecto. (Determinación de la línea de base).	84
Instalación de parque eólico.	84
Cogeneración a partir de gas natural.	84
Producción de energía térmica con biogás producido a partir de los efluentes propios.	85
Ideas de proyecto: Eficiencia en procesos industriales.	86
Ideas de proyecto: Recuperación de gases calientes de hornos de proceso de la Industria del Cemento para producir energía.	86
Ideas de proyecto: Utilización de Residuos Biomásicos para generar energía.	87
Ideas de proyecto: Eficiencia energética en Edificios Públicos.	88
Factor de emisiones del sector eléctrico argentino	88
Escenarios posibles del sector agropecuario	94
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.	94

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)	97
Ideas de proyecto: Tambos	98
Idea de proyecto: Sector avícola	103
Tarea 4: Análisis de barreras que debe superar el proyecto para poder ser implementado. (Adicionalidad)	108
Barreras que tienen los Proyectos de Energías Renovables.	108
Barreras que tienen los proyectos de Eficiencia Energética.	113
Barreras que deben afrontar proyectos de manejo de desechos ganaderos en general.....	116
Barreras que deben enfrentar los proyectos de Cogeneración.....	118
Tarea 5: Impacto ambiental global	122
Proyectos de aprovechamiento eólico.	122
Proyectos aprovechamientos energéticos a partir de residuos biomásicos y/o biogás.	124
Proyectos del Sector Agropecuario	126
Tarea 6: Consideraciones regulatorias de la actividad de proyecto propuesta	129
Reglamentación aplicable a todas las ideas de proyecto	129
Proyectos de eficiencia energética en general	129
Regulación específica para energías renovables.....	133
Regulación específica para el sector agropecuario	136
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.	138
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)	138
Ideas de proyecto: Tambos	142
Ideas de proyecto: Avícola	144
Regulación específica para la cogeneración.....	148
Tarea 7: Parámetros económicos-financieros.	151
Sector agropecuario	155
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.	159
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)	162
Ideas de proyecto: Tambos	165
Ideas de proyecto: Avícola	168

Tarea 8: Cuantificación estimada de las reducciones de emisiones que se lograrán a lo largo de la vida del proyecto.	170
Sector Agropecuario	172
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.	173
Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)	178
Ideas de proyecto: Tambos	182
Ideas de proyecto: Avícola	187
Tarea 9: Análisis de fortalezas y debilidades. Análisis del potencial de replicabilidad del proyecto y/o posibilidad de agrupamiento de proyectos similares.	188
Sector Agropecuario	190
VENTAJAS DE UN POA EN COMPARACIÓN A UN PROYECTO MDL NORMAL	191
ELEMENTOS CLAVE PARA LA ESTRUCTURA DE UN POA	193
CICLO DE PROYECTO DE UN POA Y LOS GASTOS DE TRANSACCIÓN	195
Programa Público-privado	197
Enfoque de arriba hacia abajo	198
Enfoque de abajo hacia arriba	198
3. BIBLIOGRAFÍA	200
ANEXO I - METODOLOGÍAS	203
I. 1. Metodologías del sector agropecuario	203
I. 2. Metodologías de eficiencia energética del lado de la demanda	222
I. 3. Metodologías vinculadas con la Industria del Cemento	223
ANEXO III - DETALLE DE CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES	233
Sector Agropecuario	233
Detalle - Cría Confinada de Porcinos	233
Detalle - Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)	236
Detalle - Tambos	239

Equipo de Consultores

Consultor Coordinador

Ramiro Sarandón

Consultores

Mariela Beljansky

Sebastián Galbusera

Andrea Vanina Afranchi

Luis German Pedraza

Flavio Iacopetti

Estanislao Sarandón

ELABORACIÓN DE UNA CARTERA DE IDEAS DE PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

1. INTRODUCCIÓN

Las evidencias científicas cada vez más fuertes indican que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs) a la atmósfera provocadas por el hombre, están generando cambios significativos en la temperatura, las precipitaciones y la frecuencia e intensidad de los eventos climáticos extremos, lo que se dio en llamar “Cambio Climático”. El ambiente y la biodiversidad así como los procesos productivos y modos de vida, están siendo afectados por estas variaciones y lo serán aún más en el futuro.

Con el afán de buscar soluciones, se han llevado a cabo esfuerzos sin precedentes en la historia de las relaciones internacionales, de la investigación científica y de la diplomacia. Con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto, los países han definido metas para limitar o reducir las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero. Para alcanzar estas metas de la manera más costo-eficiente posible se han creado instrumentos de mercado tales como el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL).

A tal fin, se ha establecido un convenio entre el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible de la provincia de Buenos Aires (OPDS) y la Dirección de Vinculación Tecnológica de la Universidad Nacional de La Plata (DVT-UNLP), con el financiamiento del Consejo Federal de Inversiones (CFI), para fortalecer las capacidades locales para la formulación de proyectos MDL en diferentes sectores relevantes para la Provincia de Buenos Aires, mediante la elaboración de una cartera de ideas de proyecto, que permitan ejemplificar para cada sector cuál sería un proyecto MDL posible y que se estimara su potencial de reducción de emisiones de GEIs.

El objetivo principal del estudio es identificar ideas de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en la provincia de Buenos Aires, en las siguientes áreas:

- ✓ **Energía eólica.**
- ✓ **Eficiencia energética y/o de energía térmica: se espera desarrollar 3 ideas de proyectos en industrias. De resultar posible se elegirá un proyecto de cada Parque industrial (Pilar, Ensenada y Bahía Blanca).**
- ✓ **Industria de cemento.**
- ✓ **Industria agropecuaria: se desarrollarán 3 ideas de proyectos de este sector.**
- ✓ **Aprovechamiento de residuos biomásicos para generación de energía.**
- ✓ **Eficiencia en edificios públicos.**
- ✓ **Cogeneración en la industria**

El estudio propuesto alcanzará el desarrollo de 11 PINs (Project Idea Notes). En el caso del sector agropecuario se analizará el potencial de desarrollo de proyectos de reducción de emisiones del sector y no de una empresa en particular.

Se espera que las ideas de proyecto puedan contribuir a fortalecer las capacidades, y que ayuden a que se concreten proyectos sustentables en la provincia de Buenos Aires. Se espera también, que los resultados de este estudio puedan contribuir al desarrollo de políticas públicas alineadas con el desarrollo sustentable de la provincia.

1.2. MARCO CONCEPTUAL

El MDL es el único mecanismo de mercado del Protocolo de Kyoto (PK) donde pueden participar los países en desarrollo. Para estos países, el MDL ofrece una oportunidad de seguir sendas de desarrollo sostenible asistidas por flujos de capitales procedentes de la venta de servicios de reducción o captura de

emisiones de GEIs a países que tienen metas obligatorias de reducción de emisiones.

Los proyectos formulados en el marco del MDL deben cumplir con una serie de requerimientos técnicos y formales que son supervisados por una Junta Ejecutiva (JE) y evaluados por entidades acreditadas. Para planificar un proyecto MDL, es necesario comprender las bases científicas y técnicas relacionadas con la cuantificación y las fuentes de las emisiones de GEIs y con la dinámica del carbono, a nivel de proyecto.

La provincia de Buenos Aires, tiene una participación muy importante en la economía y desarrollo industrial y agropecuario de Argentina. Esto hace que la provincia tenga un enorme potencial de desarrollo de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, los que le permitirían contribuir activamente con la mitigación de los efectos del cambio climático. El estudio elabora una cartera de ideas de proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en diferentes áreas estratégicas para la provincia.

El análisis de datos específicos en diferentes áreas de la producción, permitió elaborar ideas de proyectos de reducción de emisiones y cuantificar su potencial de reducción así como analizar las debilidades y fortalezas de su implementación y la posible repercusión que podría tener el desarrollo de un proyecto piloto para la provincia.

Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero, son la principal causa del cambio climático. Si bien es un problema de carácter global y con responsabilidades comunes pero diferenciadas entre países desarrollados y en desarrollo, la identificación de proyectos que contribuyan a mitigar los gases de efecto invernadero es estratégica para el desarrollo sustentable de la provincia. Para coadyuvar al desarrollo de este tipo de iniciativas y además conocer qué tipos de proyectos serían más beneficiosos promover en la provincia es que se elaboró este estudio.

En la Provincia de Buenos Aires existen posibilidades y se cuenta con potencial para desarrollar actividades de reducción de emisiones, en consecuencia también existen excelentes posibilidades para la implementación de proyectos en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, MDL.

Dicho Mecanismo tiene sus bases en el Protocolo de Kyoto donde los países desarrollados (llamados Anexo I) se comprometen a reducir o limitar sus emisiones respecto de las que tenían en 1990. En este sentido, se han establecido “mecanismos flexibles” que permiten a las industrias y los propios gobiernos alcanzar dichas reducciones con medidas costo-efectivas llevadas adelante en países no desarrollados (conocidos como No anexo I); tal es el caso del MDL.

Así, los proyectos MDL generan reducciones certificadas de emisiones o CERs (por sus siglas en inglés) que pueden ser vendidas a los países Anexo I para que éstos puedan alcanzar sus compromisos de reducción. Sin embargo, una de las limitantes más importantes para la implementación de estos proyectos ha sido, la escasa comprensión de los mecanismos y metodologías necesarias para su implementación por las partes interesadas y la exigua presencia de experiencias exitosas en la región que puedan servir como base para la multiplicación de nuevos proyectos.

Existe una necesidad de seguir diseminando conocimiento técnico sobre los MDL y fortalecer las capacidades provinciales y nacionales para la implementación de proyectos en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.

En estos últimos años, la Dirección de Cambio Climático de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (DCC – SAyDS) y otras instituciones nacionales y provinciales, entre ellas el Organismo Provincial de Desarrollo Sostenible de la Provincia de Buenos Aires (OPDS) a través de su Dirección de Economía Ambiental y Energías Alternativas; comenzaron a recopilar información básica para el desarrollo de estos proyectos y organizar seminarios de difusión y sensibilización.

2. DESARROLLO

Para facilitar el desarrollo del informe se presenta el análisis conceptual y general de los proyectos del sector agropecuario, de eficiencia energética y de cogeneración. Dichos conceptos son importantes a la hora de establecer políticas públicas y permiten tener una visión más integral del potencial de replicabilidad de los proyectos seleccionados para evaluar en este estudio.

2.1 Marco conceptual del sector agropecuario

El sector pecuario es uno de los principales proveedores de alimentos de la provincia y del país y constituye una importante fuente de producción, empleo y provisión de materias primas.

Las cadenas agroindustriales pecuarias representan a nivel nacional el 6.4% del PBI total representando la producción vacuna el 2.5%, el sector lácteo 1.51%, la producción aviar 0.13% y el sector porcino 0.13%.

Además estos sectores presentan grandes perspectivas de crecimiento para los próximos años. La asociación Argentina de productores porcinos estima un incremento para el año 2010-2015 del 5% anual. Informes sectoriales estiman que para el 2014 el valor bruto de la producción del total de la agroindustria pecuaria puede crecer entre el 73 y el 102%, es decir que el subsector en su conjunto podría crecer a una tasa acumulativa del 6-7% anual.

Si bien los datos anteriores están expresados a nivel nacional también tienen un correlato en la provincia de Buenos Aires, dada la importancia que este sector tiene a nivel provincial y el aporte que ésta hace al total país. En este sentido, según datos del SENASA a marzo de 2010, la provincia de Buenos Aires participaba con el 33% de las existencias nacionales de ganado bovino, el 26% del stock porcino y el 36% de las granjas de producción avícola.

El incremento en el número de animales por establecimiento y la regionalización de las producciones ha generado y seguirá generando fuertes

presiones principalmente por los desechos que esta producción genera.

Si las operaciones no son manejadas adecuadamente, la descarga de nutrientes, materia orgánica, patógenos y emisión de gases a través de los desechos pueden causar significativa contaminación del agua, aire y suelo. Cuando estos residuos se generan en un pequeño espacio (una granja de producción intensiva) que se encuentra relativamente cerca de algún núcleo poblacional, el problema se incrementa. La falta de espacio suficiente, unido a la existencia de población que puede ser afectada por los problemas generados por un manejo inadecuado de los residuos, puede ser origen de tensiones y problemas más serios, además del daño ambiental sobre el entorno y la calidad de vida de la población afectada.

En relación al manejo del estiércol, según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) ? ...son pocos los sistemas de producción animal en los que el estiércol recibe tratamiento. En el caso de las vacas lecheras, se estima que aproximadamente el 10% de las excretas totales diarias se depositan en la sala de ordeño y en el corral de espera, quedando el 90% restante sobre las pasturas. Con respecto a los porcinos, alrededor del 75% de la población se encuentra confinada y el resto a campo. En ambas situaciones (instalaciones porcinas y de tambo), la limpieza generalmente se realiza por inundación o con chorros de agua, quedando el estiércol en suspensión líquida, siendo enviado a estercoleros o lagunas anaeróbicas, que permiten la eliminación de la materia orgánica. Las excreciones de las aves de corral, dependiendo del sistema de producción del cual provengan (pollos parrilleros, gallinas ponedoras o reproductores), se pueden encontrar puras o mezcladas con el material que se utiliza como cama. En los dos casos, se manejan en seco.”

Con base en lo expresado en los párrafos anteriores se seleccionaron estos sectores para evaluar el potencial de implementar proyectos que reducen emisiones y mejoren el desempeño ambiental del mismo.

Particularmente se plantean cuatro posibles proyectos que están vinculados a:

- Cría confinada (cerdos y/o vacas)

- Tambo y
- Avícolas (pollo parrillero).

Para el sector Porcinos se analizará el reemplazo de las lagunas anaeróbicas, por biodigestión con tres opciones, quema de biogás, aprovechamiento térmico y generación de energía eléctrica.

Para el sector de Tambos se analizará el reemplazo de las lagunas anaeróbicas por biodigestión o sistemas de humedales artificiales, quema de biogás, con y sin aprovechamiento.

Para el sector Avícola se analizará el aprovechamiento de la cama de cría para la generación de energía térmica/eléctrica. Se evaluará la posibilidad de instalar plantas de acopio regionales en donde se pueda procesar la cama de pollo proveniente de varias granjas.

A continuación se presenta con más detalle cuál es la problemática que presentan actualmente los residuos del sector así como una descripción de las distintas tecnologías empleadas actualmente para el manejo de los mismos.

Problemática del sector

El manejo inadecuado de los desechos que se generan en los establecimientos de cría o engorde confinado afecta principalmente los recursos hídricos, edáficos y atmosféricos, dado que la alta concentración de animales por área provoca una alta descarga de material orgánico en canales de regadíos (naturales o artificiales) y el escurrimiento de nutrientes, además del efecto de la utilización de aguas limpias para lavados de corrales, la volatilización y el proceso de lixiviación nitrogenada.

También se generan problemas de tipo sanitario en el interior de los alojamientos de los animales y de contaminación en el exterior del lugar ya que la concentración de los purines experimenta una serie de fermentaciones anaeróbicas con desprendimiento de gases tóxicos y de malos olores. De los gases desprendidos por el estiércol fluido, algunos son más ligeros que el aire y se evacúan mediante una buena ventilación, mientras que otros son más

pesados y quedan sobre la masa semifluida del canal, pudiendo ocasionar trastornos a los animales que permanecen en el lugar. La concentración de gases tóxicos es muy alta cuando se remueve el estiércol fluido.

Un defecto muy frecuente en los alojamientos de ganado es la deficiente ventilación. Este tipo de sistemas se ve afectado por contaminación con metano y otros gases que contribuyen tanto al efecto invernadero como a la emisión de fuertes olores, constituyéndose así en un foco puntual de contaminación.

Si bien el estiércol, como tal, es un fertilizante de características minerales deseadas para determinados cultivos (presenta un balance de P, K, Ca, Mg, Na, S, micronutrientes y otros minerales esenciales y no esenciales), la incorporación al suelo debe realizarse en forma totalmente controlada (Row y colaboradores, 2005; Contreras Devia y Vilches Gálvez, 2007). A continuación se describen las principales tecnologías utilizadas para el manejo de los residuos generados por la producción de animales.

Tecnologías de tratamiento

Tratamientos primarios

Un tipo de sistema de tratamiento primario es el almacenamiento en pozo de los purines en estado sólido. Este tipo de almacenamiento debe ubicarse en terrenos donde la pendiente sea menor a 10 % para impedir el escurrimiento superficial de purines hacia el exterior, especialmente cuando existan cuerpos naturales de agua o sistemas de captación de agua de consumo humano o animal. El pozo debe estar ubicado a una distancia mínima de 20 m de quebradas, líneas de drenaje y cursos de agua y debe considerar una distancia mínima de 1.5 m entre el fondo de sistemas de almacenamiento y el nivel freático. El pozo debe estar aislado del suelo por una superficie impermeable artificial, con el fin de evitar filtraciones y/o lixiviación a recursos hídricos subterráneos y/o superficiales. Es necesario evitar el ingreso de agua de lluvia de escurrimiento y requiere un control periódico de aquellos que se encuentran abiertos al ambiente, manteniendo un tiempo de residencia de los purines no mayor a 2 días. La incorporación de un sistema de agitación facilita

la homogeneización periódica y la disminución de olores. Es conveniente implementar barreras vegetales en los puntos de impacto de los vientos dominantes hacia sectores poblados o viviendas aisladas, mediante la utilización de árboles.

Otro tipo de tratamiento primario es la Separación de sólidos, la cual debe realizarse bajo determinadas condiciones climáticas, como por ejemplo, cuando la velocidad del viento esté en su máximo y la humedad relativa esté en su mínimo y así producir una mayor dilución de los olores generados.

Otro tipo de tratamiento primario es el almacenamiento temporal del guano, el cual debe ser previamente prensado y con un porcentaje de humedad inferior a 70% y no debe permanecer más de 48 horas en almacenamiento, posteriormente, puede ser incorporado al suelo usando criterios agronómicos. El lugar de almacenamiento debe estar a una distancia no inferior a 20 m de cualquier cuerpo de agua como canales de riego, pozos, norias, vertientes, etc., y la topografía del terreno debe presentar una pendiente resultante inferior a 5%. El límite superior máximo de la napa freática no debe encontrarse a menos de 1.5 m de profundidad. El almacenamiento debe realizarse en canchas de acopio con fondo impermeabilizado con geomembrana o concreto, con protección física para la humedad y precipitaciones. Se debe evitar la dispersión del material acopiado, implementando barreras de contención además de diseñar un sistema de desviación del escurrimiento de aguas de lluvias a través de canales perimetrales.

La aplicación directa al suelo puede considerarse como otro tratamiento primario. Entre las tecnologías existentes se encuentra la aplicación a tasa lenta, la infiltración rápida y el flujo superficial. El diseño del sistema de aplicación debe considerar el nitrógeno, la carga orgánica (DBO) y la carga hidráulica (agua aplicada) como factores limitantes de cada tecnología. La aplicación al suelo no se puede hacer sin un previo cálculo de cargas (balance de nitrógeno, DBO, oligoelementos y agua) ya que la demanda de los cultivos y praderas es mucho menor que la oferta que existe de nutrientes en los purines, y deben disminuirse los parámetros o concentraciones cuando la superficie a

aplicar no es suficiente. Debe existir una distancia mínima de 3 m entre el área de aplicación de purines y cuerpos de agua superficiales (ríos, esteros, canales, humedales o lagos) o infraestructuras tales como pozos y norias. Las áreas propensas a esorrentía superficial, inundación o anegamiento, no son adecuadas para la ubicación de sistemas de aplicación directa al suelo. La aplicación al suelo debe ser físicamente discontinua para otorgar tiempos de aplicación y tiempos de secados en un mismo terreno, con el objeto de maximizar las pérdidas de nitrógeno.

Tratamientos secundarios

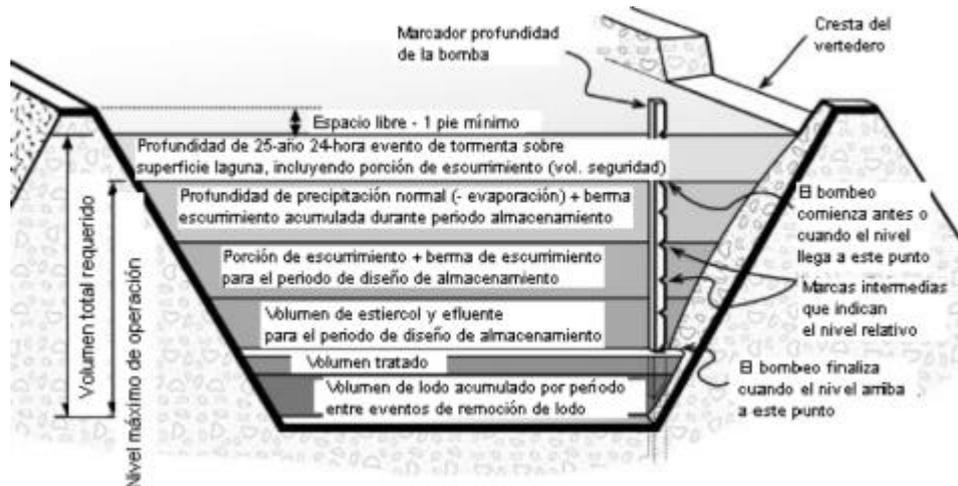
· Lagunas

Uno de los sistemas más convencionales son las lagunas. La instalación de las mismas debe respetar una distancia mínima de 20 m de quebradas, líneas de drenaje y cursos de agua, evitando terrenos con nivel freático a una profundidad menor a 4 m. El terreno donde se ubique la laguna debe presentar una pendiente menor al 5%, para impedir el potencial escurrimiento superficial. El diseño de la laguna deberá considerar un borde libre de al menos 30 cm, deberán ubicarse a más de 500 m de áreas residenciales y preferiblemente en una posición contraria a la dirección predominante del viento. Cuando la distancia a centros urbanos sea menor a 500 m, se deben utilizar productos bacterianos o enzimáticos que minimizan el impacto por olor, o bien utilizar recubrimientos flexibles o filtros biológicos.

Una forma particular de tratamiento son las lagunas aeróbicas las cuales, en general, son poco profundas pues los procesos aeróbicos requieren oxígeno libre, el cual es suministrado ya sea desde la atmósfera o por medio de la aireación mecánica o desde las algas como resultado del proceso fotosintético. Este tipo de lagunas, según estudios realizados por Allen y Embleton (2001) y Hermanson (2001) resultan antieconómicas para el tratamiento del estiércol del ganado aunque presentan las ventajas de generar menor producción de olores desagradables respecto de las lagunas anaeróbicas y mecánicamente requieren solamente la mitad del volumen de diseño de las lagunas anaeróbicas. Como desventajas se encuentran la

ocupación del suelo (son poco profundas y por lo tanto necesitan mayor superficie), la instalación de los aireadores mecánicos (requieren alto costo de inversión y de mantenimiento y desde el punto de vista de la reducción de emisiones de GEIs afecta el balance total por el consumo de electricidad de los equipos) y el agregado de bicarbonatos para mantener el pH entre 6.5 y 9.0. Lusk (2002) considera en un estudio realizado, que el aumento de la materia orgánica no permite mantener las condiciones aeróbicas durante las épocas de invierno, lo que implica al menos seis a ocho semanas para estabilizar los sistemas aeróbicos durante la primavera, tiempo durante el cual la generación de olores es un problema significativo, casi imposible dOtra de las formas de tratamiento presentadas son las lagunas anaeróbicas, que son las más comúnmente utilizadas para tratar el estiércol del ganado por ser más económicas que las aeróbicas y más efectivas en su proceso de estabilización de la materia orgánica. Las mismas se comportan como tanques de sedimentación -digestión, de forma que se retienen los sólidos sedimentables siendo mineralizados en el fondo de la laguna. Estas lagunas pueden ser más profundas. El tamaño de las mismas es función directa del número de animales, tamaño y tipo de establecimiento y también las condiciones climáticas, especialmente, el régimen de lluvia anual e histórico. La profundidad de estas lagunas varía entre 3 y 6 m (con carga orgánica elevada para mantener condiciones anaerobias) y con áreas entre 0.5 y 5 ha (DeSutter y Ham, 2005).

A continuación se presenta un esquema de una laguna aeróbica junto a los parámetros que se deben tener en cuenta para el diseño.



Esquema de una laguna anaeróbica. Fuente: Pfost y colab (2000)

En este tipo de lagunas no es posible colectar el biogás que se genera, sino que el aprovechamiento surge del abono, que luego de un cierto tiempo y en función de las condiciones de diseño, se extrae del fondo de la laguna. Los sólidos deben retirarse tras 5 - 10 años de uso.

Las lagunas anaerobias son por tanto un tipo de tratamiento primario que puede estar seguido por otros procesos aerobios que necesitan tratamiento primario, como lagunas facultativas, contactores biológicos rotativos, lechos bacterianos y lechos de turba.

Entre las ventajas de este tipo de tratamiento se destacan los requerimientos de menor volumen de diseño que las aeróbicas y una mayor descomposición de la materia orgánica por unidad de volumen que las lagunas aeróbicas.

Entre las desventajas se destacan la sensibilidad que poseen frente a los cambios repentinos de temperatura y a las tasas de carga (dando como resultado olores sépticos, aunque controlables si la laguna está diseñada y operada apropiadamente) y la fuerte dependencia de la eficiencia de funcionamiento con la temperatura (temperaturas de verano y sin inviernos fríos, mejoran la descomposición del estiércol), (Pfost y colab, 2000).

Por su parte, las lagunas cubiertas (que se muestra a continuación) se presentan como alternativa de tratamiento también de características anaeróbicas. Pueden ser total o parcialmente cubiertas con materiales que

resisten el frío, los fuertes vientos y otras condiciones climáticas extremas. Tienen por finalidad capturar el biogás que allí se genera mediante un sistema de cañerías ubicado dentro de la pileta y con un soplador que permite la succión del biogás para su posterior consumo, ya sea como fuente de calor o para convertirlo en electricidad. En caso que la oferta de biogás es mayor que la demanda, también puede ser quemado en una antorcha, reduciendo así las emisiones de gases efecto invernadero a la atmósfera (EPA 2004, 2006). Operan a temperatura ambiente en régimen mesofílico, entre 18 y 22°C aproximadamente. Los sistemas de laguna cubierta se presentan como una alternativa atractiva ya que ayudan a reducir la contaminación provocada por la descarga de efluentes en cuerpos de agua. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA – por sus siglas en inglés) (2004) considera que los productores pueden diseñar lagunas más pequeñas para manejar y tratar todo el estiércol y efluente por el hecho de estar cubiertas. De esta forma se minimiza la cantidad de tierra que debe ser empleada, así como los costos de excavación dado que son menos profundas que las lagunas anaeróbicas (2 – 2.5 m de profundidad).

EPA (2006) reconoce que la tecnología de digestión anaeróbica va en paulatino ascenso.



Laguna anaeróbica con cubierta



Laguna anaeróbica con cubierta flotante y sistema de recuperación del biogás generado

Lagunas cubiertas

En general, este tipo de sistemas trabaja en combinación con ambos tipos de lagunas, cubierta/aeróbica, y el tratamiento completo incluye dos etapas y a veces hasta tres. La primera de ellas, donde ingresa directamente el estiércol

junto al agua de lavado, es una laguna anaeróbica que colecta el biogás para su posterior consumo. Seguidamente el efluente pasa a una segunda laguna aeróbica, aquí los sólidos decantan y este agua puede recuperarse, al menos en parte, como agua de primer lavado del establecimiento (Jacobson y colab., 2005). Esta segunda laguna se estima que puede tener la mitad del volumen de la primera y es aireada en forma natural (Hermanson, 2001).

La construcción de este tipo de lagunas debe contemplar como fundamental, la protección del suelo. Pordomingo (2003) afirma en relación a este tema que toda la superficie de las lagunas deberá estar bien sellada con arcillas u otros materiales, incluso plástico o cemento para evitar la infiltración y contaminación de las napas freáticas.

La EPA (2002, 2004, 2006) y Ross (2007) consideran que esta metodología reduce sustancialmente las potenciales contaminaciones de agua y aire, así como también la reducción de emisiones de metano, siendo una práctica que se encuentra en crecimiento en los países del primer mundo.

En cuanto a la recolección de los efluentes líquidos, se aconseja construir un sistema de escurrimiento superficial a través de una estructura de drenajes primarios y secundarios colectores y su captura en sistemas de tratamiento (decantación de sólidos, reducción de materia orgánica y evaporación de agua) y almacenamiento para su posterior uso (riego) (Pordomingo, 2003). El área de escurrimiento de efluentes deberá incluir: área de corrales de alimentación, recepción y enfermería, área de corrales y manga de manejo o tratamientos, caminos de distribución de alimento y de movimiento de animales, áreas de almacenamiento y procesamiento de alimentos, áreas de acumulación de heces de la limpieza de los corrales, áreas de silajes, área de lavado de camiones.

Entre las ventajas de este tipo de tecnología se destacan:

- La minimización en la generación de olores al tratarse de un sistema cerrado en el cual la actividad metabólica de los microorganismos anaerobios queda contenida dentro del mismo. Posteriormente el efluente es volcado habiéndose estabilizado la materia orgánica en el

estiércol.

- **El control de la temperatura, dado que la cubierta de polietileno contiene el calor dentro del sistema, minimizando de esta manera el efecto de las caídas de temperaturas durante épocas frías. Este tipo de lagunas puede depurar la materia orgánica a temperaturas variables, sin embargo para obtener un mejor nivel de depuración, también es necesario controlar la temperatura de funcionamiento, con el uso de intercambiadores de calor o con termo reactores.**
- **La generación de energía al capturar y aprovechar el biogás generado durante la etapa metanogénica del proceso de digestión. Asimismo se logra reducir las emisiones de metano.**
- **La fibra en el abono digerido de la lechería se puede utilizar en la granja sobre los cultivos o para la venta al recuperar un fertilizante de alta calidad del suelo.**
- **La capacidad de almacenar grandes volúmenes de aguas y lodos sin recurrir a otros sistemas posteriores de tratamiento o almacenaje.**
- **El almacenamiento de aguas durante largos periodos de tiempo disminuye los costos de construcción en comparación con los digestores anaerobios.**

En cuanto a las desventajas de las lagunas anaerobias cubiertas, se encuentran:

- **La remoción de sólidos, dado que este tipo de sistema presenta menores porcentajes de extracción de lodos que los digestores.**
- **La limpieza, al tener la cubierta es difícil realizarla debido principalmente al escape de biogás por el retiro de la misma.**
- **Por la naturaleza de los materiales de construcción que se usan en este tipo de sistema es más fácil el escape de biogás que en un digestor anaerobio (González Sepúlveda y Sandoval Bastida, 2005).**

Otra de las tecnologías está basada en lagunas de sedimentación que están diseñadas para detener el escurrimiento y permitir la decantación de materiales sólidos antes de ingresar el líquido a las lagunas de evaporación y almacenamiento. Su función es reducir la acumulación de sedimentos y evitar el colmatado de las lagunas posteriores. Disponer de dos o varias estructuras de sedimentación sería conveniente para poder limpiar unas mientras se utilizan las otras, aunque ello dependerá de la frecuencia de lluvias en la región y los costos (Sweeten, 1994).

Los tipos de sistemas de sedimentación se clasifican en lagunas de sedimentación o decantación, depresiones y terrazas, variando en profundidad y tiempo de retención de los líquidos. Las lagunas son de más de 1.5 m de profundidad y no necesariamente descargan luego de una lluvia. Las otras formas (depresiones y terrazas) son menos profundas (0.50 a 1 m) y por su menor capacidad rebalsan y descargan en el sistema de evaporación o en la laguna o pileta de almacenamiento con mucha frecuencia.

El sistema debe desacelerar el agua para lograr una sedimentación de al menos el 50% de los sólidos. Debe ser fácil de limpiar con maquinaria, por lo que el piso debe estar muy bien compactado y estabilizado para poder trabajar aún con humedad. (TNRCC, 1995).

Dada la acumulación de sólidos estas lagunas o piletas tienden al colmatado rápido por lo que deben ser limpiadas con frecuencia. El material que precipita rápidamente es el más pesado conteniendo tierra y nutrientes de mayor densidad.

En los sistemas modernos de manejo de efluentes se propone la incorporación de una batería de varias lagunas de sedimentación más pequeñas y poco profundas (70 a 50 cm), que operan de decantadores y evaporadores al mismo tiempo, permiten un desacelerado de los efluentes y ofrecen una amplia superficie de evaporación. La disponibilidad de varias lagunas (4 a 6) permite por un lado desviar algunas para proceder a su limpieza y además se logra un período mayor de permanencia de los efluentes y una mayor precipitación de solutos en lagunas de tránsito antes de terminar en las de almacenamiento

(TNRCC, 1995).

Este sistema de batería de lagunas permite que la carga de sólidos de los efluentes que ingresan a las lagunas de almacenamiento sea considerablemente menor y su eficiencia sea mayor. Determinaciones experimentales han demostrado que estos sistemas pueden retener el 70 al 80% de los sólidos totales colectados con los efluentes de escorrentía superficial, en el caso particular del feedlot.

· Digestores

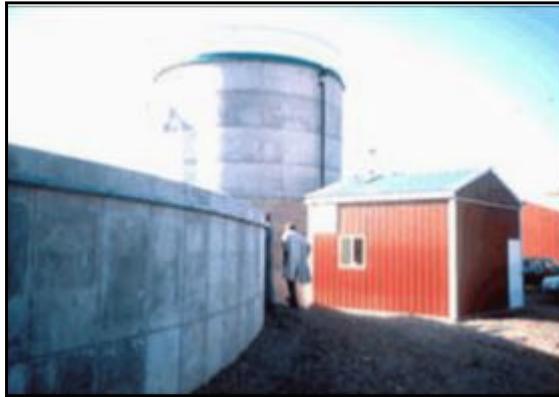
El digestor de mezcla completa, ver figura siguiente, es un recipiente aislado y mantenido a una temperatura constante y elevada hasta alcanzar un régimen de operación de tipo mesofílico o termofílico.

El tanque del digestor generalmente está aislado y se lo construye por encima del suelo o directamente enterrado, y puede ser construido de concreto, acero o fibra de vidrio.

El sistema de calefacción consiste en cañerías por donde circula el agua caliente. El mismo puede ser ubicado dentro del propio digestor o, dependiendo de la consistencia de la biomasa, el contenido puede hacerse circular a través de un intercambiador de calor externo de manera tal de mantener la temperatura dentro del valor deseado.

En este tipo de digestor el efluente puede ser mezclado mediante un agitador con motor, una bomba de líquido de recirculación o utilizando biogás comprimido. Una cubierta ya sea fija o móvil es la encargada de atrapar el biogás.

Estos digestores funcionan bien en sistemas donde la materia orgánica a procesar contiene entre 3 y 10% de sólidos totales. El tiempo de retención generalmente varía entre 10 y 20 días.



Digestor tipo mezcla completa

El biogás generado puede ser consumido en sus diferentes formas – electricidad/biogás- en el mismo establecimiento (Wright, 2004; EPA, 1999).

El digestor tipo flujo pistón consiste en un recipiente aislado y calefaccionado cuya relación largo/ancho se aconseja que sea 5:1. El tanque puede ser construido de concreto, acero o fibra de vidrio con una cubierta de geomembrana que permite recuperar el biogás. Estos digestores pueden operar en régimen mesofílico o termofílico. No necesita agitación interna y es cargado con estiércol espeso con un 11-14% de sólidos totales. En las imágenes siguientes se observan digestores en funcionamiento con cubierta de geomembrana y un digestor de mampostería en construcción (Wright, 2004; EPA, 1999).





Biodigestores con membrana y de mampostería

Este tipo de digester trabaja bien con el manejo de estiércol mediante remoción con muy poca cama de paja y sin arena. El tiempo de retención generalmente varía entre 15 y 20 días.

En general, en este tipo de digester el flujo de efluente no se encuentra homogéneo o mezclado totalmente, sino que se va degradando a medida que avanza como un pistón hacia la salida mientras el residuo orgánico es incorporado en la entrada. Cuando la biomasa tratada arriba a la salida es descargada a través de un vertedero.

El biogás producido en el digester es empleado para calentarlo a la temperatura deseada. El remanente puede ser utilizado por ejemplo en un generador o caldera, reemplazando así el consumo de electricidad o gas, respectivamente, en las operaciones del establecimiento (Wright, 2004; EPA, 1999).

A modo de ejemplo, se presenta a continuación una de las tecnologías empleadas a nivel mundial por el Consejo de Investigaciones de Alberta (Alberta Research Council) de Canadá y la empresa Highmark Renewables Ltd. de Canadá denominado Sistema Integrado de Utilización del Estiércol (IMUS, por sus siglas en inglés) que emplea el estiércol para producir electricidad, calor, biofertilizantes orgánicos y agua reusable, asegurando el desarrollo sustentable de los feedlots a largo plazo (Li y Kotelko, 2003). La tecnología IMUS tiene numerosas ventajas que aumentan los beneficios al utilizar el

estiércol como un recurso renovable que permite: producir electricidad para la planta y un biofertilizante para reducir el uso de fertilizantes inorgánicos e incrementar la acumulación de carbono en suelos. Permite también recuperar agua acondicionándola para otras operaciones, reducir los costos del manejo del estiércol y los requerimientos de tierras con vistas a la expansión y posicionar a la industria en el mercado del carbono.

Esta tecnología también mitiga el impacto ambiental a través de la eliminación de la descarga de estiércol líquido que podría causar contaminación del agua, la reducción de problemas de olores y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por la generación de energía renovable.

El concepto básico de la tecnología IMUS es considerar el estiércol o los residuos orgánicos como una fuente de recursos en lugar de basura. Se focaliza en la recuperación de esos recursos que representan energía, nutrientes, agua recuperada, mitigación de emisiones de gases efecto invernadero y otros impactos ambientales.

La producción de biogás se lleva a cabo por digestión anaeróbica del estiércol fresco de animales, el cual entra a los biodigestores ajustando la temperatura y la relación sólido/líquido a niveles predeterminados. La temperatura de los digestores anaeróbicos es mantenida en 55°C dado que es la temperatura óptima para el crecimiento de las bacterias termofílicas. Bajo estas condiciones, el tiempo de retención hidráulico es mínimo, el 99% de las bacterias patógenas del estiércol son destruidas y la producción de biogás se maximiza.

El sistema de utilización del biogás producido incluye una unidad de co-generación que es conectada a la planta, y un sistema intercambiador de calor que provee el calor generado a los biodigestores y el sistema de producción de biofertilizante.

Luego de la digestión anaeróbica que produce biogás, el material remanente es enviado a un sistema centrífugo para la separación sólido/líquido del efluente de los digestores.

El líquido es luego tratado en el sistema de recuperación de nutrientes a través de procesos químicos y físicos que recuperan el nitrógeno, el fósforo y producen agua reciclada reutilizable para irrigación o uso en el lugar.

El sólido es procesado por compostaje dando un producto que luego es combinado con los nutrientes enriquecidos para producir un biofertilizante con nutrientes balanceados.

El biofertilizante puede ser producido con diferentes contenidos de humedad dependiendo del uso y de los requerimientos de transporte.

2.2 Marco conceptual eficiencia energética

Las primeras discusiones sobre el uso de la energía, nace con la crisis petrolera de 1973. Época en la cual se hicieron grandes esfuerzos para desvincular el consumo de combustible del desarrollo económico en los países más industrializados mediante el desarrollo de tecnologías que produjeran los mismos o mejores resultados utilizando una menor cantidad de recursos energéticos. La crisis pasó y el impulso que traía esta línea de desarrollo se fue perdiendo.

Debatir e instaurar una discusión sobre eficiencia energética es un tema relevante y clave para contribuir a mitigar el cambio climático. Hay una tendencia creciente a importar combustibles fósiles para generar energía, a pesar de un mercado internacional con precios cambiantes. Como contrapartida, existe una necesidad creciente de lograr un desarrollo sostenible en el tiempo.

La cantidad de combustible que se puede ahorrar con medidas de eficiencia podría ser capaz de satisfacer la creciente demanda de energía al igual que lo hacen el petróleo, el gas natural, el carbón y el uranio. Pero a diferencia de las emisiones producidas por la quema de petróleo que contribuyen al calentamiento global y los desechos altamente peligrosos de las plantas nucleares, la eficiencia energética permite disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero específicas (por unidad de producto o servicio).

El consumo eficiente y el uso racional de la energía son instrumentos claves para la reducción de los costes energéticos en los sectores económicos y, por ende mejora la competitividad de los mismos. La eficiencia energética es también una herramienta imprescindible para preservar el ambiente y contribuir al desarrollo sostenible.

En líneas generales, cualquiera sea el sector de la economía que se analice, se llega a la conclusión de que la eficiencia energética se justifica por ahorro económico, por hacer mejor uso de los recursos no renovables y por razones ambientales (reducción de emisiones de GEI).

Para una empresa la eficiencia energética posibilita la reducción de los costos de producción, permite mejorar su imagen empresarial e incrementa su productividad y competitividad.

Para un país la eficiencia energética viabiliza inversiones en otras áreas prioritarias, conlleva a la reducción de costos provocados por externalidades como la contaminación, permite mantener fuentes de trabajo y permite disminuir el consumo de combustibles fósiles.

La eficiencia energética es una de las prácticas de producción más limpia que más impactos positivos generan para la industria y para la sociedad toda.

Los programas de Ahorro y de Eficiencia Energética en el contexto global de las acciones encaminadas a favorecer un cambio en el modelo de desarrollo, y en la canasta de oferta y consumo de energías, son primordiales.

Dentro del sector industrial, coexisten sectores productivos muy diferentes en cuanto al comportamiento energético. La identificación del peso relativo de cada sector en materia energética es fundamental para poder direccionar en forma económica, eficiente, eficaz y efectiva las políticas de eficiencia energética.

Mecanismos de eficiencia energética en la industria

La industria es uno de los principales consumidores de energía. La necesidad de disminuir o por lo menos conservar los costos energéticos en la industria

termina siendo una necesidad en manos de los ingenieros de plantas, administradores, gestores de compras y por último operarios.

Es necesario en este escenario definir metodologías que puedan ser aplicadas para hacer eficiencia energética en las industrias y tratar de mantener en el mismo nivel los costos en la energía.

No se puede hablar de una sola actividad para mejorar la eficiencia energética en la industria, sin embargo hay dos herramientas que pueden ser usadas para este fin independientemente del sector industrial que se quiera eficientizar.

El diagnóstico energético tiene por objeto mostrar la "fotografía energética" del proceso en estudio y permite obtener la información necesaria para el balance energético clave para el desarrollo y la formulación de un plan de eficiencia energética. La información concerniente al diagnóstico tiene dos fuentes principales:

Información real obtenida de diversas fuentes: datos recogidos del equipamiento instalado, información del personal y en general datos que las mismas empresas producen (datos de medición y/o información estadística).

Información supuesta o calculada. Surge de cálculos propios comparativos que permiten obtener valores relacionados con el suministro y consumo de la energía.

La auditoría energética es un "proceso continuo", diseñado para establecer los niveles de consumo y trazar estrategias que permitan realizar medidas que posibiliten, a su vez, conservar y/o mejorar los niveles de producción disminuyendo, o por lo menos manteniendo, los niveles actuales de consumo de energía.

La auditoría energética está integrada por una primera etapa de exploración, que facilita conocer aspectos particulares y culturales de la empresa, seguida de una etapa de planificación donde se definen fechas, responsables, participantes, colaboradores y el plan de trabajo. Este plan de trabajo incluye las tareas a realizar dentro de la auditoría, generalmente entrevistas y mediciones. El cronograma de mediciones así como los protocolos o esquemas de medición

deben ser incluidos, al igual que los tiempos o procesos en los cuales se van a realizar estas mediciones.

La etapa de ejecución corresponde al desarrollo de las actividades previstas en la planificación de la auditoría.

Los resultados de la auditoria se recolectan en el informe de auditoria. Este documento debe ser el plan de mejora energética y sustentabilidad en la empresa. El cual contiene no sólo lo realizado en las diferentes etapas, sino que también incluye acciones de mejora y el análisis técnico económico de la aplicación de las medidas.



Cualquier medida de eficiencia energética que se implemente implica un ahorro de costos pero también ofrece la oportunidad de brindar un servicio al ambiente. Incluir ambos aspectos en el plan viabiliza con hechos concretos la idea de desarrollo sustentable.

Las conclusiones que se pueden obtener de este tipo de estudios permitirán descubrir procesos ineficientes, generar y evaluar acciones correctivas, y desarrollar mecanismos de control y seguimiento de estas acciones.

Eficiencia en edificios

En el presente trabajo se abordará un caso de este tipo. En general la mayor dificultad radica en lo difícil de cambiar hábitos en las personas. Hacer eficiencia energética tiene que ver no sólo con el reemplazo de equipos por otros más eficientes sino también con modificar costumbres de derroche de la energía. Esta última situación se agrava en edificios públicos donde nadie siente que debe pagar por la energía que consume y muchas veces se dejan luces encendidas en pisos enteros sin que haya nadie, o se abre una ventana para regular la temperatura cuando la calefacción es intensa.

Los recursos no renovables, especialmente el petróleo, se están agotando. Los recursos renovables parecen ser la solución, pero en líneas generales hoy día requieren de un mayor grado de desarrollo para convertirse en una alternativa técnica y económicamente competitiva. Por lo tanto sigue existiendo una separación entre lo que se está haciendo actualmente y las necesidades actuales y futuras de la humanidad.

Es primordial difundir, impulsar y generar mecanismos que permitan hacer frente al problema de la falta de sostenibilidad de nuestra sociedad.

La generación de planes para mejorar la eficiencia energética de cualquier sector requiere en primer lugar aplicar metodologías de diagnóstico y/o auditorías energéticas.

Mejorar la eficiencia energética de todos los procesos, ya sean para producir bienes y/o servicios, se convierte en una muy buena alternativa para evitar mayores problemas en nuestro planeta.

Esta búsqueda de mejora en la eficiencia energética debe ser una actividad prioritaria en todos los sectores de la sociedad, haciendo mayor esfuerzo en los sectores más consumidores como es el sector industrial.

2.3 Marco conceptual de la cogeneración

Los sistemas de cogeneración son sistemas de producción conjunta de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil (calor) partiendo de un único combustible. El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad y calor, las

cuales funcionan con turbinas o motores de gas. No obstante, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como biomasa o residuos que se incineran.

La gran ventaja de la cogeneración es la eficiencia energética que se puede obtener. La eficiencia energética se entiende como la energía útil que se obtiene dividida por la energía entregada por el combustible de entrada.

Al generar electricidad con un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía del combustible es del 25% al 35%, lo demás se pierde. Al cogenerar se puede llegar a aprovechar el 70% y hasta el 90% de la energía que entrega el combustible. Este mejor uso del combustible de entrada se traduce en forma directa en menores emisiones de GEI.

Este procedimiento tiene aplicaciones tanto industriales como en ciertos edificios singulares en los que el vapor puede emplearse para la obtención de agua caliente sanitaria como por ejemplo ciudades universitarias, hospitales, shoppings, etc.

En un proceso de cogeneración, el calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente. Por ejemplo, se puede utilizar el vapor que sale de una turbina de producción de energía eléctrica, para suministrar energía para otros usos.

Con el aprovechamiento del calor residual, los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85%. El aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor favorece la obtención de elevados índices de ahorro energético, sin alterar el proceso productivo. Si se aprovechan calores residuales que antes se ventaban o que simplemente se dejaban enfriar, estos ahorros son aún más importantes.

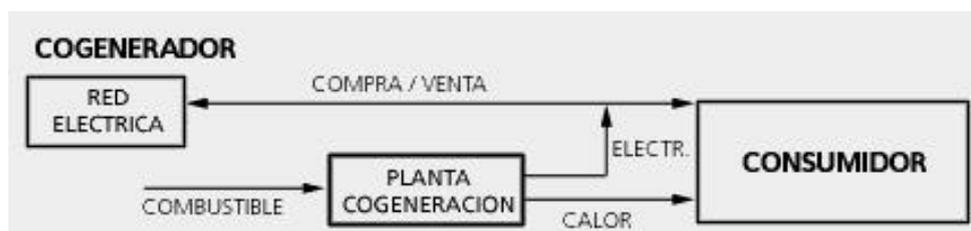


Diagrama de bloque de una cogeneración

En una central eléctrica tradicional los humos salen directamente por la chimenea, mientras que en una planta de cogeneración los gases de escape se enfrían transmitiendo su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Recién una vez enfriados los gases de escape pasan a la chimenea.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético global del orden del 85/90%. La cogeneración hace un mejor uso de un recurso NO renovable (consume menos combustible fósil) y puede además funcionar a partir de recursos renovables como podrían ser residuos biomásicos o biogás.

La producción de electricidad por cogeneración representó en la UE (Unión Europea) en 1998 el 11% del total. Si se lograra aumentar hasta un 18%, el ahorro de energía podría llegar a ser del 3-4% del consumo bruto total de la UE. Además, son cada vez más numerosas las aplicaciones que se le está dando a esta técnica, tanto en usos industriales, como en hospitales, hoteles, etc.

Entre las principales ventajas, atribuibles a esta tecnología, se pueden citar:

- Ahorra energía y mejora la seguridad del abastecimiento.**
- Disminuye las pérdidas de la red eléctrica, especialmente porque las centrales de cogeneración se suelen situar próximas a los lugares de consumo.**
- Reduce emisiones de GEI.**
- Aumenta la competencia entre los productores.**
- Permite crear nuevas empresas y puestos de trabajo.**
- Se adapta bien a las zonas aisladas o ultra-periféricas.**

Elementos comunes a cualquier planta de cogeneración

1. **Fuente de energía primaria.** Suele ser gas natural, gases residuales, líquidos residuales (principalmente subproductos de refinerías o petroquímicas) o fuel oil. Rara vez se utiliza gasoil y últimamente se ha incrementado el consumo de residuos biomásicos.
2. **El elemento motor.** Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
3. **El sistema de aprovechamiento de energía mecánica.** En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc., donde la energía mecánica se aprovecha en forma directa.
4. **El sistema de aprovechamiento de calor.** Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
5. **Sistemas de refrigeración.** Al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no se puede aprovechar en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
6. **Sistema de tratamiento de agua.** Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
7. **Sistema de control.** Éste se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.
8. **Sistema eléctrico.** Permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía. En instalaciones cuya finalidad es el autoconsumo, la fiabilidad de esta instalación es muy importante

así como la posibilidad de trabajo en isla. Esta última permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio.

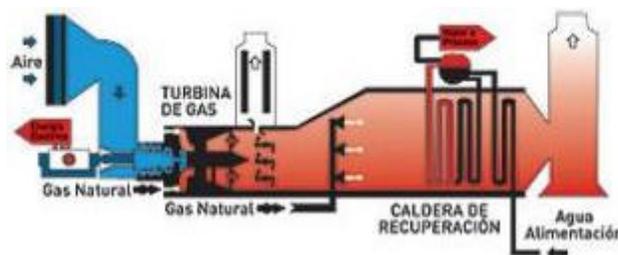
Tipos de ciclos en cogeneración

Se puede cogenerar empleando diferentes tipos de ciclos, la utilización de uno u otro depende principalmente de los requerimientos específicos de energía eléctrica y calor.

a) Ciclo simple

Es la planta clásica de cogeneración y su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (mayores a las 10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.



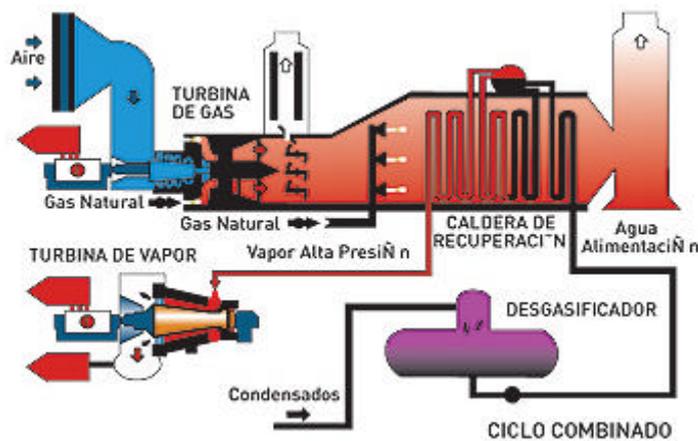
Esquema de Ciclo Simple con TG

b) Ciclo combinado

Un ciclo combinado ayuda a absorber una parte del vapor generado en el ciclo simple y permite, por ello, mejorar la recuperación térmica, o instalar una

turbina de gas de mayor tamaño cuya recuperación térmica no estaría aprovechada si no se utilizara el vapor en una segunda turbina de contrapresión.

En un ciclo combinado el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, la selección debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere la existencia de experiencias previas e "imaginación responsable" para crear procesos adaptados a un centro de consumo, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño. La principal aplicación de este tipo de ciclos se encuentra en Centrales Térmicas para generación de energía eléctrica.



Esquema de Ciclo Combinado

Una variante del ciclo combinado, es el ciclo combinado a condensación.

c) Ciclo combinado a condensación

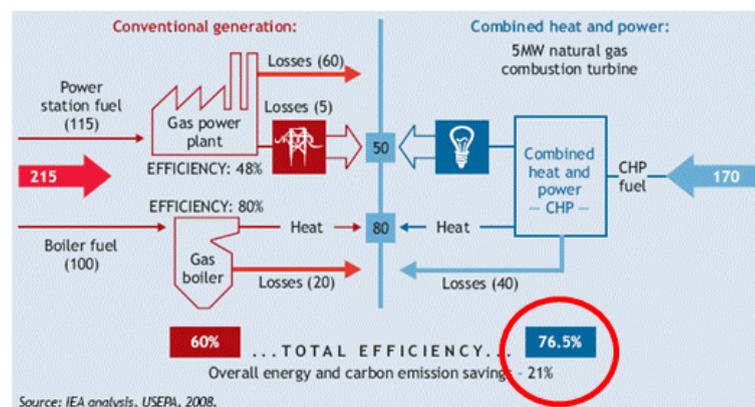
Es una variante del ciclo combinado de contrapresión clásico, se basa en procesos estrictamente de cogeneración. Se basa en una gran capacidad de regulación ante demandas de vapor muy variables.

El proceso clásico de regulación de una planta de cogeneración consiste en evacuar gases a través del by-pass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la post-combustión cuando sucede lo contrario.

Bajando sensiblemente la potencia a generar en la TG, no se consigue su adaptación a la demanda de vapor, debido a una importante bajada en el rendimiento de recuperación, ya que los gases de escape mantienen prácticamente su caudal y bajan ostensiblemente su temperatura. Por ellos, las pérdidas de calor se mantienen prácticamente constantes, y la planta deja de cumplir los requisitos de rendimiento.

Un ciclo de contrapresión y condensación permite aprovechar la totalidad del vapor generado, regulando mediante la condensación del vapor que no puede usarse en el proceso, produciendo una cantidad adicional de electricidad.

De poder aplicarse la tecnología de cogeneración en estas centrales desde su concepción original, la eficiencia global energética esperada ronda el 75/80%, provocando un 20% menos de GEI respecto de no implementar Cogeneración.



Generación convencional vs. Cogeneración¹

Trigeneración

Se basa en la producción conjunta de tres vectores energéticos: calor, electricidad y frío.

Una planta de trigeneración es similar a una de cogeneración, a la que se le ha añadido un sistema de absorción para la producción de frío. No obstante existen una serie de diferencias.

¹ Fuente: IEA - CHP – Evaluating the benefits of greater global investment, 2008

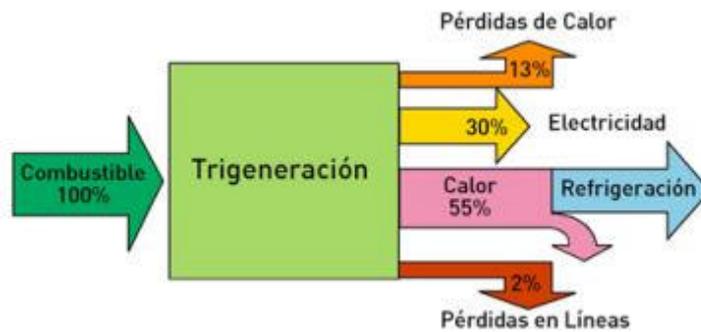
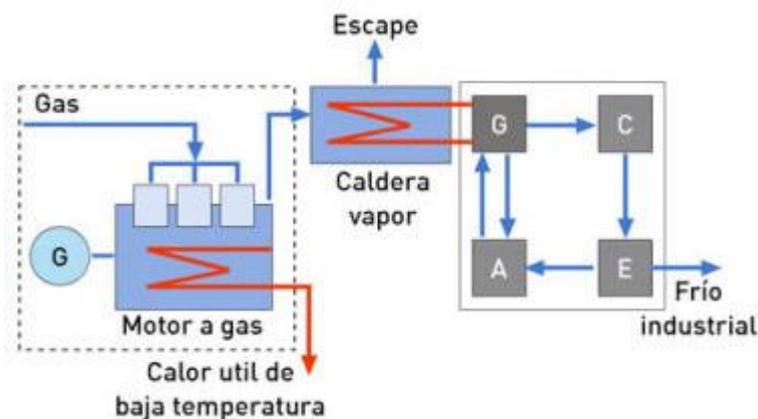


Diagrama de los vectores energéticos que integran la trigeneración

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente no era posible en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío y electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica.



Esquema de Planta de Trigeneración con Motor a gas

Otras aplicaciones de la cogeneración

Además de las aplicaciones ya mencionadas, producción de energía eléctrica, calor y/o frío), se encuentran sistemas de cogeneración en:

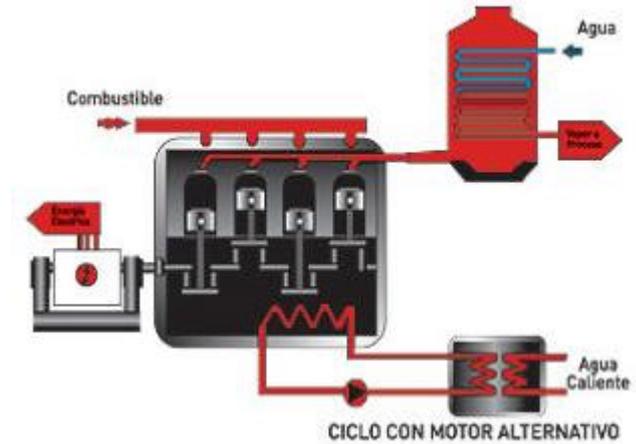
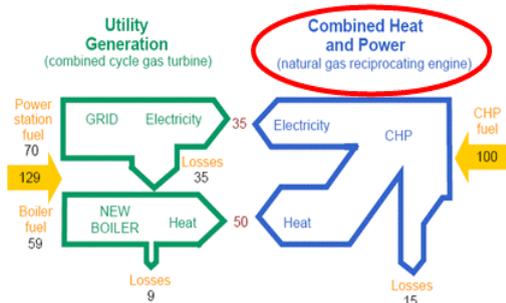
- **Aplicaciones de secado.** Especialmente en industria cerámica que utiliza atomizadores. Son plantas muy simples y económicas, ya que los gases calientes generados por una turbina o un motor se utilizan directamente en el proceso de secado.
- **Aplicaciones en la industria textil.**
- **Calefacción y refrigeración.**
- **Aplicaciones para industrias medioambientales,** como plantas depuradoras de tipo biológico, o de concentración de residuos o de secado de fangos, etc., al demandar calor son potencialmente cogeneradoras. En estas aplicaciones puede ser un factor importante para la reducción del coste de tratamiento de los residuos.

Sistemas de cogeneración

I) Plantas con motores alternativos

Utilizan gas, gasoil o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas para la producción de frío por absorción, o bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Hacer cogeneración empleando una turbina de ciclo combinado es más eficiente (66%), pero es sobrepasada al utilizar motores de combustión interna con una eficiencia resultante de 80-85% y casi 30% menos de CO₂ en el proceso de aplicación de cogeneración. El problema está en las capacidades disponibles, ya que los motores están limitados a algunas decenas de MW.



Ciclo Combinado vs. Motores alternativos²

Esquema: Planta de Cogeneración con Motor Alternativo

II) Plantas con turbinas de vapor

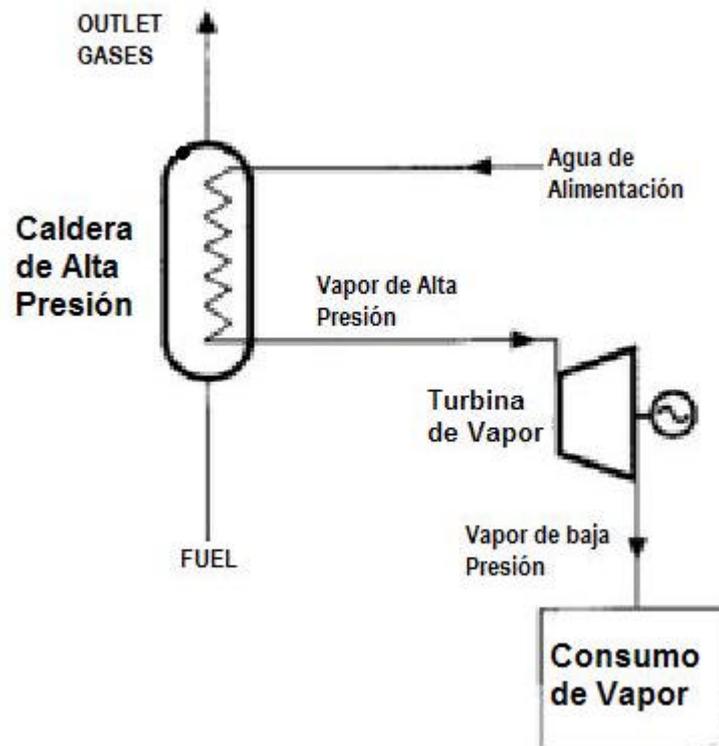
Este tipo de plantas fue el primer sistema de cogeneración que se utilizó. Las centrales térmicas de generación eléctrica de los años 60' y 70' para autoconsumo industrial utilizaron esta tecnología. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados³ o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos que se incineran.

En estos sistemas, se genera vapor de alta calidad (alta presión y temperatura) en calderas convencionales y luego la energía mecánica se produce por la expansión de dicho vapor en una turbina de vapor. Las turbinas empleadas pueden ser turbinas de extracción o a contrapresión para poder extraer el vapor de baja calidad para uso calórico.

Si la turbina fuera a condensación total, sin extracciones no se podría extraer vapor y en tal caso sólo se estaría generando energía eléctrica, por lo tanto no sería una cogeneración.

² Fuente: EPRI – Distributed Generation Heat Report – 2002

³ La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".



Esquema: Planta de Cogeneración con TV

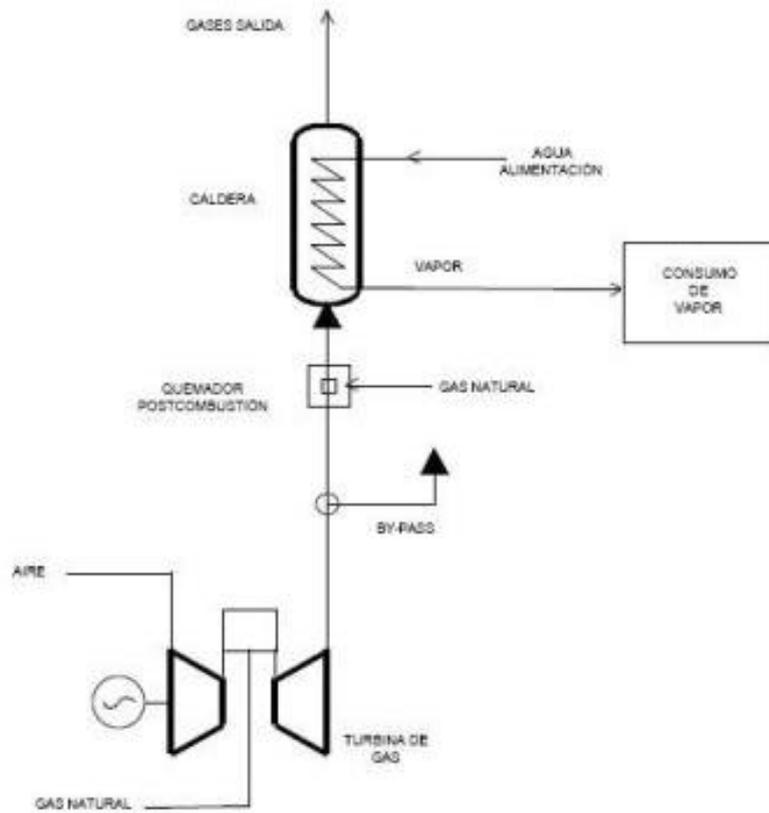
III) Plantas con turbinas de gas

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador, utilizando parte de su energía para producir energía mecánica. Su rendimiento de conversión es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una relativamente fácil recuperación del calor, que se encuentra concentrado en sus gases de escape, que están a una temperatura de unos 500/600°C, idónea para producir vapor en un recuperador de calor (HRSG).

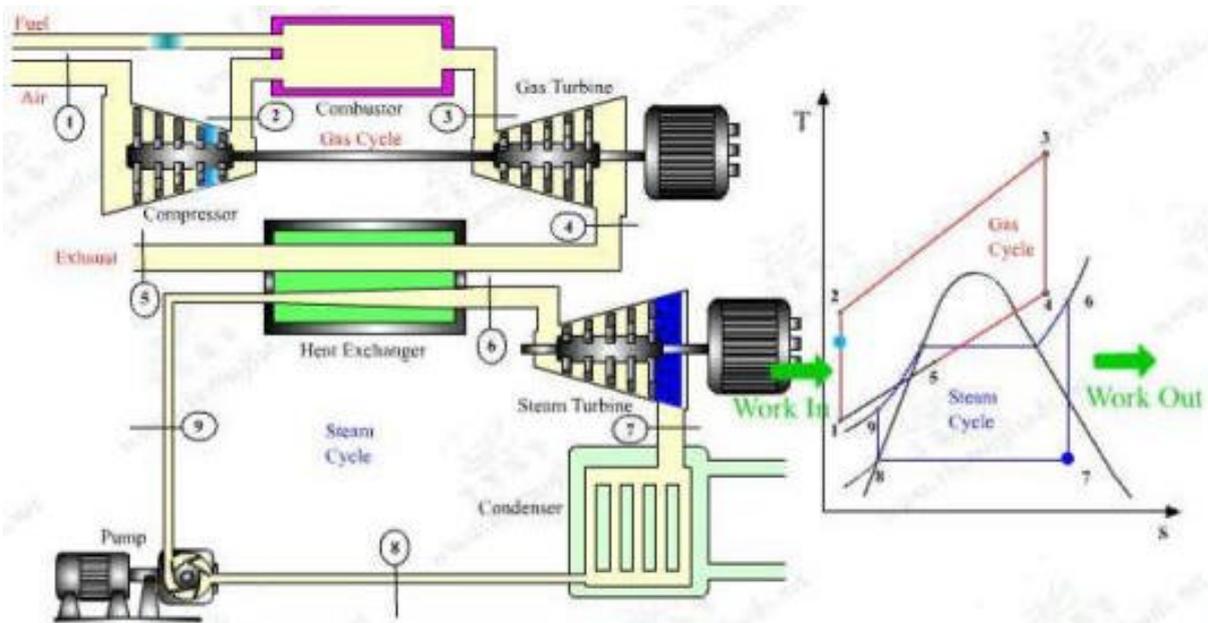
Se diferencian dos tipos de ciclos:

- ciclo simple, cuando el vapor se produce a la presión de utilización del usuario; y

- **ciclo combinado**, cuando el vapor se produce a alta presión y temperatura para realizar una expansión previa en una turbina de vapor.



Esquema: Ciclo Simple



Esquema: Ciclo Combinado

TABLA I): Ventajas y Desventajas de las diferentes plantas de cogeneración

Tipo	Ventajas	Desventajas
Turbina de gas	<p>Amplia gama de aplicaciones.</p> <p>Muy fiable.</p> <p>Elevada temperatura de la energía térmica.</p> <p>Rango muy amplio (desde 0,5 MW y mayores a 100 MW).</p> <p>Gases con alto contenido de oxígeno.</p>	<p>Limitaciones en los combustibles.</p> <p>Vida útil algo menor en comparación con otras aplicaciones (ejemplo turbinas de vapor)</p>
Turbina de vapor	<p>Rendimiento global alto.</p> <p>Muy segura.</p> <p>Posibilidad de emplear todo tipo de combustibles.</p> <p>Larga vida de servicio.</p> <p>Amplia gama de potencias.</p>	<p>Baja relación eléctrica/calor.</p> <p>No permite alcanzar altas potencias eléctricas.</p> <p>Puesta en marcha lenta.</p>
Motor alternativo	<p>Elevada relación electricidad/calor.</p> <p>Alto rendimiento eléctrico.</p> <p>Bajo costo.</p>	<p>Alto costo de mantenimiento.</p> <p>Energía térmica muy distribuida y a baja</p>

	Tiempo de vida medio. Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda.	temperatura.
--	---	---------------------

Cabe mencionar que, cualquiera sea la tecnología a implementar, existen reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero ya que ambos vectores energéticos se producen con un rendimiento global superior.

Los beneficios de fomentar la cogeneración

Los beneficios de mejorar la eficiencia energética utilizando cogeneración, en comparación con el desarrollo de otras tecnologías (por ejemplo, renovables) radican en:

- **Potenciales disponibles en la industria de varios cientos de MW.**
- **Reducción de las inversiones necesarias, menor fabricación de equipos.**
- **Enfrentar el desarrollo con menores recursos financieros.**
- **Existencia de tecnologías maduras y fáciles de operar y mantener.**
- **Grandes poblaciones de plantas industriales en el rango 0.1-5 MW y mayores (superiores a las 50 MW).**
- **Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.**

La base para las evaluaciones técnicas o económicas que se realicen será la correcta determinación de los potenciales de cogeneración en los diferentes segmentos de la matriz energética final (consumidores).

Tarea 1: Identificación de proyectos en las áreas de interés.

1.1 Selección del lugar potencial para desarrollar el proyecto de energía eólica y de la capacidad del parque eólico.

Para realizar esta tarea se trabajó con un mapa de vientos de la Secretaría de Energía de la Nación basado en el SIG Eólico y con los datos de CAMMESA y de TRANSBA para las redes de transmisión.

En función de los lineamientos antes citados se ha seleccionado un parque eólico de 20 MW a emplazarse en Miramar, partido de General Alvarado. El potencial de vientos en la zona de la Costa Atlántica de la provincia permitiría que proyectos de este tipo sean replicados, toda vez que existen líneas de transmisión e importantes centros de consumo de electricidad. La generación distribuida tiene como beneficio adicional disminuir las pérdidas de energía en el transporte eléctrico y aumentar la confiabilidad del sistema. Esto último es particularmente importante en el caso de los centros turísticos que dependen de la disponibilidad de líneas de alta tensión y que con proyectos como este se lograrían independizar.

El proyecto estaría desarrollado por privados que actualmente no son actores del mercado eléctrico. El factor de capacidad (FC) previsto es del 35%. El factor de capacidad es el cociente entre la energía anual real esperada dividido por la energía teórica anual. El parque eólico estará conectado a la red de EDEA S.A. en 33 kV.

El Parque eólico de 20 MW estaría constituido por 8 aerogeneradores de 2.5 MW. Su ubicación sería en Miramar entre Mar del Sur y Centinela del Mar. Las coordenadas geográficas serían 38° 17' 06" Sur y 58° 06' 10" Oeste. El nombre de la empresa que lo desarrollaría aún no ha sido definido.

Se presenta una curva de un aerogenerador de 1 MW por no disponerse de la curva del aerogenerador de 2.5 MW. Para el proyecto de Miramar las curvas son semejantes aunque los valores de velocidad mínima de viento (velocidad

de start-up) para que el aerogenerador comience a generar energía es de 2.5 m/s. La velocidad de viento a partir de la cual el aerogenerador entrega su potencia nominal es 11.5 m/s y la velocidad de corte (cut-off) es de 23 m/s. Es importante mencionar que a valores con valores de viento de entre 2.5 y 11.5 m/s la potencia que será capaz de entregar el aerogenerador variará con el cubo de la velocidad. Con velocidades de viento que van entre los 11.5 y los 23 m/s la potencia que podrá entregar el aerogenerador es la potencia nominal (2.5 MW), invariante con la velocidad del viento. Con vientos que superen los 23 m/s el aerogenerador se desconectará para proteger el equipo y por lo tanto entregará cero.



La energía anual que espera producir el Parque eólico es de 61320 MWh. Esto considera un factor de capacidad del 35%.

1.2 Identificación y contacto con empresas dentro de Parques Industriales de la provincia de Buenos Aires y/o fuera de los Parques.

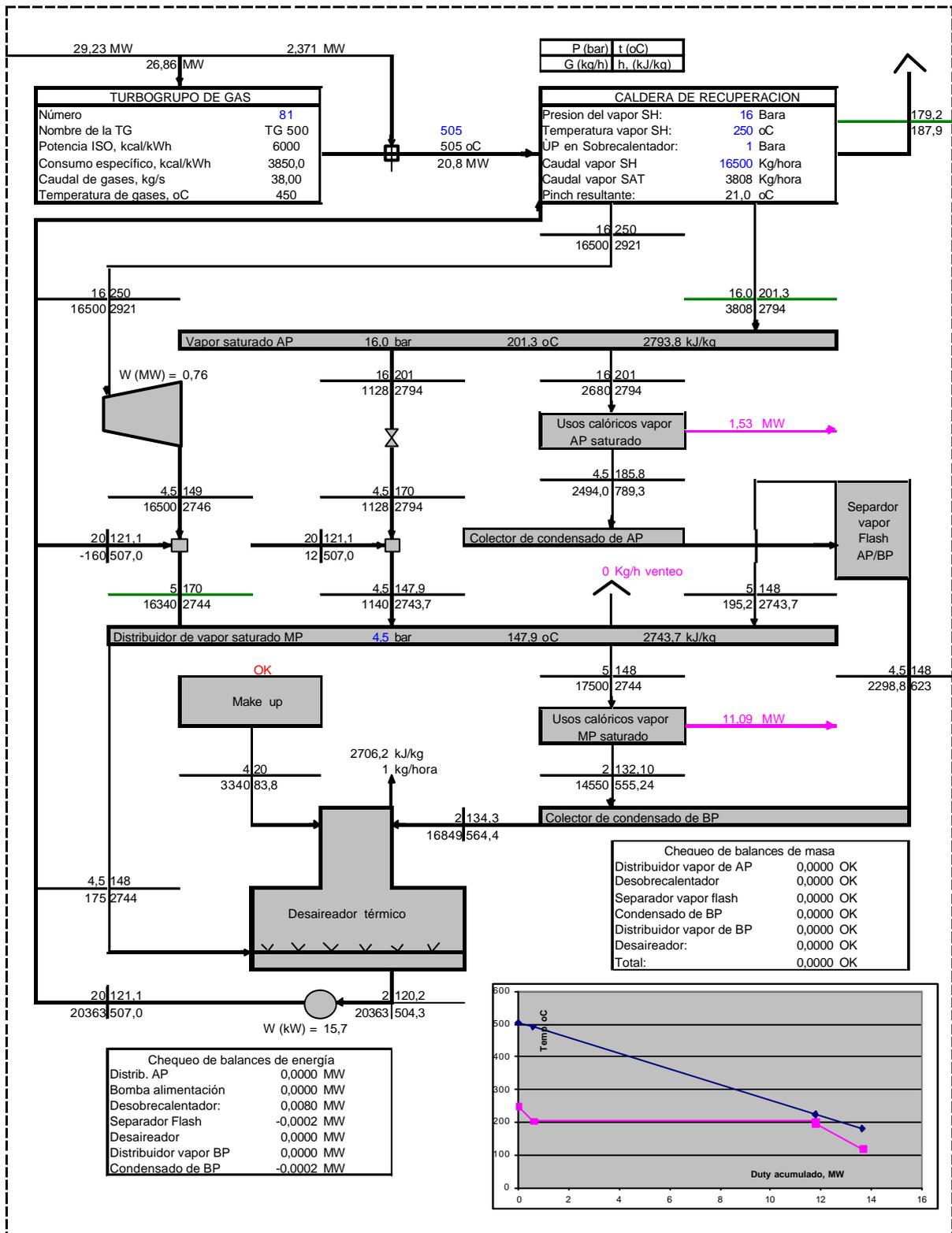
Las empresas seleccionadas fueron:

- **Unilever, en su planta ubicada en Tortuguitas.**
- **Valot, en su planta localizada en el parque industrial de Campana.**
- **Mercedes Benz, en su planta industrial Juan Manuel Fangio, en González Catán.**

El proyecto de Unilever consiste en mejorar la eficiencia a través de la cogeneración a partir de gas natural para la producción de energía térmica y eléctrica. Se prevé reemplazar la producción térmica por una unidad de cogeneración.

Unilever es uno de los proveedores líderes del mundo de productos de consumo. Tiene dos divisiones globales –Alimentos y Cuidado del Hogar & Personal–, en todo el mundo. La adquisición de Bestfoods en 2000 permitió liderazgo en la categoría culinaria. Knorr es la marca más importante, con €2.3 billones de ventas en más de 100 países y una gama de productos que abarca sopas, caldos, salsas, fideos y comidas completas. Es el principal productor de alimentos congelados de Europa, bajo la marca Findus en Italia, Bird's Eye en el Reino Unido e Iglo en otros países europeos. Es líder en el mercado de cuidado del hogar en gran parte del mundo, el que abarca productos de limpieza e higiene. Unilever cuenta con seis plantas industriales en Argentina, en las cuales se producen y distribuyen los distintos productos de todas las marcas y categorías. En la Planta Tortuguitas se desarrollaría el proyecto. Esta planta funciona desde 1981, en ella se producen los desodorantes Axe, Dove, Rexona, Impulse y Suave; los líquidos para Sedal, Dove, Ala, Cif, Vívere y Comfort. Desde allí se exporta a Arabia, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Honduras, Guatemala, Israel, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Rusia, Trinidad, Turquía, Ucrania, Uruguay y Venezuela.

Se presenta a continuación datos del proyecto:



Estará conformado por una TG 500, potencia ISO 6 MW, con un consumo específico de 3850 kCal/kW. Los gases de la combustión se utilizan para producir el vapor para proceso. En efecto, los gases calientes de la TG alimentan una caldera de recuperación. Ésta produce ton de vapor a 16 Bar y

250 °C. Este fluido se emplea en el proceso industrial. El consumo de gas prácticamente se duplica (de 10170 a 19513 dam³ año), esto, en un contexto de restricción de la oferta de gas resulta un desafío. La falta de gas es históricamente suplida en la caldera a reemplazar, por fuel oil. La nueva unidad opera con gas oil como combustible alternativo. Unilever opera desde sus inicios en el mercado del fuel oil, la compra y manejo de gas oil es otro cambio profundo para la empresa.

Demanda:	Energía Anual GWh	Consumo GN	Consumo FO
Actual	22.800 año	10.170 dam ³ año	968,6 ton año

Esta energía primaria se empleó, entre otras cosas para producir vapor para el proceso
 La caldera opera a partir de gas natural y fuel oil, produce 20ton h de vapor a 250°C y 16 BAR

El proyecto de Valot consiste en la captura de biogás a partir del tratamiento anaeróbico de sus efluentes para la producción de energía térmica. Todavía se encuentra en proceso de caracterización de los efluentes anuales que deben tratar, no obstante y a los fines de evaluación del proyecto los parámetros adoptados son los siguientes: La papelera como resultado de su actividad productiva, genera anualmente 7.240.000 m³ de aguas residuales con una carga en DQO cercana a los 7.800.000 kg. Estas aguas son tratadas en una planta de tratamiento propia antes de ser vertidas. La planta está diseñada para tratar un caudal de 26.000 m³/día de aguas procedentes del sistema de producción. Estas aguas residuales después de su homogenización en un tanque de 1.800 m³ son distribuidas en dos líneas simétricas de tratamientos formadas por cuatro procesos ordenados secuencialmente; sedimentador primario, doble etapa biológica (reactor aerobio de lecho fluidizado y tratamiento convencional de fangos activos) y un sedimentador secundario. El proyecto consiste en la instalación de planta de tratamiento de líquidos residuales con recuperación de biogás. Se instalará una planta piloto que en el proceso los efluentes se derivan hacia un reactor anaeróbico, con el objeto de reprimir la carga de DBO y DQO -Demanda Biológica de Oxígeno y Demanda Química de Oxígeno- para obtener un biogas que pueda ser reutilizado en la industria. Esto permitirá determinar la cantidad y calidad de biogas que se

generaría por kilo de carga orgánica que tiene el efluente saliente. En cuanto al efluente saliente post-biodigestores de la planta, cuando esté funcionando en forma comercial será dirigido a las piletas de evaporación que se construyen a tal efecto. En ellas se obtendrá un sólido que luego será destinado al 'compostaje' para la fertilización de los suelos. La tercera etapa del proyecto consiste en buscar alternativas para lograr la calidad de vuelco que exigen los requerimientos ambientales, y que tiene varios proyectos en estudio. Asumiendo que se producirá 0.45 m³ biogas/kg DQOremovida, que se instalará un sistema capaz de remover el 90% de la DQO y que el biogás estará compuesto en un 65% por metano (CH₄), se espera que se capturen anualmente 20.5 millones de m³ de metano que sin el proyecto hubieran sido liberados a la atmósfera.

El proyecto de Mercedes Benz mejora la eficiencia en el proceso industrial. Se trata de la implementación de una política de mejora en la eficiencia energética que prevé campañas de concientización, optimización de procesos y disminución de tiempos de espera y ajuste de logística. Adicionalmente se reemplazarán equipos que aún tienen varios años de vida útil por otros con tecnologías más eficientes. Se reemplazarán luminarias por otras más eficientes en predios de estacionamiento, entre otras medidas. Se espera lograr un ahorro de 5300 MWh.

1.3 Identificación y contacto con empresas y/o con la cámara que agrupa a las empresas del cemento.

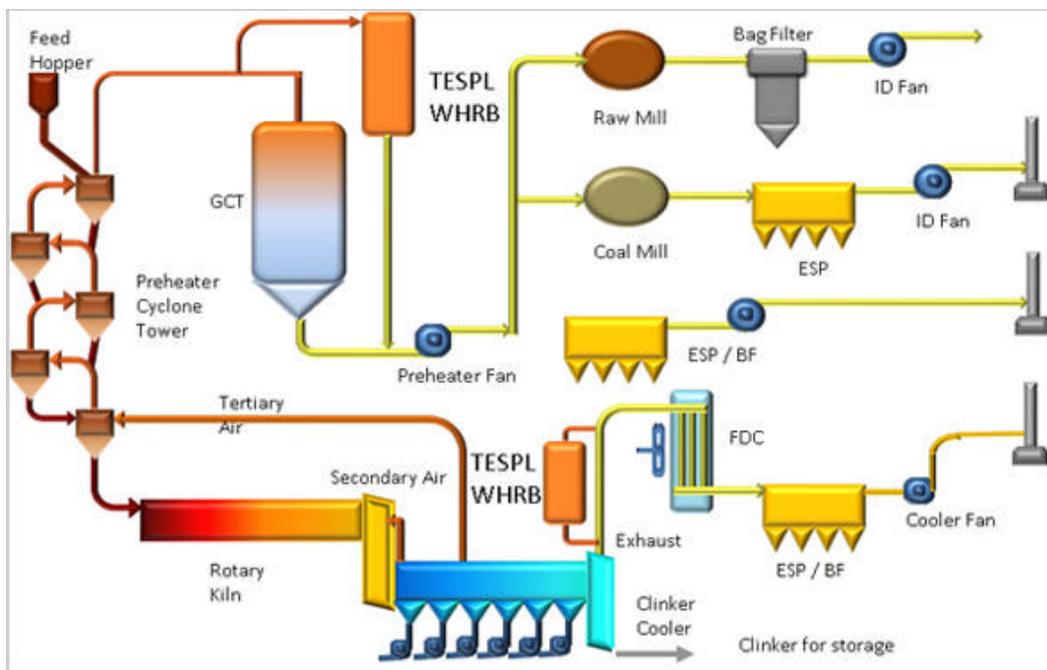
Se han mantenido contactos con la Cámara que agrupa a las empresas del sector. La empresa seleccionada podría desarrollar el proyecto en su planta industrial de Olavarría. El proyecto consiste en la recuperación de gases calientes de los hornos para producción de energía.

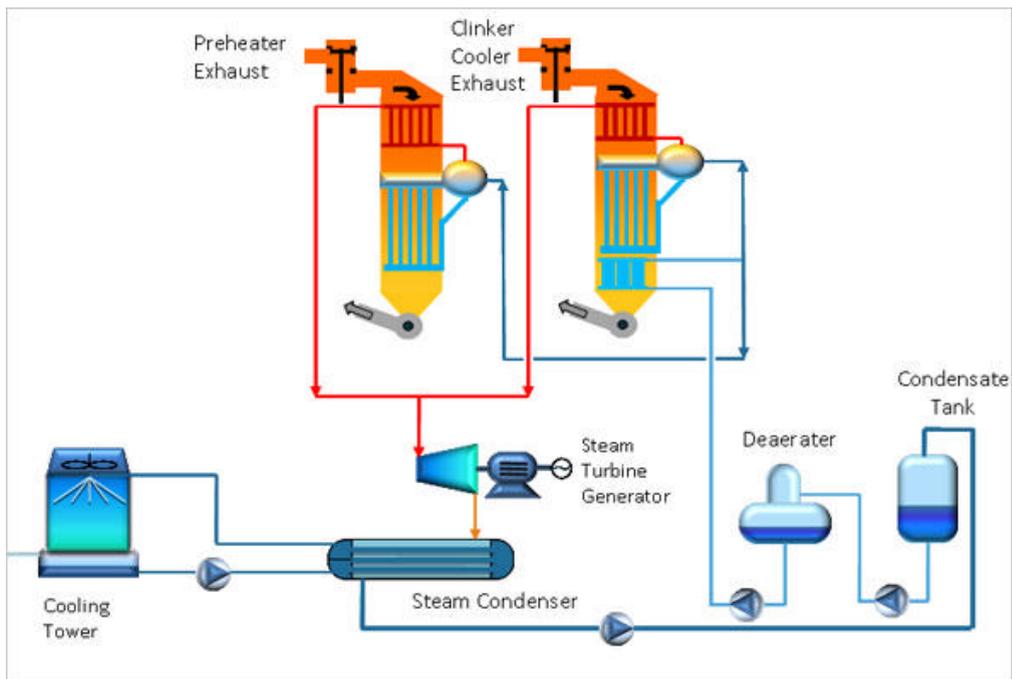
Potencial: por las chimeneas del enfriador y precalentador de los hornos cementeros se despiden aire y CO₂ a temperaturas de entre 300°C y 400°C, que

en los casos de la planta de Olavarría implica el venteo de 35 MW de potencia calórica.

Mediante intercambiadores parte de ese calor puede recuperarse y emplearse para generar energía eléctrica. Por la baja temperatura del calor recuperado se emplean líquidos de bajo punto de ebullición (pentano, amoníaco, etc.) en sustitución total o parcial del agua como fluido termodinámico para accionamiento de turbinas en un ciclo más eficiente.

Representación Esquemática:





Potencia ventada (calor residual)	35,1	MW
Potencia generable y disponible	3,2	MW
Energía generada utilizable	23.548	MWh

Este tipo de proyecto sería replicable en otras industrias del sector.

1.4 Identificación y contacto con empresas y/o con la cámara que agrupa a las empresas agropecuarias.

Se seleccionaron 3 tipos de proyectos de reducción de emisiones de GEIs en este sector.

Los proyectos están vinculados a:

- **Cría confinada (cerdos y/o vacas)**
- **Tambo y**

· Avícolas (pollo parrillero).

Para el sector Porcinos se analizó el reemplazo de las lagunas anaeróbicas, por biodigestión con tres opciones, quema de biogás, aprovechamiento térmico y generación de energía eléctrica.

Para el sector de Tambos se analizó el reemplazo de las lagunas anaeróbicas por biodigestión o sistemas de humedales artificiales, quema de biogás, con y sin aprovechamiento.

Para el sector Avícola se analizó el aprovechamiento de la cama de cría para la generación de energía térmica/eléctrica. Se evaluó la posibilidad de instalar plantas de acopio regionales en donde se pueda procesar la cama de pollo proveniente de varias granjas.

1.5 Identificación y contacto con empresas que puedan aprovechar residuos biomásicos para generación de energía.

El proyecto seleccionado consiste en el aprovechamiento de residuos biomásicos para la generación eléctrica de 20 MW en la empresa Bunge ubicada en el Parque Industrial Ramallo.

Se instalará un cogenerador de 20 MWe que proveerá de energía eléctrica y térmica a la planta industrial. Se espera consumir 1.9 ton de biomasa/MWh. Se entregarán 10 toneladas hora de vapor para proceso. Se espera una generación anual de 148.109 MWh. El proyecto evitará el consumo actual de 6.823.585 m³ al año de gas natural y 649,9 toneladas al año de Fuel Oil.

1.6 Identificación y contacto con organismos públicos que brinden los datos de consumo de electricidad y gas natural de su edificio y que permitan el acceso al mismo para identificar de manera preliminar el potencial de ahorro que se obtendría si se implementaran algunas medidas de eficiencia energética en el edificio público en análisis.

Los edificios seleccionados para la elaboración de la idea de proyecto de eficiencia energética en edificios públicos son las “Torres gubernamentales I y II” ubicadas en la ciudad de La Plata en las calles 12 y 54. Si bien se han mantenido reuniones para obtener las informaciones necesarias, resultó imposible relevar el edificio por existir diferentes organismos involucrados. No obstante se elaboró un análisis de posibles medidas de eficiencia en edificios.

1.7 Identificación y contacto con empresas que puedan cogenerar.

El proyecto seleccionado es de la empresa SMURFFI Kappa, en su planta de Bernal donde produce anualmente 140 mil toneladas de cartón corrugado. Smurfit Kappa surge de la fusión de las empresas Smurfit y Kappa. Esta fusión se llevó a cabo en 2007. De este modo la empresa resultante opera en 37 países. A nuestro país llegó como Smurfit en 1943. Su primera planta se levantó en Bernal.

Demanda:	Energía Eléctrica [GWh]	Fuel Oil [ton año]	Gas Natural [dam ³]
	2010	72.500	1.071

Esta energía primaria se empleó, entre otras cosas para producir vapor para el proceso
 Éste se produce en una caldera Mellor Goodwin.
 La caldera opera a partir de gas natural y fuel oil, produce 80 ton h de vapor a 120°C

Descripción del proyecto: Se prevé reemplazar la caldera Mellor Goodwin por una unidad de cogeneración. Ésta se compone de una turbina de gas marca Solar que impulsa un generador Siemens de 3.98 MW. Se alimenta de gas natural, y eventualmente gas oil. Los gases de la combustión se utilizan para producir el vapor para proceso. En efecto, los gases calientes de la TG alimentan una caldera de recuperación. Ésta produce ton de vapor a 12 Bar y

150 °C. Este fluido se emplea en el proceso industrial. A fin de mejorar el rendimiento global se intercala (como 2° etapa) una unidad turbo vapor. Esta unidad generará 2.5 MW adicionales, totalizando la cogeneración 6.48 MW.

Tarea 2: Análisis de aplicabilidad de las metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL.

Pese a que existen muchas actividades que podrían contribuir con la mitigación del cambio climático, no cualquiera resulta viable en el MDL.

En este contexto se debe tener en cuenta que para que un proyecto se pueda enmarcar dentro del MDL debe demostrar que es adicional y utilizar una metodología aprobada aplicable a la actividad. En la metodología se establece la manera de determinar el escenario de referencia a partir del cual se calculan las reducciones de emisiones. La metodología también indica qué variables son necesarias monitorear.

Para cada una de las ideas de proyecto detectadas en las industrias/sectores se analizó qué metodología aprobada es aplicable. A partir de la definición de la metodología que corresponde a cada idea de proyecto se cuantificaron las reducciones de emisiones del mismo.

Conceptos previos

Las metodologías evaluadas se clasifican en dos categorías:

- 1. Metodologías para actividades de proyecto MDL de gran escala.**
- 2. Metodologías de pequeña escala.**

Una metodología en líneas generales contiene las siguientes secciones principales:

- Definiciones que se requieren para aplicar la metodología;**
- Descripción de la aplicabilidad de la metodología;**
- Establecimiento del límite del proyecto;**

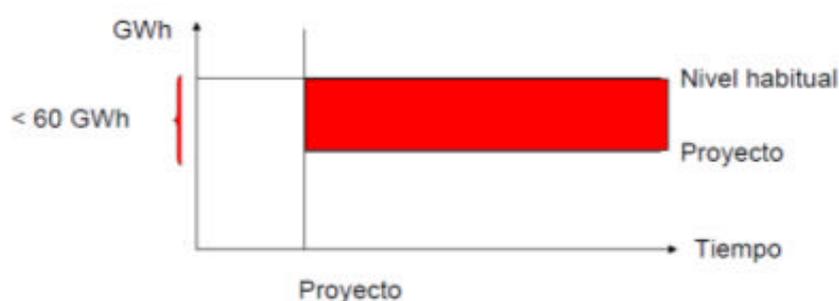
- Procedimientos para identificar el escenario de línea de base (escenario de referencia);
- Procedimiento para demostrar adicionalidad;
- Procedimiento para calcular las reducciones de emisiones;
- Descripción del procedimiento de monitoreo.

Cabe mencionar también que las metodologías citan otros instrumentos que deben ser usados por los desarrolladores de los proyectos, estos son herramientas (Tools), guías y procedimientos.

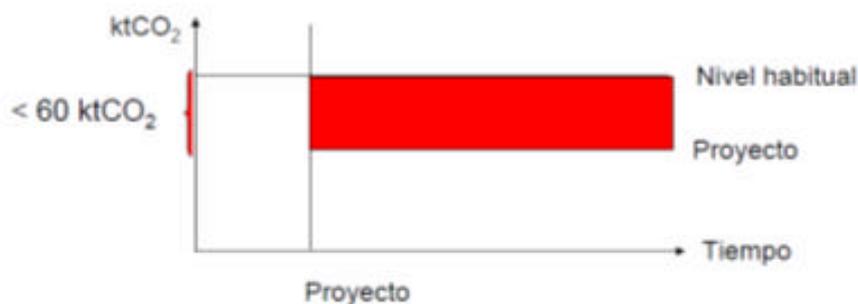
Las metodologías de gran escala pueden ser empleadas para proyectos de cualquier tamaño, mientras que las metodologías simplificadas de pequeña escala solamente pueden ser aplicadas si la actividad está dentro de los límites establecidos por la Junta Ejecutiva para el tipo de proyecto en cuestión.

Las metodologías simplificadas de pequeña escala agrupan y definen límites de aplicabilidad para tres tipos de actividades diferentes:

- Tipo I: proyectos de energías renovables con una capacidad instalada máxima de 15 MW_e o su equivalente térmico de 45 MW_{th} ;
- Tipo II: proyectos de mejora de eficiencia energética los cuales reducen el consumo de energías, ya sea del lado de la demanda y/o de la oferta, cuyo ahorro equivalente sea menor que 60 GWh por año;



- Tipo III: otras actividades de proyectos que reduzcan emisiones en 60kT CO₂e (en miles de toneladas equivalentes de CO₂) o menos anualmente.



Las metodologías aprobadas son muchas y para realizar la primera selección de documentos a revisar se deben buscar metodologías de acuerdo al tipo de actividad de mitigación o por tipo de actividad o medida a implementar por el proyecto MDL.

Categorización de metodologías por tipo de actividad de mitigación

Conociendo el tipo de actividad de mitigación a ser implementada por el proyecto, fácilmente se puede identificar las metodologías factibles de ser aplicadas.

Esta forma de búsqueda de metodologías se realiza de acuerdo al alcance y tipo de actividades de mitigación tales como: energías renovables, generación eléctrica de bajo carbono, medidas de eficiencia energética, sustitución de combustibles, abatimiento de metano, remoción de GEI por captura de carbono, etc.

Categorización de metodologías por tipo de tecnología o medida a implementar

Este segundo modo de búsqueda de metodologías hace foco en la tecnología aplicable en el proyecto. La categorización por tipo de tecnología permite a los desarrolladores de proyectos identificar un conjunto de metodologías comparables aplicables a la tecnología que se implementaría en el proyecto.

Una vez identificado el sub-conjunto de metodologías posibles de aplicar, hay que analizar las condiciones de aplicabilidad de las mismas para seleccionar la que se ajusta a la actividad de proyecto MDL en estudio. También es conveniente revisar información existente de proyectos que ya han aplicado tales metodologías. Tanto las metodologías como los proyectos se encuentran disponibles en el sitio web de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC⁴).

Si ninguna de las metodologías aprobadas es aplicable, se puede proponer una nueva metodología. También es posible solicitar una revisión de una metodología aprobada en los casos en que el proyecto es similar al tipo de proyecto al que aplica. En estos casos debe enviarse la propuesta de modificación y fundamentarla.

Si existe alguna duda respecto de si es posible utilizar una metodología aprobada para un proyecto determinado que no es ajusta exactamente a las condiciones de aplicabilidad se puede realizar un pedido de aclaración⁵.

Para identificar las metodologías factibles de ser aplicadas a un proyecto se debe analizar la aplicabilidad y los escenarios de línea de base considerados.

Se presenta una descripción del significado de los íconos que utiliza la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático para describir las principales características de una metodología aprobada:

 <p>Combustible Fósil Cualquier tipo de combustible fósil utilizado para combustión. Puede ser gaseoso, líquido o sólido. Ejemplos: gas natural, fuel oil, carbón.</p>	 <p>Planta de electricidad Cualquier tipo de planta, instalación o uso de equipamiento para producir electricidad. Este incluye plantas de energía que consumen combustibles fósiles, plantas de energía que emplean fuentes renovables (tales como hidroelectricidad), pero también incluye sistemas fotovoltaicos</p>
--	---

⁴ UNFCCC: United Nation Framework Convention on Climate Change

⁵ Ver <https://cdm.unfccc.int/Reference/Procedures/index.html>

	(pequeños)
 <p>Combustible fósil intensivo en Carbono Cualquier tipo de combustible fósil utilizado para combustión. Ejemplo: carbón, fuel oil.</p>	<p>Generación de calor Cualquier tipo de planta, instalación o uso de equipamiento para generar calor. Este incluye calderas a combustibles fósiles, generadores de vapor, incineradores, pero también pequeñas aplicaciones como ser radiadores, cocinas y hornos.</p> 
 <p>Combustible fósil menos intensivo en Carbono Cualquier tipo de combustible fósil con menor contenido de carbono utilizado para combustión. Ejemplo: gas natural.</p>	<p>Generación de energía Cualquier tipo de planta, instalación o uso de equipamiento para generación de energía. Este ícono representa cualquier sistema de cogeneración y/o trigeneración así como sistemas para proveer energía mecánica. Este ícono es también utilizado si se produce electricidad o calor.</p> 
 <p>Biomasa A menos que esté indicado de otra manera, la biomasa renovable está implícita. Los tipos de biomasa incluyen residuos, plantas oleaginosas y madera.</p>	<p>Electricidad de la red Este ícono es usado para ilustrar todo tipo de planta de producción de electricidad (que queme combustibles fósiles) que está conectada y provee de electricidad a la red (ejemplo: redes nacionales o regionales).</p> 
 <p>Agua Cualquier tipo de agua. Ejemplos: agua para beber, efluentes líquidos.</p>	<p>Red de distribución eléctrica Este ícono es empleado para ilustrar un sistema de distribución de electricidad y es usado cuando la electricidad es ó tiene que ser suministrada a la red o si la actividad de proyecto tiene lugar dentro de un sistema de distribución eléctrica.</p> 
 <p>Petróleo Petróleo de origen fósil. Ejemplo: crudo.</p>	
 <p>Gas Cualquier tipo de gas combustible. Ejemplo; gas</p>	
	<p>Sistema de distribución de calor Ícono usado para cualquier tipo de sistema de distribución de</p> 

<p>natural, metano, biogás, gas de basureros.</p>	<p>calor. Ejemplos: sistema de vapor, sistema de calefacción comunal (district heating).</p>
<p>Energía Cualquier tipo de energía. Este ícono es usado su diferentes tipos de energías son descriptas. Ejemplos: electricidad, calor, vapor o energía mecánica.</p> 	<p>Sistema de distribución de energía Cualquier tipo de sistema de distribución de energía. Ejemplos: red eléctrica o sistema de distribución de calor.</p> 
<p>Electricidad</p> 	<p>Producción La salida de la producción puede ser especificada con este ícono (producción del tipo industrial, ejemplos: cemento, aluminio, acero, etc.)</p> 
<p>Calor Cualquier tipo de energía térmica. Ejemplos: vapor, aire caliente, agua caliente.</p> 	<p>Liberación Cualquier tipo de liberación de sustancias o energía sin usar la sustancia o el contenido en energía de las sustancias.</p> 
<p>Enfriamiento</p> 	<p>Tratamiento Cualquier tipo de tratamiento de efluentes líquidos o estiércol. Ejemplos: lagunas, pilas, sistemas de tratamiento aeróbico.</p> 
<p>Energía Mecánica</p> 	<p>Emisiones de Gases de Efecto Invernadero</p>

 <p>Mejora Cualquier tipo de mejora. Puede ser la modernización de de equipamiento existente o la instalación de una tecnología más avanzada para reemplazar equipamiento obsoletos o de mejor grado de avance. Ejemplo: reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas. También se usa este ícono para actualizaciones de procesos asociados a la agricultura.</p>	 <p>Emisiones de gases de efecto invernadero tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Dióxido de carbono (CO₂) · Metano (CH₄) · Oxido nitroso (N₂O) · Hidrofluorocarbonos (HFCs) · Perfluorocarbonos (PFCs) · Hexafloruro de azufre (SF₆). <p>Donde aplique, se especifica el GEI en el ícono.</p>
 <p>Quemado Quema no controlada de biomasa, venteo o envío a antorcha de gases de procesos residuales (fuel gas).</p>	 <p>Consumidor comercial Consumidor comercial puede ser por ejemplo: una instalación industrial o una institución.</p>
 <p>Edificios Cualquier tipo de edificio.</p>	 <p>Aire</p>
 <p>Abono Abono del ganado</p>	 <p>Consumidor Consumidor residencial o comercial.</p>
 <p>Disposición Cualquier tipo de disposición. Por ejemplo: relleno sanitario</p>	 <p>Ganado Cualquier tipo de ganado</p>

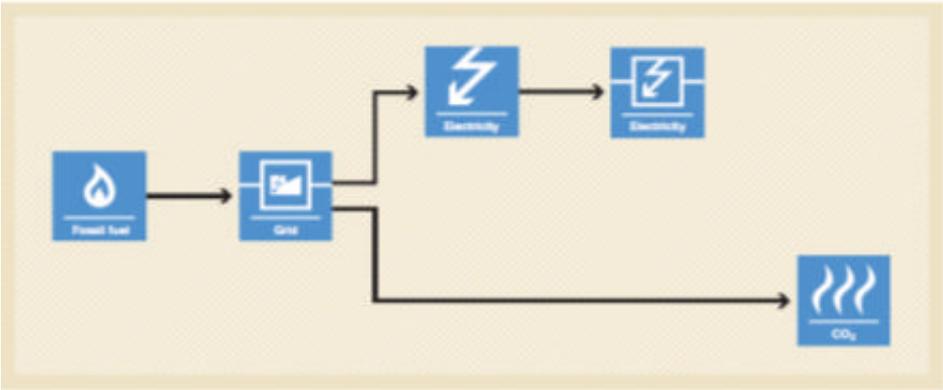
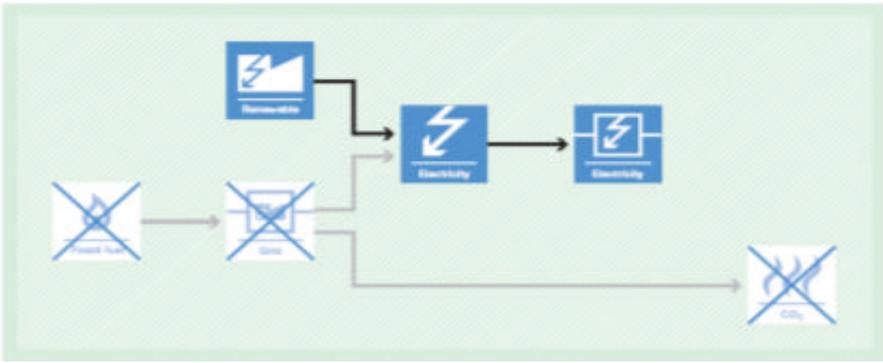
Metodologías seleccionadas para cada idea de proyecto propuesta:

Se presentan sucinta y esquemáticamente las condiciones de aplicabilidad, los parámetros a monitorear, el escenario de línea de base y el escenario con proyecto además de la reducción de emisiones para las diferentes ideas de proyecto.

Idea de Proyecto 1: Parque eólico de 20 MW en la ciudad de Miramar Partido de General Alvear.

ACM0002 – Versión 12.1.0.: Metodología de línea de base consolidada para generación eléctrica conectada a la red a partir de fuentes renovables.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Construcción y operación de una planta de energía que utiliza energía renovable como fuente y suministra electricidad a la red (greenfield power plant). Esta metodología es también aplicable a la modernización, reemplazo o aumento de capacidad de una planta de energía renovable existente.</p>
<p>Categorización (por tipo de acción de mitigación)</p>	<p><u>Energía Renovable.</u> Desplazamiento de electricidad que podría ser provista a la red mediante procesos intensivos en emisiones de GEI.</p>
<p>Condiciones de aplicación de la metodología</p>	<ul style="list-style-type: none"> · El proyecto utiliza una de las siguientes fuentes de energía: hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, de las olas o mareomotriz. · No es aplicable a plantas de energía que queman biomasa. En los casos de modernización, reemplazo o aumento de capacidad, la planta existente debió por lo menos estar en operación comercial por lo menos 5 años antes (mínimo período de referencia). · El aumento de capacidad es la diferencia entre la capacidad histórica y la nueva capacidad a alcanzar con la actividad de proyecto. · Hay condiciones específicas para el caso de aprovechamiento hidroeléctrico.
<p>Parámetros importantes</p>	<p>Al momento de la Validación: Factor de emisión de la red (puede ser monitoreado ex post). Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Electricidad suministrada a la red por el proyecto y, · si aplica, las emisiones de metano del proyecto.

<p>Escenario de línea de base</p>	<p>Electricidad provista a la red mediante procesos intensivos en emisiones de gases de efecto invernadero.</p> 
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>Desplazamiento de electricidad de la red proveniente de procesos intensivos en emisiones de gases de efecto invernadero por instalación de una nueva planta de energía renovable o por modernización, reemplazo o aumento de capacidad de una planta de energía renovable existente.</p> 

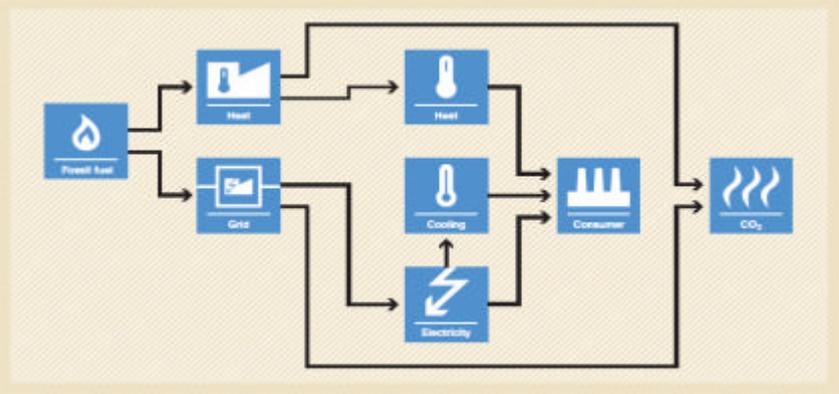
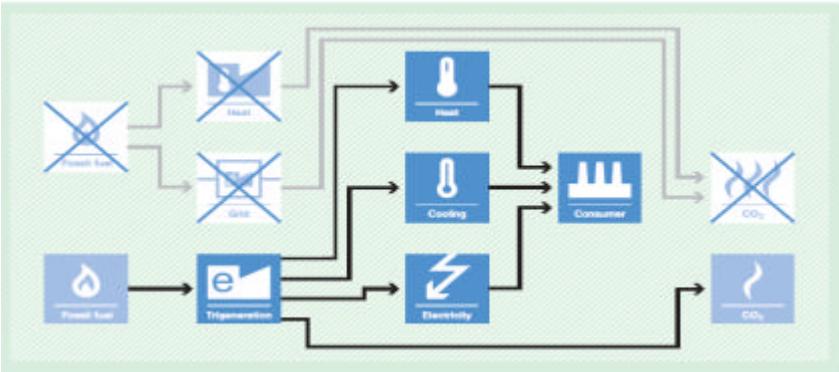
Idea de Proyecto 2: Medida de eficiencia en la industria: Cogeneración a partir de Gas Natural 6 MW en planta de UNILEVER.

AMS-II.H – Versión 2.0: Medidas de eficiencia energética mediante la centralización de la provisión de servicios en una instalación industrial.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Implementación de medidas de eficiencia energética mediante la integración de varias provisiones separadas de servicios (utilities) en un servicio único (utility) que produce energía eléctrica, calor y/o frío (sistemas de cogeneración / trigeneración) en una instalación industrial nueva o existente.</p>
<p>Categorización</p>	<p><u>Eficiencia Energética</u></p>

(por tipo de acción de mitigación)	Desplazamiento de varios servicios intensivos en GEI por servicio centralizado único.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · No está permitido el desplazamiento de sistemas de cogeneración o trigeneración. · Para sistemas existentes, se requiere tres años de datos históricos. · Se debe aplicar la definición de gas natural⁶. · El equipamiento del proyecto no puede contener refrigerantes con potencial de calentamiento global y que afecten a la capa de ozono.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación</p> <ul style="list-style-type: none"> · Definición de una planta de línea de base de referencia que podría haber sido construida en ausencia del proyecto. · Factor de emisiones de la red eléctrica (puede también ser monitoreado ex post). <p>Monitoreo</p> <ul style="list-style-type: none"> · Cantidad de energía eléctrica suministrada a la instalación industrial y/o a la red. · Cantidad de combustible fósil, de energía térmica y de electricidad de la red consumida por el proyecto. · Energía eléctrica y térmica entregada por el proyecto.
Escenario de línea de base	La producción de electricidad/calor/frío se obtiene de elementos de procesos separados. Ejemplo: electricidad de la red y/o de una planta de generación cautiva que quema combustible fósil, calor de una caldera que también quema combustible fósil y enfriadores con compresores eléctricos

⁶ Se define gas natural a aquel gas que está compuesto principalmente de metano y que se genera (i) de los yacimientos de gas naturales (gas no asociado), (ii) en caso de tratarse de gas asociado encontrado en campos petrolíferos; este puede ser mezclado hasta el 1% en volumen con gas de otras fuentes (por ejemplo: con el biogás generado en biodigestores, con el gas de minas de carbón, etc.). Esto se debe a que la metodología no prevé procedimientos para la estimación de GEI asociados con la producción de gas de estas otras fuentes.

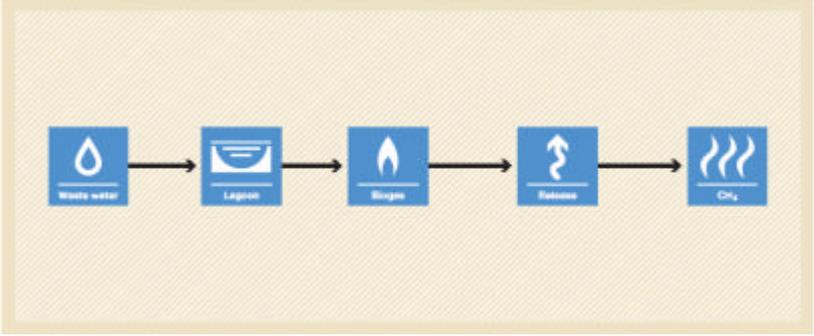
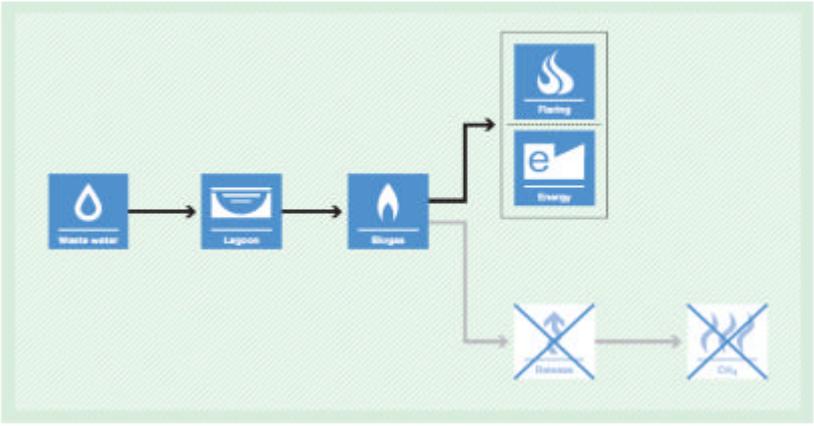
	<p>para la obtención de frío.</p> 
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>Producción simultánea de energía eléctrica y térmica (producción de calor/frío) usando sistema de cogeneración/trigeneración, el cual ahorra energía y reduce las emisiones de GEI.</p> 

Idea de Proyecto 3: Medida de eficiencia en la industria: Producción de energía térmica a partir de la generación de biogás proveniente del tratamiento anaeróbico de sus efluentes líquidos en VALOT, se espera que reduzca anualmente del orden de 23200 tonCO₂ por lo tanto entra dentro de los límites de pequeña escala.

AMS-III.H – Versión 16.0: Recuperación de metano en tratamiento de efluentes líquidos.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Recuperación del biogás resultante del decaimiento anaeróbico de la materia orgánica de efluentes líquidos mediante la introducción de un sistema de tratamiento anaeróbico para el tratamiento de efluentes líquidos y/o lodos</p>
-----------------------------	--

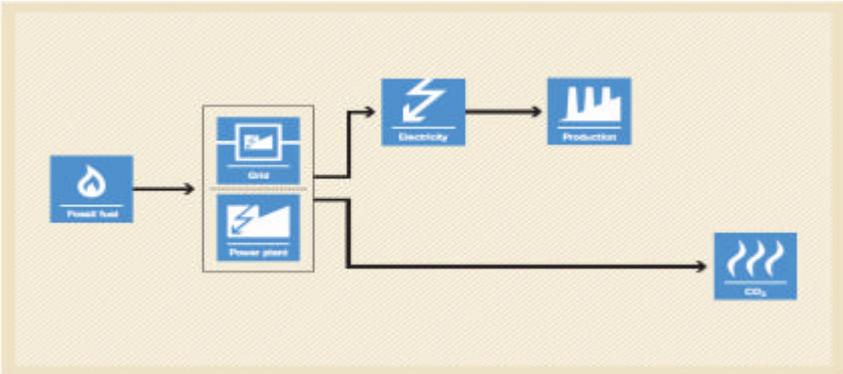
	con captura.
Categorización (por tipo de acción de mitigación)	<u>Abatimiento de GEI</u> Abatimiento de emisiones de metano y desplazamiento de servicios más intensivos de GEI.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · Las lagunas anaeróbicas deben ser de más de 2 metros de profundidad, sin aireación, temperatura ambiente por encima de los 15°C (al menos durante una parte del año), sobre una base promedio mensual. El intervalo mínimo entre dos eventos de remoción de lodos consecutivos debe ser de 30 días. · En la determinación de las emisiones de línea de base, deben estar disponibles archivos históricos de al menos un año previo a la implementación del proyecto. Si no, se requiere una campaña de medición representativa de 10 días.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación</p> <ul style="list-style-type: none"> · Eficacia de la remoción de DQO del sistema de tratamiento de línea de base. <p>Monitoreo</p> <ul style="list-style-type: none"> · Caudal de efluentes líquidos. · DQO del efluente líquido antes y después del sistema de tratamiento. · Cantidad de lodos como materia seca en cada sistema de tratamiento de lodos. · Cantidad de biogás recuperado, como aprovisionamiento de combustible, quemado en antorcha o utilizado (ejemplo: inyectado a una red de distribución de Gas Natural o distribuido a través de una red dedicada).
Escenario de línea de base	El metano producto del decaimiento anaeróbico de la materia orgánica del efluente líquido o de lodos se libera a la

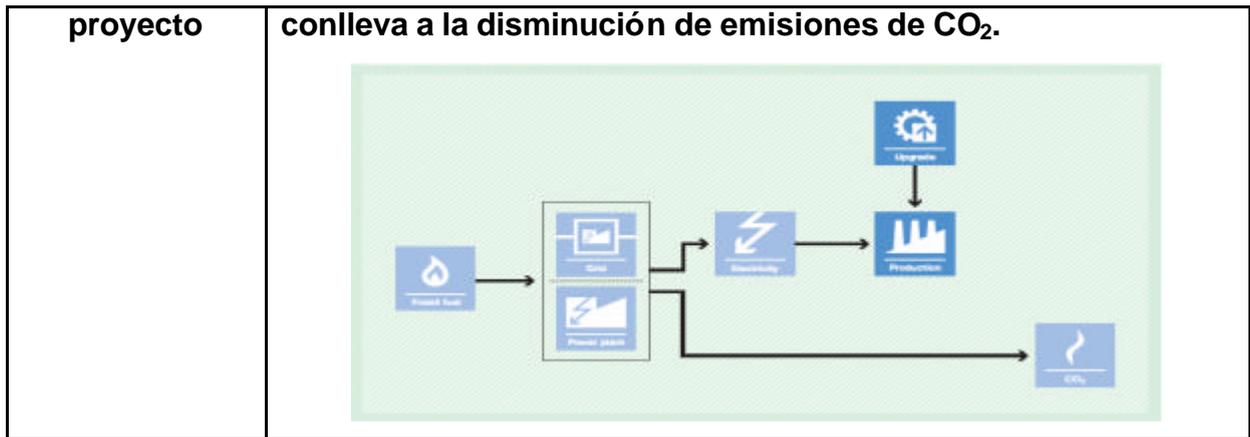
	<p>atmósfera.</p>  <p>The diagram shows a linear process flow: Waste water (water drop icon) → Lagoon (lagoon icon) → Biogas (flame icon) → Release (release icon) → CH₄ (flame icon).</p>
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>El metano es capturado y destruido debido a la introducción de un sistema de tratamiento de efluentes líquidos o de lodos nuevo o por la modificación del sistema existente. En caso de uso energético del biogás, se produce el desplazamiento de generación de energía más intensiva en términos de GEI.</p>  <p>The diagram shows the same initial flow: Waste water → Lagoon → Biogas. From Biogas, an arrow points to a box containing 'Flaring' (flame icon) and 'Energy' (e icon). Another arrow from Biogas points to a crossed-out 'Release' icon, which then points to a crossed-out 'CH₄' icon, indicating that these steps are eliminated or reduced.</p>

Idea de Proyecto 4: Eficiencia energética en procesos industriales en la planta de Mercedes Benz. Se espera que haya un ahorro anual del orden de 5300 MWh por lo tanto las reducciones de emisiones esperadas ascienden a 2968 tonCO₂/año por lo cual se trata de un proyecto de pequeña escala.

AMS-II.D – Versión 12.0: Medidas de eficiencia energética y sustitución de combustibles para instalaciones industriales.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Medidas de eficiencia energética tales como motores, bombas, calderas, generación de energía, etc., eficientes para una industria específica o minería y procesos de producción de minerales (tales como hornos de acero, secado de papel, curado de tabaco, etc.) mediante nuevas instalaciones o</p>
-----------------------------	---

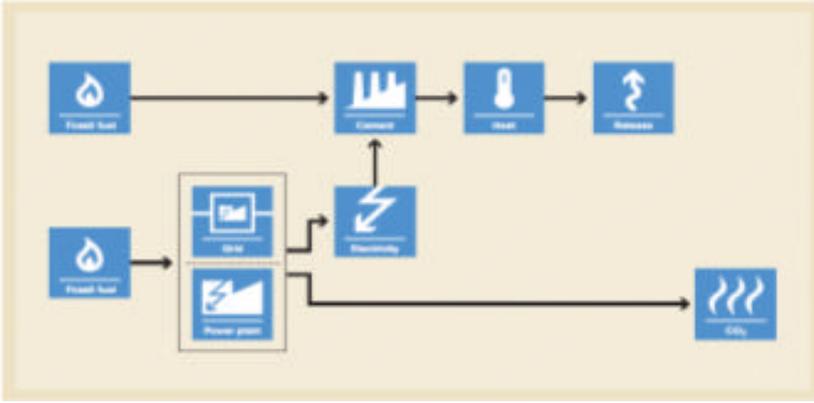
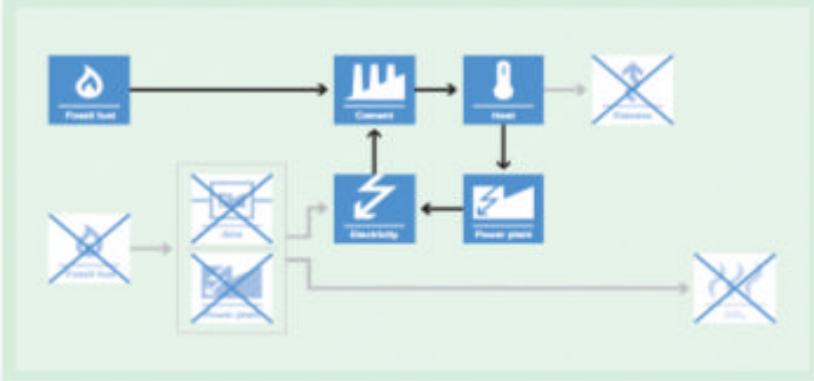
	modernización/reemplazo.
Categorización (por tipo de acción de mitigación)	<u>Eficiencia energética</u> Incremento de la eficiencia energética con, opcionalmente, una sustitución a combustibles menos intensivos en carbono.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · La actividad principal está relacionada con la mejora de la eficiencia energética y no con la sustitución de combustible. · El uso de energía dentro de los límites del proyecto puede ser medido directamente. · Mejoras en la eficiencia por el proyecto pueden ser claramente distinguidas de cambios/mejoras de eficiencia no atribuibles al proyecto.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación</p> <ul style="list-style-type: none"> · Consumo de energía e intensidad de la emisión por tipo de energía en el escenario de línea de base. <p>Monitoreo</p> <ul style="list-style-type: none"> · Especificación de equipamiento (instalado, modernizado, etc.). · Medición del uso de energía de equipos. · Salidas.
Escenario de línea de base	<p>Consumo de electricidad y/o combustible fósil que conducen a emisiones de CO₂.</p> 
Escenario del	Menor consumo de electricidad y/o combustible fósil que



Idea de Proyecto 5: Recuperación de Gases Calientes para producir energía en la Industria del Cemento.

AM0024 - Versión 2.1: Metodología de línea de base para reducción de gases de efecto invernadero mediante la recuperación y utilización de calor residual para generación de energía en plantas de cemento.

Tipo(s) de Proyectos	Generación de energía mediante la recuperación de calor residual de gases de chimenea u horno en una planta de cemento.
Categorización (por tipo de acción de mitigación)	Eficiencia Energética. Reducción de emisiones de GEI asociadas con el consumo de electricidad de la red o de una planta de generación cautiva.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · La electricidad producida es usada dentro de los procesos de producción del cemento donde el proponente del proyecto está localizado y la energía eléctrica excedente es exportada a la red. · El proyecto no desvía calor residual que es o que habría sido usado fuera de los límites del sistema.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación:</p> <ul style="list-style-type: none"> · En el caso de generación cautiva, es importante el factor de emisión eléctrico. <p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Producción de clinker; · Consumo de energía anual del proceso de producción de

	<p>clinker;</p> <ul style="list-style-type: none"> · Electricidad suministrada a la planta de cemento, · Factor de emisión de la red de la cual se desplaza electricidad.
<p>Escenario de línea de base</p>	<p>El calor residual de la planta de cemento no es utilizado. Para el suministro de electricidad se consume combustible fósil para generación eléctrica propia, on-site, o proviene de la red.</p> 
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>El calor residual de la planta de cemento es usado para producir electricidad. La generación eléctrica sustituye combustible fósil usado previamente para la generación eléctrica o de la red.</p> 

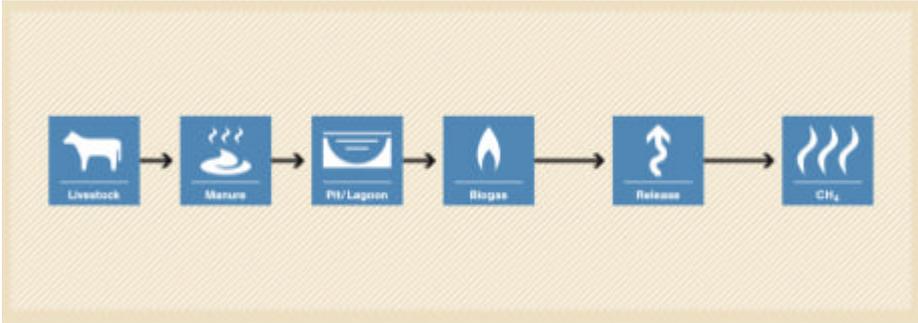
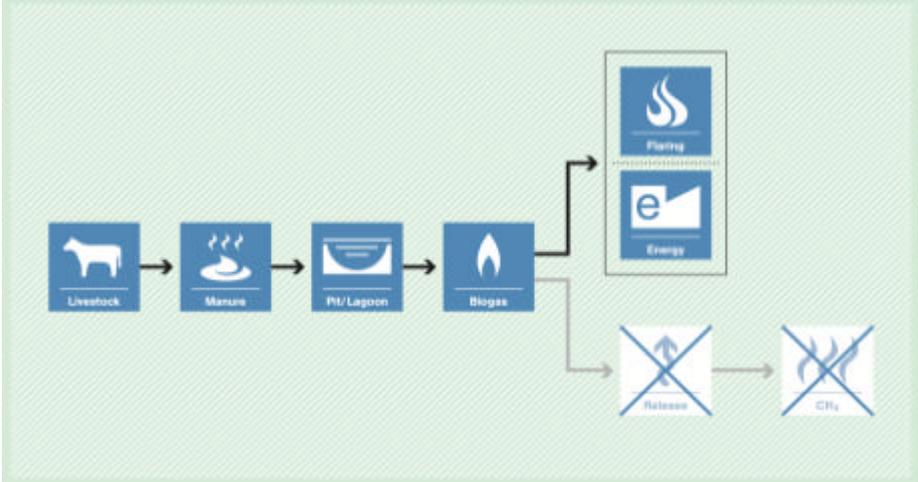
Ideas de Proyecto 6, 7 y 8: Sector Agropecuario

Recuperación del metano producido por los desechos ganaderos mediante biodigestión.

La siguiente metodología se aplica a las ideas de proyectos del sector ganadero, tambo y porcino.

AMS.III.D - Versión 17: Recuperación de metano en sistemas de gestión de desechos animales.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Sustitución o modificación de los actuales sistemas de gestión anaeróbica de estiércol en las explotaciones ganaderas para lograr la recuperación de metano y la destrucción por quema / combustión o el uso energético del metano recuperado.</p>
<p>Categorización (por tipo de acción de mitigación)</p>	<p><u>Abatimiento de GEI</u> Destrucción de GEI y desplazamiento por servicios de GEI más intensivos.</p>
<p>Condiciones de aplicación de la metodología</p>	<ul style="list-style-type: none"> · El estiércol o las corrientes obtenidas después del tratamiento no son vertidas en los recursos hídricos naturales (por ejemplo, ríos o estuarios), · En el escenario de referencia el tiempo de retención de los residuos de estiércol en el sistema de tratamiento anaeróbico es superior a 1 mes, y en caso de lagunas anaeróbicas en la línea de base, su profundidad es al menos de 1 m; <p>Los lodos finales deben ser tratados aeróbicamente.</p> <ul style="list-style-type: none"> · El tiempo de almacenamiento del estiércol después de la eliminación del material de los establos de los animales, incluido el transporte, no deberá exceder los 45 días antes de ser introducido en el digestor anaeróbico a menos que pueda demostrarse que el contenido de materia seca del estiércol, cuando es extraído, es superior al 20%.
<p>Parámetros importantes</p>	<p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Cantidad de biogás recuperado y quemado o usado en forma lucrativa. · Cantidad anual de combustible fósil o electricidad para operar las instalaciones o el equipamiento auxiliar. · Fracción del estiércol manejado en el sistema de gestión

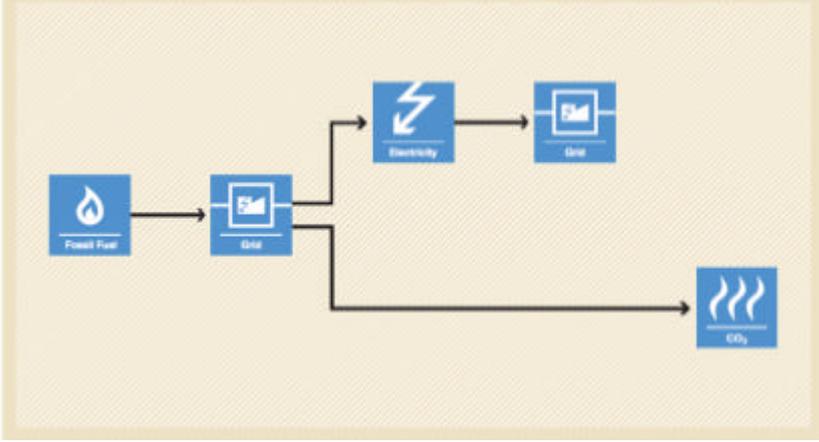
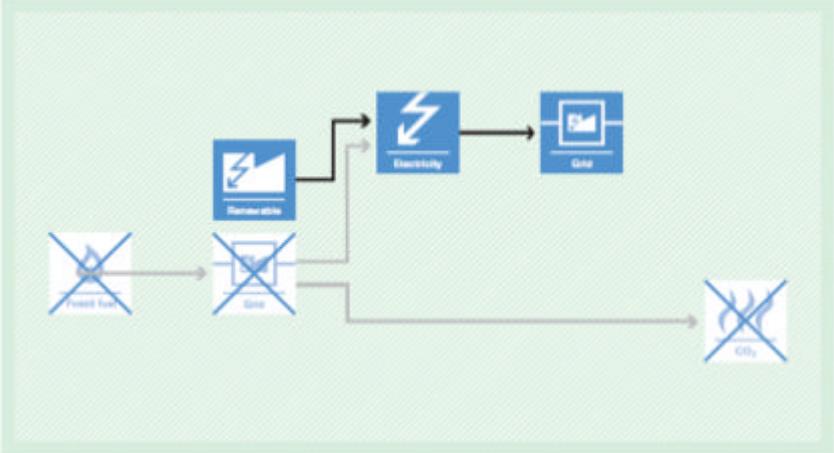
	<p>del estiércol, el peso promedio del ganado y la población ganadera.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Aplicación correcta del desecho final en el suelo (que no resulten en emisiones de metano).
<p>Escenario de línea de base</p>	<p>El estiércol del ganado se descompone anaerómicamente y el metano se emite a la atmósfera. La figura siguiente sintetiza este proceso de generación de metano.</p>  <p>Este diagrama de flujo ilustra el proceso de generación de metano en un escenario de línea de base. Comienza con 'Lifestock' (ganado), que produce 'Manure' (estiércol). El estiércol se trata en un 'PU/Lagoon' (pantano de purificación de lodos), generando 'Biogas' (biogás). Este biogás es luego 'Release' (emitido) a la atmósfera, resultando en 'CH4' (metano).</p>
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>El metano es recuperado y abatido o usado en forma lucrativa debido al reemplazo o modificación de los sistemas actuales de manejo anaeróbico del estiércol.</p>  <p>Este diagrama de flujo muestra el proceso de recuperación de metano en un escenario de proyecto. El flujo comienza con 'Lifestock' (ganado), que produce 'Manure' (estiércol). El estiércol se trata en un 'PU/Lagoon' (pantano de purificación de lodos), generando 'Biogas' (biogás). En lugar de ser emitido, el biogás se dirige a un sistema de 'Plant Energy' (energía) para su recuperación. Las etapas de 'Release' (emisión) y 'CH4' (metano) están tachadas con una 'X', indicando que no ocurren en este escenario.</p>

Generación de energía Eléctrica.

La siguiente metodología que se presenta a continuación es factible de ser aplica a las ideas de proyectos del sector porcino, ganadero, tambo y avícola.

AMS.I.D - Versión 16: Generación de Energía Eléctrica, mediante fuente renovable, conectada a la Red

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Construcción y operación de una planta de energía eléctrica que utiliza fuente de energía renovable y suministra electricidad a la red (greenfield) o modernización, reemplazo o aumento de capacidad de una planta de generación eléctrica existente que emplea fuente de energía renovable y suministra electricidad a la red.</p>
<p>Categorización (por tipo de acción de mitigación)</p>	<p><u>Energía Renovable</u> Desplazamiento de electricidad que proviniere de la red y que sería generada por procesos que emiten GEI.</p>
<p>Condiciones de aplicación de la metodología</p>	<ul style="list-style-type: none"> · No son elegibles plantas de cogeneración (generación de calor y electricidad; en tal caso utilizar la metodología AMS.I.C). · Condiciones especiales se aplican a plantas hidroeléctricas.
<p>Parámetros importantes</p>	<p>Al momento de la Validación:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Estimación del factor de emisiones de la red eléctrica (puede también ser monitoreado ex post). <p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Cantidad neta de electricidad suministrada a la red y cantidad de biomasa/combustible fósil consumido. · Valor calórico neto y contenido de humedad de la biomasa.
<p>Escenario de línea de base</p>	<p>Electricidad provista a la red mediante procesos que emiten CO₂. La figura siguiente sintetiza el proceso de generación de energía eléctrica mediante la utilización de combustibles fósiles.</p>

	
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>La electricidad es generada, y suministrada a la red, empleando tecnologías de energías renovables. De esta manera se evita la emisión de CO₂.</p> 

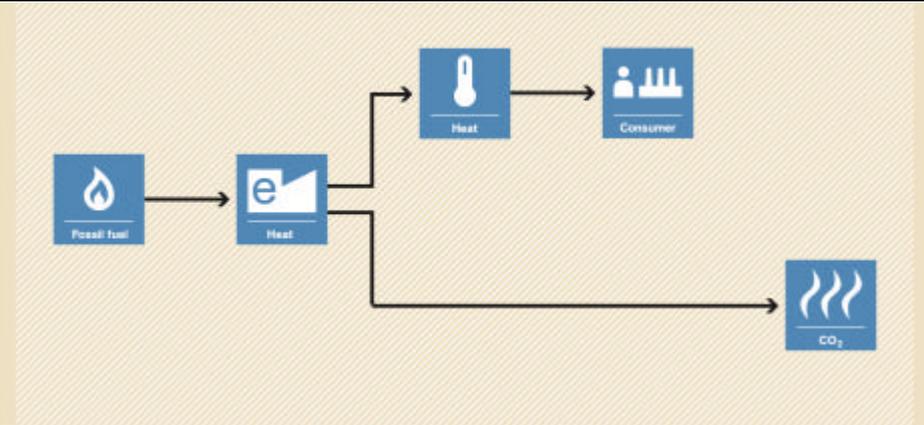
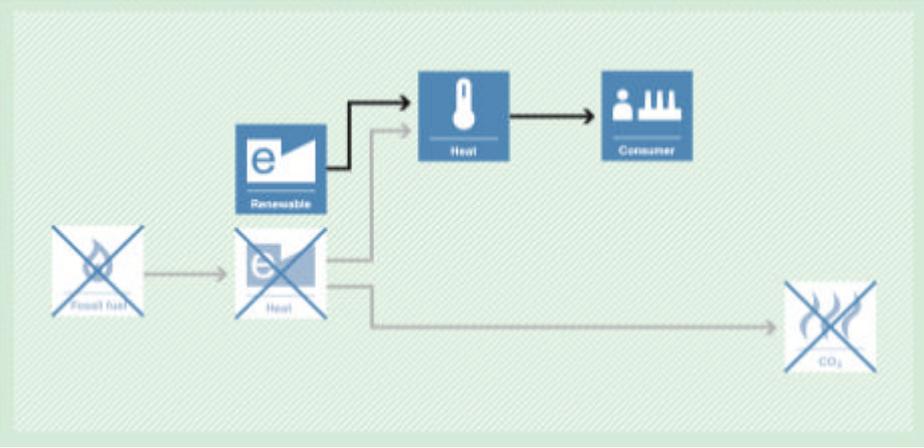
Reemplazo de combustibles fósiles.

La metodología que se presenta a continuación, se aplica a las ideas de proyectos del sector porcino, ganadero, tambo y avícola.

AMS.I.C - Versión 18: Generación de Energía Térmica, con o sin electricidad.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Generación de energía térmica mediante fuentes de energía renovables, incluidas la cogeneración basada en la biomasa (calor / energía). Los proyectos que tratan de adaptar o modificar las instalaciones existentes para generación de energías renovables son también elegibles.</p>
<p>Categorización (por tipo de</p>	<p><u>Energía Renovable</u> Desplazamiento de generación de energía térmica más</p>

acción de mitigación)	carbono intensiva, desplazamiento de generación de energía y calor más carbono intensiva.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · La producción de energía utilizando sistemas de cogeneración basados en la biomasa es elegible. Electricidad / calor es suministrado para uso interno y / o para otras instalaciones. La electricidad también puede ser suministrada a la red; · Si se utiliza la biomasa sólida, tiene que demostrarse que sólo se utiliza biomasa renovable. Si se usa carbón o biomasa, todas las emisiones del proyecto o fugas (por ejemplo, la liberación de metano) a partir de la producción de combustible tienen que ser consideradas.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación:</p> <ul style="list-style-type: none"> · En el caso de las instalaciones existentes, se requieren tres años de datos históricos para el cálculo de las reducciones de emisiones; · Factor de emisión de la red (también se puede calcular ex post). <p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · La energía térmica (flujo de masa, temperatura, presión para la calefacción / refrigeración) emitido por el proyecto y la cantidad de electricidad desplazadas; · Cantidad de biomasa y combustibles fósiles consumidos, así como el contenido de humedad y el poder calorífico neto de la biomasa consumida.
Escenario de línea de base	La producción de energía (calor o calor y electricidad) por las tecnologías más carbono intensivas basadas en combustibles fósiles. En caso de modernizaciones o ampliación de la capacidad, el funcionamiento de las unidades de energía renovable existentes no posee modificaciones o ampliación de la capacidad.

	
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>Generación de energía por la instalación de nuevas unidades de generación de energía renovable, por adaptación o sustitución de las unidades de generación de energía existentes, así como por cambio de combustibles fósiles por biomasa en las instalaciones existentes.</p> 

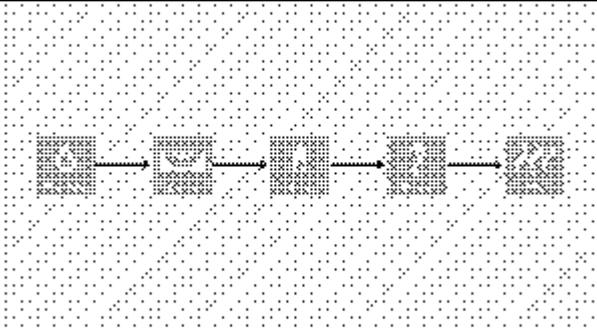
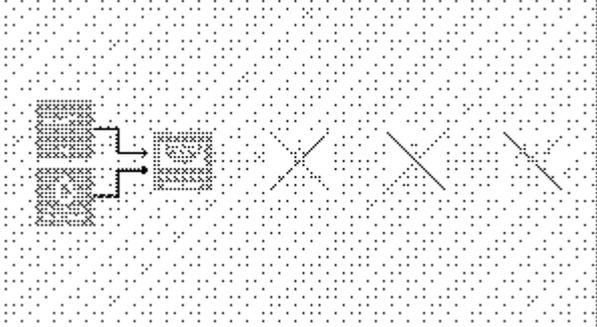
Reemplazo de sistemas anaeróbicos por aeróbicos.

La siguiente metodología se aplica a las ideas de proyectos del sector tambo.

AMS.III.I - Versión 08: Evitar producción de metano en tratamientos de efluentes a través del reemplazo de sistemas anaeróbicos por sistemas aeróbicos.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Evitar la producción de metano a partir de materia orgánica en las aguas residuales a tratar en sistemas anaerobios. Debido al proyecto, los sistemas anaeróbicos (sin recuperación de metano) son sustituidos por los</p>
------------------------------------	---

	sistemas biológicos aeróbicos.
Categorización (por tipo de acción de mitigación)	Evitar las emisiones de metano producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica en las aguas residuales
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · Tecnologías y medidas que eviten la producción de metano a partir de materia orgánica en las aguas residuales que son tratados en los sistemas anaerobios. · No se recupera o quema metano en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales. · Con el fin de determinar las emisiones de referencia, es necesario contar con un año de datos históricos. De lo contrario, se deberá realizar una campaña de medición de 10 días representativos.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Eficiencia de remoción de DQO (demanda bioquímica de oxígeno) <p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Cantidad de DQO tratada en la planta de tratamiento de aguas residuales, · Volumen de aguas residuales · La cantidad de lodos producidos y la relación de la generación de lodos; · La cantidad de combustibles fósiles y la electricidad utilizados por las instalaciones del proyecto; · El uso final de los lodos será objeto de seguimiento durante el período de acreditación.
Escenario de línea de base	La materia orgánica en las aguas residuales es tratada en sistemas anaeróbicos y el metano producido se libera a la atmósfera.

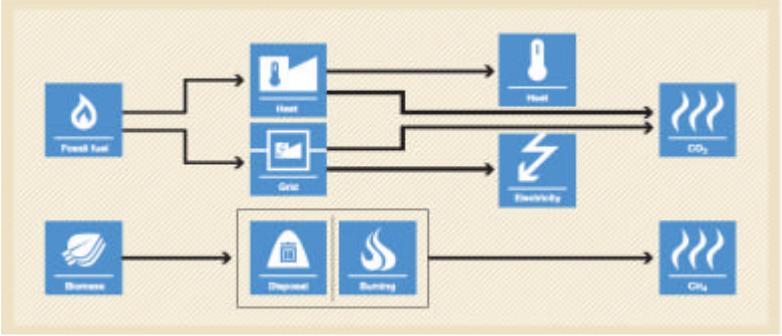
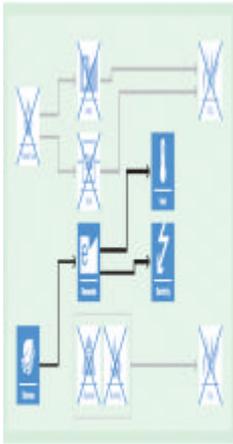
	
Escenario del proyecto	<p>Sistemas de tratamiento anaeróbico de aguas residuales, sin recuperación de metano, son sustituidos por sistemas de tratamiento aeróbico.</p> 

Idea de Proyecto 9: Residuos Biomásicos para generar electricidad en Bunge. Se trata de un proyecto de 20 MW por lo tanto supera los límites de pequeña escala.

ACM0006 – Versión 11.1.0: Metodología consolidada para la generación de electricidad y calor a partir de residuos de biomasa.

Tipo(s) de Proyectos	Generación de electricidad y calor en centrales térmicas, incluyendo plantas de cogeneración que usan residuos biomásicos. Actividades típicas: plantas nuevas, expansión de capacidad, mejoras en eficiencia energética o proyectos de sustitución de combustibles.
Categorización (por tipo de acción de mitigación)	<u>Energía Renovable.</u> Desplazamiento de generación eléctrica de la red más intensiva en GEI o generación de calor y electricidad en el sitio. Emisiones evitadas de metano, proveniente del decaimiento anaeróbico de residuos biomásicos.

<p>Condiciones de aplicación de la metodología</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Si la biomasa usada proviene de un proceso productivo, la implementación del proyecto no resulta en un incremento de la capacidad de procesamiento de materia prima de entrada al proceso. · Es aplicable solamente a plantas de calor y electricidad o cogeneración. · Son elegibles solamente los residuos biomásicos y no biomasa en general. · En caso de instalaciones existentes, se requieren datos históricos de tres años para el cálculo de la reducción de emisiones.
<p>Parámetros importantes</p>	<p>Al momento de la Validación:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Factor de emisión de la red (también puede ser monitoreado ex post). <p>Monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Cantidad y contenido de humedad de los residuos biomásicos usados en el proyecto. · Electricidad y calor generados por la actividad del proyecto. · Electricidad y, si aplica, combustible fósil consumido en la actividad de proyecto.
<p>Escenario de línea de base</p>	<p>Electricidad y calor pueden ser producidas por tecnologías más intensivas en carbono basadas en combustibles fósiles o plantas de electricidad y calor con biomasa menos eficientes. Los residuos biomásicos pueden descomponerse parcialmente bajo condiciones anaeróbicas, causando emisiones de metano.</p>

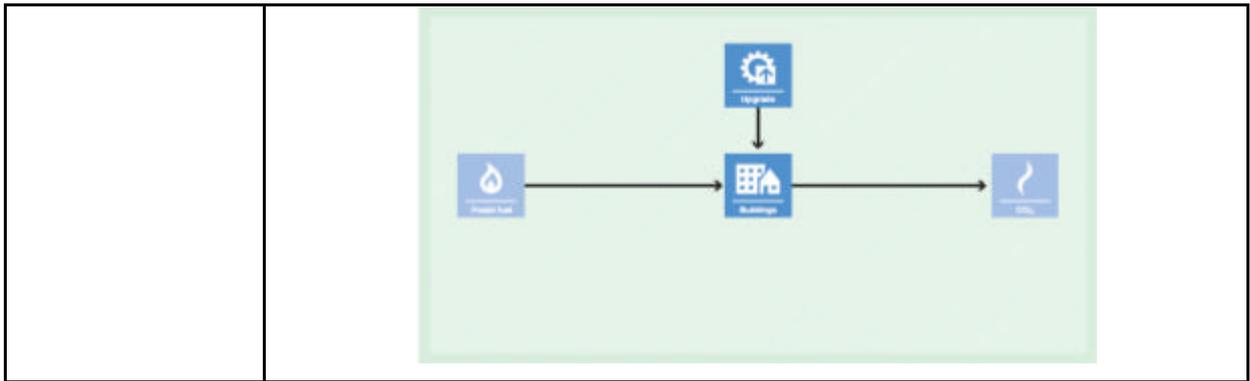
	 <p>The diagram illustrates energy conversion processes. Fossil fuel and biomass feed into heat and gas production. Biomass also undergoes pyrolysis and burning. These processes generate heat, electricity, and CO2/CH4 emissions.</p>
<p>Escenario del proyecto</p>	<p>Los residuos biomásicos son empleados para generar electricidad y calor en lugar de combustible fósil o incremento de la eficiencia de plantas de calor y electricidad que consumen biomasa. Los residuos de biomasa son usados como combustibles y la descomposición de los residuos biomásicos es eliminada.</p>  <p>The diagram shows a biomass energy plant. Biomass is processed into heat and electricity. The plant includes components for biomass input, heat and electricity generation, and CO2/CH4 emissions.</p>

Idea de Proyecto 10: Eficiencia energética en edificios públicos.

AMS-II.E. – Versión 10.0: Eficiencia energética y medidas de sustitución de combustibles para edificios.

<p>Tipo(s) de Proyectos</p>	<p>Instalación, reemplazo o modernización de equipamiento con mayor eficiencia energética (ejemplos: aplicaciones eficientes, mejora de aislamientos térmicos) y sustitución de combustible opcional (por ejemplo: sustitución de combustibles líquidos por gas).</p>
<p>Categorización (por tipo de</p>	<p><u>Eficiencia energética</u> Ahorro de electricidad y/o combustible a través de mejoras en</p>

acción de mitigación)	eficiencia energética. Opcionalmente, debido a la sustitución de combustible, disminución de emisiones por empleo de combustible con menor carbono.
Condiciones de aplicación de la metodología	<ul style="list-style-type: none"> · La energía consumida dentro de los límites del proyecto será medida directamente. · El impacto de las medidas implementadas (mejoras en eficiencia energética) pueden ser claramente distinguible de cambios debido al uso de energía y otras variables no influenciadas por el proyecto.
Parámetros importantes	<p>Al momento de la Validación</p> <ul style="list-style-type: none"> · Energía consumida en el edificio antes de la implementación del proyecto. · Si se consume energía de la red eléctrica: se requiere el factor de emisiones de la red (que puede ser monitoreado ex post). <p>Monitoreo</p> <ul style="list-style-type: none"> · Especificaciones del equipamiento reemplazado o modernizado (sólo para proyectos de reemplazo o modernización). · Energía consumida en el edificio con posterioridad a la implementación del proyecto.
Escenario de línea de base	<p>Uso de equipamiento menos eficiente y/o uso de combustibles más intensivos en carbono en edificios.</p> 
Escenario del proyecto	Utilización de equipamiento más eficiente y/o empleo de combustibles menos intensivos en carbono en edificios.



Idea de Proyecto 11: Implementación de proyecto de Cogeneración en SMURFIT Kappa de 6.5 MWe con gas natural que serán inyectados a la red eléctrica. Es de pequeña escala.

La actividad de proyecto así como el escenario de línea de base son coincidentes con la Idea de Proyecto N° 2, Medida de eficiencia en la industria: Cogeneración a partir de GN en Unilever, por ende utiliza la misma metodología. **AMS-II.H – Versión 2.0:** Medidas de eficiencia energética mediante la centralización de la provisión de utilities en una instalación industrial.

Tarea 3: Escenarios posibles y planteo de alternativas al proyecto.
(Determinación de la línea de base).

Según las modalidades y procedimientos la línea de base para un proyecto, en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), es el escenario que razonablemente representa las emisiones antropogénicas de fuentes de gases de efecto invernadero que ocurrirían en la ausencia de la actividad de proyecto propuesta.

En este punto se hará énfasis en la determinación de la línea de base y se comentarán las opciones alternativas a la actividad de proyecto MDL.

Instalación de parque eólico.

Escenario de línea de base:

La energía generada por el proyecto MDL que estará conectado a la red desplazará energía del sistema interconectado nacional, por lo tanto las emisiones de la línea de base son el producto entre la energía producida por el proyecto MDL y el factor de emisiones de la red eléctrica de Argentina.

Escenario con proyecto:

Considera la instalación de un parque de generación eólico de 20 MW de potencia instalada. La energía eólica neta producida por el proyecto desplaza electricidad provista por la red eléctrica (más intensiva en términos de GEI). La generación eólica no tiene asociada emisiones.

Cogeneración a partir de gas natural.

Escenario de línea de base:

Actualmente, la planta industrial de UNILEVER, toma energía eléctrica de la red nacional y cubre su demanda de energía térmica mediante la combustión de combustibles fósiles en calderas convencionales. Por lo tanto, la demanda de energía eléctrica/térmica de la instalación industrial es cubierta por procesos

separados.

Escenario con proyecto:

El proyecto plantea la integración del proceso de generación de ambos vectores energéticos mediante la instalación de un sistema de cogeneración a gas natural. El proyecto producirá en forma simultánea calor y electricidad; lo que permite mejorar el rendimiento global de producción de energía. La mejora de rendimiento del conjunto se traduce en un ahorro de energía y por lo tanto se reducen las emisiones de GEI.

NOTA: la idea de proyecto de la Planta Industrial de Bernal de SMURFIT Kappa presenta los mismos escenarios que los descriptos para UNILEVER.

Producción de energía térmica con biogás producido a partir de los efluentes propios.

Escenario de línea de base:

Actualmente la planta industrial de VALOT trata anaeróbicamente sus efluentes. El sistema de tratamiento anaeróbico sin captura de biogás permite a la empresa cumplir con los requerimientos normativos y legales de vertido. En Argentina no existe obligación de recuperar el biogás producido por la descomposición anaeróbica de la materia orgánica por lo tanto la ausencia del proyecto es un escenario plausible. Las emisiones de la línea de base serán entonces las emisiones de metano que se libera a la atmósfera, producido durante el proceso de degradación anaeróbica de la materia orgánica presente en los efluentes tratados.

Escenario con proyecto:

Con la implementación del proyecto se capturará biogás y se está evaluando la posibilidad de aprovecharlo para producir energía térmica en reemplazo de un combustible fósil.

Ideas de proyecto: Eficiencia en procesos industriales.

Escenario de línea de base:

La planta se encuentra en funcionamiento y su producción no se ve interrumpida por problemas asociados al proceso ni al mal desempeño de equipos existentes. Por esto un escenario posible es continuar como hasta ahora sin desarrollar el proyecto de eficiencia. Las emisiones del escenario de línea de base corresponden a las emisiones que se tienen con el proceso y equipos actuales.

Escenario con proyecto:

Las medidas de mejoras de eficiencia son múltiples y variadas. Consisten en instalar equipos más eficientes y en optimizar los procesos de fabricación. El proyecto prevé actualizar el equipamiento de baja eficiencia (upgrade) más allá de las necesidades de reemplazo de los equipos instalados por llegar al fin de su vida útil.

Las emisiones del proyecto serán menores a las del escenario de base ya que se generarán ahorros por las mejoras de eficiencia que se esperan sean del orden de 5300 MWh al año.

Ideas de proyecto: Recuperación de gases calientes de hornos de proceso de la Industria del Cemento para producir energía.

Escenario de línea de base:

Por lo general, los diseños originales de las plantas de producción de Cemento que actualmente se encuentran en operación no cuentan con procesos integrados energéticamente. En el caso particular del proceso de producción de Clinker, se puede observar que los gases calientes de horno/s se liberan a la atmósfera sin tener en cuenta que esa corriente de desecho tiene energía (alta temperatura) que podría aprovecharse.

La industria compra energía eléctrica de la red podría no desarrollar el

proyecto por lo tanto la electricidad de la red es su línea de base.

Escenario con proyecto:

En el escenario del proyecto se plantea el aprovechamiento de los gases calientes para producir energía eléctrica y así desplazar a la energía eléctrica que se toma de la red.

Los gases calientes que salen del honor en lugar de ser liberados a la atmósfera a altas temperaturas se direccionan hacia la planta de producción de energía eléctrica. De esta manera los productos de la combustión entregan su energía produciendo electricidad antes de ser venteados a la atmósfera (saliendo a una temperatura mucho menor que en el escenario de línea de base). La energía eléctrica producida por el proyecto permitirá que se deje de consumir en igual proporción electricidad de la red.

Ideas de proyecto: Utilización de Residuos Biomásicos para generar energía.

Escenario de línea de base:

Actualmente las instalaciones que posee la empresa Bunge en Ramallo cubre su demanda de electricidad mediante el suministro de la red y la demanda calórica es cubierta con el consumo de combustibles fósiles.

El escenario de línea de base es continuar con la situación actual, comprando electricidad de la red y consumiendo combustibles fósiles para producción de energía térmica.

Escenario con proyecto:

El proyecto consiste en la construcción de una planta de cogeneración que aproveche los residuos biomásicos para producir calor y electricidad.

De esta manera se desplaza electricidad de la red y se reduce la demanda de combustibles fósiles.

Ideas de proyecto: Eficiencia energética en Edificios Públicos.

Escenario de línea de base:

La Provincia de Buenos Aires cuenta con una gran cantidad de edificios públicos, los que en su mayoría tienen, en el mejor de los casos, una antigüedad no menor a los 15-20 años. Esto implica que los sistemas de bombeo de agua, elevadores, iluminación, acondicionamiento de aire, etc., por lo general, no tienen los rendimientos y eficiencias que alcanzan los equipos que actualmente se encuentran disponibles en el mercado.

Lo anterior se traduce en un mayor consumo de energía eléctrica y combustibles fósiles y por ende en mayores emisiones de gases de efecto invernadero. El escenario de línea de base es continuar como hasta ahora, sin implementar las medidas de eficiencia energética.

Escenario con proyecto:

La idea de proyecto consiste en la actualización (upgrade) del equipamiento de baja eficiencia sin afectar el normal funcionamiento de los edificios públicos con la finalidad de mejorar la eficiencia energética, consumir menos energía y por lo tanto reducir las emisiones de los GEI.

A la medida anterior se deben sumar campañas del tipo cultural, tendientes a la mejora en los hábitos de consumo y uso racional de la energía. Todas estas medidas permiten reducir el consumo de energéticos sin que empeore la calidad de vida en el ámbito laboral. En el caso de nuevos edificios públicos es importante incorporar tecnología que permita ahorrar energía además de diseñar el edificio teniendo en cuenta los beneficios de ciertos materiales y buenas prácticas constructivas.

Factor de emisiones del sector eléctrico argentino

Para el cálculo de las emisiones de la línea de base de los proyectos que desplazan energía del sistema debe calcularse el factor de emisiones de la red.

Esta cuantificación de emisiones se efectúa aplicando metodologías específicas aprobadas por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL). Para el caso de las diferentes metodologías aplicables a proyectos de energía eléctrica renovable conectada a la red y para los de eficiencia energética que ahorran energía que hubiera sido suministrada por la red, se debe utilizar la última versión de la Herramienta denominada “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. En esta herramienta se determina cómo calcular el factor de emisiones de la energía desplazada de un sistema eléctrico, por medio del cálculo del margen combinado o factor de emisiones de la red eléctrica.

El margen combinado resulta del promedio ponderado de dos factores: el Margen de Operación y el Margen de Construcción. El primero representa las emisiones del parque de generación que está sirviendo actualmente al sistema mientras que el segundo factor representa las emisiones de las futuras unidades que se instalarían en caso de que el proyecto MDL propuesto no se realizara.

Para calcular las emisiones del Margen de Operación hay diferentes métodos: método simple, método simple ajustado, método de análisis del despacho y método del promedio. Cada uno de estos métodos puede aplicarse bajo ciertas condiciones. La herramienta indica que en el caso de disponer de datos horarios del despacho de las unidades que abastecen la demanda eléctrica, debe seleccionarse la opción de cálculo del Margen de operación por el método de análisis del despacho.

El Margen de operación empleando el análisis del despacho requiere que se analice el despacho horario realizado en el último año. Esto implica que debe calcularse ex-post. El mismo tiene en cuenta las emisiones de las unidades que abastecieron el último 10% de la demanda horaria. Se debe entonces:

- determinar la demanda horaria para calcular qué valor representa el 10% de la demanda.
- identificar las últimas unidades que fueron convocadas para el despacho hasta acumular la energía que representa el 10% de la demanda de esa hora.

- una vez identificadas las máquinas que abastecieron el último 10% se debe conocer cuánta energía entregó cada una de esas unidades, su rendimiento y el combustible utilizado. Con estos valores es posible determinar para cada máquina las emisiones de CO₂ por MWh entregado.
- en base a la participación que tuvo cada máquina en el abastecimiento de la demanda y a sus emisiones unitarias se calculan como promedio ponderado las emisiones unitarias del conjunto de máquinas que abastecieron el último 10% de demanda de la hora.

Para el cálculo se deben tomar en cuenta todas las máquinas (obligadas, de base, nucleares, exportaciones e importaciones). Las emisiones de la importación deben considerarse con 0 tonCO₂/MWh ya que las mismas son contabilizadas en el país en el que se generó esa energía.

Las emisiones unitarias horarias del conjunto de máquinas que abasteció el último 10% de la demanda multiplicadas por la energía producida por el proyecto de energía renovable en esa misma hora (por ejemplo la hora 22 del 01/03/2009) determinará las emisiones desplazadas de la red. Estas emisiones desplazadas divididas por la energía anual generada por el proyecto renovable permiten calcular el Margen de Operación.

El otro factor a calcularse es el llamado Margen de Construcción. Éste se puede calcular ex ante o ex post. En ambos casos representa las emisiones de las futuras máquinas que ingresarían al parque de generación del sistema en ausencia de mi proyecto renovable. El mismo debe determinarse como el promedio ponderado de las emisiones que tienen las últimas 5 máquinas ingresadas al sistema, en el caso de que esas máquinas sean representativas. Esto último significa que pueden tenerse en cuenta las emisiones de las últimas 5 unidades sólo si las mismas entregan más del 20% de la demanda del sistema. En caso de que esto no ocurra, se deben tener en cuenta las emisiones de las últimas máquinas ingresadas hasta que las mismas acumulen el 20% o más de la energía anual generada.

Una vez que se hayan identificado el conjunto de máquinas que deben considerarse dentro del cálculo, se determina el Margen de Construcción

como el promedio ponderado de las emisiones unitarias de las máquinas involucradas. Las emisiones unitarias de cada máquina dependerán del combustible utilizado y del rendimiento de la máquina.

Finalmente el Factor de Emisiones del sistema eléctrico argentino o Margen Combinado se determinará como un promedio ponderado de ambos Márgenes.

La ponderación de los mismos depende del tipo de fuente renovable del proyecto: En el caso de proyectos de energía eólica y de energía solar el margen de operación se pondera con 0,75 y el de construcción con 0,25 debido a la característica de intermitencia de las fuentes. Los demás proyectos de energía renovable ponderan 50% cada margen. Lo dicho respecto de la ponderación se trata de los valores establecidos por defecto y para el primer período de crédito (7 años o 10 años). No obstante se pueden solicitar que los márgenes se ponderen de manera diferente aunque deberá seguirse una guía para justificar de manera adecuada la modificación. A partir del segundo período de crédito (año 8 si se optó por 7 años renovable) el margen combinado se calculará ponderando el margen de operación por 0,25 y el de construcción por 0,75.

Es habitual que el margen de operación sea mayor que el margen de construcción. La herramienta aprobada pretende ayudar con mayor cantidad de bonos de carbono a los proyectos de energía solar y a los de energía eólica por tratarse de proyectos que requieren una importante inversión inicial.

Hasta la fecha la Secretaría de Energía publica en su página web de manera aún no sistemática los datos de las emisiones horarias de las máquinas que abastecieron el último 10% de la demanda, este dato lo calcula CAMMESA.

Factor de emisiones de la red eléctrica argentina: evolución período 2004-2009.

Empleando la herramienta metodológica citada en el punto anterior se presentan a continuación algunos datos claves vinculados con el factor de emisiones de la red eléctrica argentina de los últimos años. Los años analizados van desde 2004 y hasta 2009.

Podría decirse que desde 2004 a 2008 hubo un crecimiento muy importante de

la demanda eléctrica en Argentina sin su correspondiente aumento del parque de generación. Esto sumado a una situación de restricciones de abastecimiento de gas natural para generación de electricidad devino en un claro aumento del consumo de combustibles fósiles alternativos al gas natural. Adicionalmente, para abastecer la demanda fue necesario convocar unidades de generación con bajos rendimientos. Es importante mencionar que los Ciclos Combinados generando con gas natural funcionan mejor que cuando operan en base a combustibles alternativos. En términos globales el sistema pierde del orden de 2500 MW por indisponibilidad de unidades térmicas que operan con gas oil/fuel oil en vez de con gas natural. Esto hace que deban convocarse unidades de generación con peores rendimientos para cubrir esta generación indisponible. Esto se puede ver reflejado en el crecimiento del Margen de Operación que resulta en un incremento del 77% si se toma como base el año 2004.

Si se analiza la evolución del margen de construcción en ese mismo período 2004-2008 puede verse que se produce una baja del orden del 5% lo que resulta de una mejora de rendimiento de las unidades recientemente instaladas en el parque de generación.

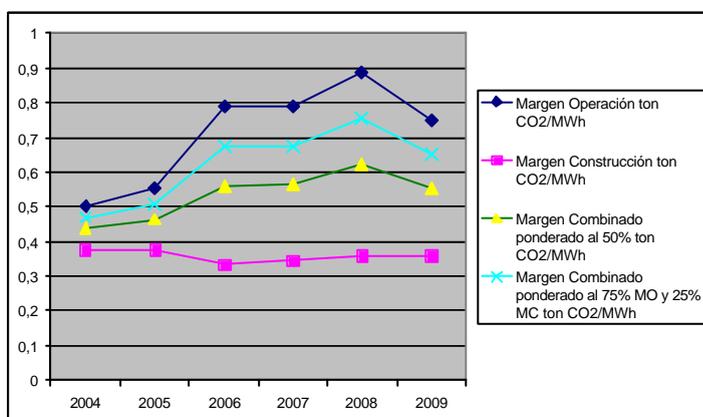
El año 2009, se analiza por separado ya que es un año particular que refleja el impacto de la crisis internacional sobre la Argentina. La demanda eléctrica creció sólo 1,3% respecto de 2008 (1% si se considera que 2008 fue año bisiesto). Durante los primeros 3 meses del año la caída de demanda industrial fue muy importante. Se registró una baja en la demanda de gas natural para la industria. Esto hizo que haya mayor cantidad de gas natural disponible para generación de electricidad. Como consecuencia de estos dos factores se produjo un retroceso del Margen de Operación (bajó un 15,8% respecto del año anterior) ya que por un lado hubo parte de generación hidroeléctrica cubriendo el abastecimiento del último 10% de la demanda y la generación térmica pudo generar electricidad empleando más gas natural que el año anterior. En ninguna hora las emisiones de las máquinas que abastecieron el último 10% de la demanda fueron cero.

En los años 2004 y 2005 hubo algunas horas (414 y 438 respectivamente), en

las cuales el último 10% de la demanda fue abastecido totalmente por unidades con cero emisiones de CO₂ (hidroeléctricas). Esto representó que aproximadamente el 4,8% de las horas no tenga emisiones asociadas de acuerdo a la metodología de cálculo de la herramienta aprobada por la Junta ejecutiva del MDL. A partir del 2006 no se volvió a repetir esta situación.

Año	Margen Operación [ton CO ₂ /MWh]	Margen Construcción [ton CO ₂ /MWh]	Margen Combinado ponderado al 50% [ton CO ₂ /MWh]	Margen Combinado ponderado al 75% MO y 25% MC [ton CO ₂ /MWh]
2004	0,501	0,377	0,439	0,470
2005	0,551	0,377	0,464	0,508
2006	0,787	0,335	0,561	0,674
2007	0,787	0,347	0,567	0,677
2008	0,889	0,359	0,624	0,757
2009	0,748	0,359	0,554	0,651

Evolución del Factor de Emisiones de la red eléctrica argentina. Período 2004-2009.



En base al análisis presentado de evolución del factor de emisiones, para el presente trabajo se ha considerado que el factor de emisiones de la red es de 0,56 tonCO₂/MWh para los proyectos de eficiencia y para los de fuentes renovables, excepto el de generación eólica que se adoptó como factor de emisiones de la red un valor de 0,68 tonCO₂/MWh.

Escenarios posibles del sector agropecuario

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.

Escenario de línea de base:

La disposición actual de los efluentes provenientes de los establos de cría se realiza mayormente en lagunas anaeróbicas excavadas en el terreno, donde se produce la digestión de la materia orgánica. Generalmente estas lagunas no poseen las características de diseño adecuado en cuanto a aislación, capacidad, tiempos de retención y control de calidad del efluente para alcanzar la remoción de materia orgánica degradable.

Se estima que se eliminan un total de 8 a 18 litros/día/animal de efluentes. El biogás que emiten estas lagunas está constituido aproximadamente por un 60% de metano, 35% de dióxido de carbono y 5% de otros gases (óxido nítrico, etc.).

A continuación se presentan las cargas contaminantes diarias típicas de los efluentes porcinos.

	DBO		DQO		N total		Fósforo		Sólidos Totales	
	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media
Cerdo	2.0-5.6	3.1	4.7-9.3	6.4	0.3-0.7	0.5	0.2-0.7	0.4	8.0-16	8.9

Cargas contaminantes diarias (g/kg animal). Fuente: de Tullio, 2007

Según datos del Censo Nacional Agropecuario (CNA) para el año 2002 la Provincia de Buenos Aires contaba con 536,398 cabezas distribuidas en 6,929 establecimientos. Para marzo 2010, según datos del SENASA, el número de cabezas era de 793,786.

Escenario con proyecto:

El sistema alternativo contempla la instalación de un Biodigestor de tipo laguna cubierta con sistema de captación y quema de gases. Este sistema evita la emisión a la atmósfera de los GEIs, los cuales son comúnmente emitidos por la producción porcina bajo las prácticas actuales. Además, esta

nueva práctica permite la preparación de biofertilizantes para su uso en cultivos, así como el uso de biogás como fuente de energía.

Es importante considerar que la reducción de emisiones depende de las condiciones ambientales de la granja donde se hallen los cerdos, de su alimentación, del tipo de tratamiento que se le dé a los desechos y de la cantidad de cerdos.

Descripción de la tecnología:

El Biodigestor anaeróbico a ser empleado funciona recibiendo los desechos diarios del material orgánico. El sistema tiene un tiempo de retención adecuado para reducir los sólidos orgánicos manteniendo la población bacteriana metanogénica en estado constante para lograr la degradación.

El proceso de digestión anaeróbica se puede simplificar como sigue (Chernicharo, 1997):

Fase I Hidrólisis: En esta etapa las bacterias emiten enzimas extracelulares que promueven la hidrólisis del compuesto, generando pequeñas moléculas solubles, tales como ácidos orgánicos volátiles. Los productos de esta etapa son el sustrato para las bacterias en la próxima etapa.

Fase II - Acidogénesis - La materia descompuesta del paso anterior se convierte en ácidos orgánicos. También se forman otras sustancias como sales, dióxido de carbono, agua y amoníaco.

Fase III - Metanogénesis - Las bacterias metanogénicas utilizan el hidrógeno y el dióxido de carbono y lo transforman en metano, produciendo el biogás.

El sistema de biodigestor está compuesto por una cubierta de geomembrana sintética, hecha de cloruro de polivinilo (PVC) la que es fijada en el perímetro mediante un sistema de anclaje. El PVC es un producto utilizado para varias aplicaciones y es resistente a las radiaciones ultravioleta, ozono y otros compuestos químicos.

Los efluentes tratados en el biodigestor se dirigen al sistema de lagunas al aire

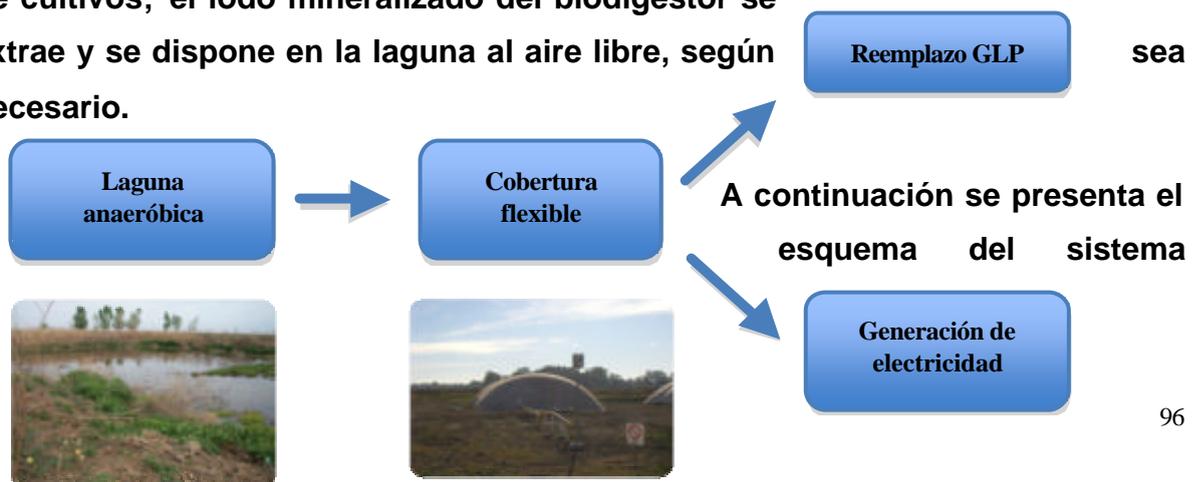
libre y el biogás se produce por fermentación en el biodigestor. Así, la producción del biogás es capturado y se dirige al sistema de antorcha adjunta para su combustión. Los procedimientos para la eliminación de los lodos varían de acuerdo al tipo de biodigestor que se utiliza.

El sistema cerrado del quemador es responsable de la combustión del biogás producido y está totalmente automatizado. El quemador es diseñado para garantizar la eliminación de metano. El tiempo de residencia del biogás en el interior de la llama debe seguir las especificaciones del fabricante. La temperatura media considerada para la obtención de créditos de carbono en el funcionamiento del quemador debe estar dentro de un mínimo de 500 ° C y un máximo de 800 ° C.

Por seguridad, la temperatura se ajusta de acuerdo a lo establecido por el fabricante. El aislamiento interno de la antorcha cerrada es lana de vidrio; en la parte superior de la antorcha hay una protección para garantizar que no se produzcan fugas por lluvia o el ingreso de animales. El sistema de quemador cerrado presenta un sistema de protección por una válvula de corte de llama. Los parámetros del sistema de antorcha como la apertura de oxígeno, el diámetro y la altura están determinados por las especificaciones del fabricante de modo de asegurar una combustión controlada del biogás y así eliminar todo el metano disponible en el sistema.

De acuerdo a las decisiones del productor el biogás puede ser utilizado para la producción de electricidad (iluminación por ejemplo, o aplicarlo a los sistemas de calefacción del establecimiento) y el resto puede ser quemado.

El agua residual tratada en la laguna al aire libre puede utilizarse para el riego de cultivos; el lodo mineralizado del biodigestor se extrae y se dispone en la laguna al aire libre, según sea necesario.



propuesto con reemplazo por un sistema de biodigestor de cobertura flexible y las opciones posibles de uso.

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)

Escenario de línea de base

De igual modo que para la cría de porcinos, el sistema actual generalizado de manejo de los desechos, es el de lagunas anaeróbicas con el posterior vertido en el establecimiento, aplicándolo en el suelo. Generalmente no se realiza separación de sólidos ni constan de un método de recolección del estiércol. Asimismo, estas lagunas no poseen un diseño específico, por lo que no pueden considerarse como unidades adecuadas de tratamiento.

Para el cálculo de la generación de estiércol se considera que un vacuno excreta por día alrededor del 5 al 6% de su peso vivo. Un novillo de 400 kg de peso vivo produciría alrededor de 20 a 25 kg diarios de estiércol. Dado su porcentaje de humedad (entre 80 y 85%) se obtendrían aproximadamente 3 kg diarios de residuo sólido por animal, en promedio, que se eliminarían al corral (Gil, 2006).

A continuación se presentan los principales valores para las cargas contaminantes diarias típicas de los efluentes vacunos.

	DBO		DQO		N total		Fósforo		Sólidos Totales	
	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media
Vaca (tambo)	0.1-0.4	0.3	0.4-1.5	1.2	0.1-0.4	0.2	0.2-0.5	0.3	2.5-11.4	7.9

Cargas contaminantes diarias (g/kg animal). Fuente: de Tullio, 2007

Para marzo del 2010 la provincia contaba con 947 establecimientos de engorde a corral y un total de 686,696 cabezas bajo el mismo sistema. Destacándose los Partidos de Florentino Ameghino, Guaminí, Tandil, Azul, San Pedro y Pergamino con valores que van entre 29,000 y 35,000 cabezas.

Escenario con proyecto:

Al igual que para el sector porcino se considerará como alternativa para la reducción de emisiones, el uso de un biodigestor de tipo laguna cubierta con sistema de mezclado y con sistema de captación y quema de gases.

Descripción de la tecnología: La tecnología a usar es similar a la descripta para el sector porcino.

Ideas de proyecto: Tambos

Escenario de línea de base

En los establecimientos productores de leche los efluentes se caracterizan en particular por provenir de la dilución de los excrementos y orina, de descartes acuosos de operaciones y procesos productivos (materiales no incorporados al producto) y del lavado de equipos e instalaciones productivas y anexos. En general, están compuestos por un 80 % de agua y el resto de otras sustancias sólidas.

Este efluente producto de la limpieza es usualmente enviado a lagunas que no tienen ningún tipo de impermeabilización ni protección de suelo y/o napas. Otra práctica común es realizar su extracción periódicamente con un tanque estercolero con el objetivo de fertilizar los campos y además para regular el nivel en épocas de lluvias.

Paralelamente, la mayoría de los tambos no ha previsto adecuadamente el incremento del volumen de efluentes originados en las instalaciones de ordeño. En general, el manejo que se efectúa a nivel de los tambos no es el adecuado, se carece de los conocimientos necesarios, de una planificación previa y no existe la infraestructura ni los equipamientos para tal fin (Taverna et al, 2000a)

Asimismo, los desechos de los establecimientos poseen diversas cargas contaminantes; a modo ilustrativo se muestran a continuación los resultados publicados por Herrero (2003) sobre la calidad de los efluentes de los tambos de la cuenca de abasto sur de la provincia de Buenos Aires.

Parámetro		Promedio	Desvío estándar
DQO (mg/L)	Inicial	5.755,6	823,8
	Final	853,8	242,4
DBO (mg/L)	Inicial	974,5	915,3
	Final	224	184,9
N total (mg/L)	Inicial	291,3	206,7
	Final	77,9	51,7
Fósforo total (mg/L)	Inicial	28,9	16,4
	Final	27	13,6

Caracterización de la calidad de efluentes de tambos en dos sitios de las lagunas de estabilización. Fuente: Herrero, 2003

A nivel de la provincia, según datos del SENASA para marzo 2010 la Provincia de Buenos Aires poseía 2,636 tambos y 884,276 bovinos de tambo.

Asimismo, el escenario actual demuestra que existe un incremento en el tamaño de los rodeos, lo que se refleja en un aumento de 2 a 3 veces de efluentes generados en los establecimientos lecheros, marcando la importancia de implementar alternativas al manejo de los mismos.

A continuación se presenta un esquema de un sistema de tratamiento con lagunas abiertas.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Escenario con proyecto:

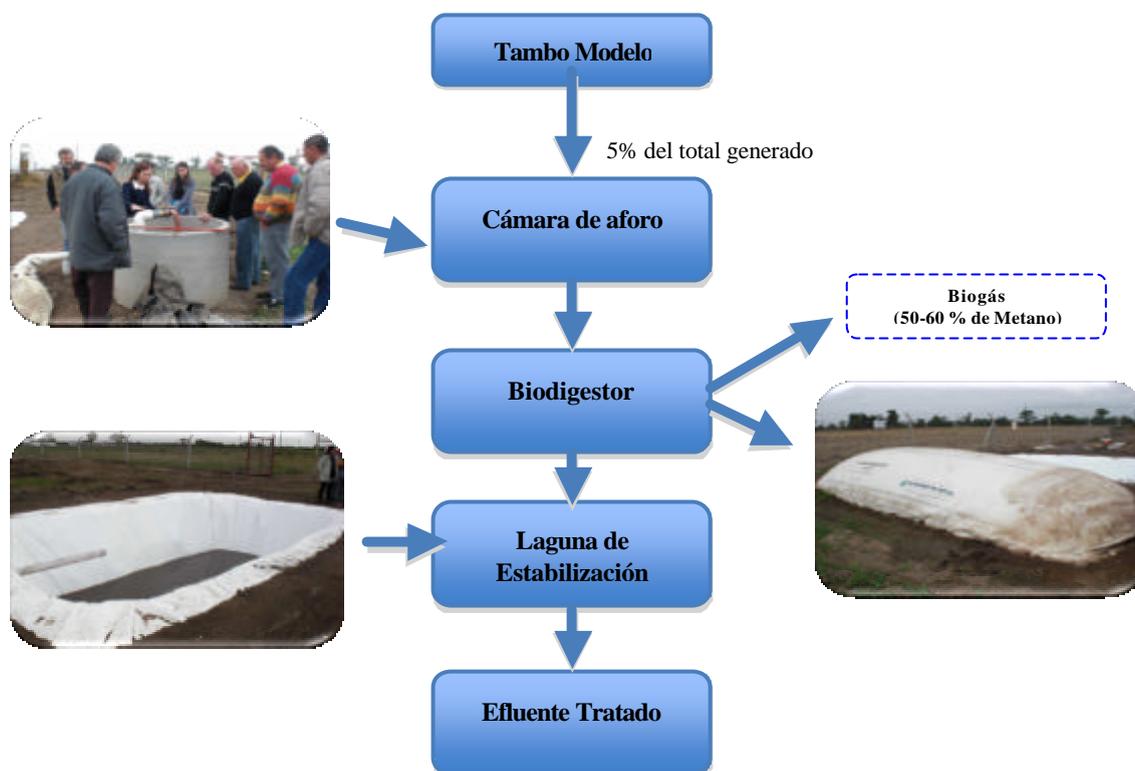
Para el tratamiento alternativo de los desechos provenientes del sector tambo se contemplan dos opciones, una mediante la implementación de un biodigestor de membrana flexible y la segunda opción a través de la aplicación de un sistema natural de tratamiento de los residuos líquidos, conocido como Pantanos Secos Artificiales.

Descripción de la tecnología:

Opción 1: Biodigestor de membrana flexible:

Este tipo de tecnología requiere pruebas a lo largo del año ya que su rendimiento se ve afectado por las condiciones de temperatura ambiente (mejor performance con mayor temperatura ambiente), y, por ende, se producen variaciones en la calidad del efluente y en la generación de biogás. Por otra parte al generar biogás éste podría eventualmente ser utilizado para alguna aplicación térmica en el tambo.

Esquema de un sistema de tratamiento con Biodigestor



Opción 2: Pantanos secos artificiales (PSA)

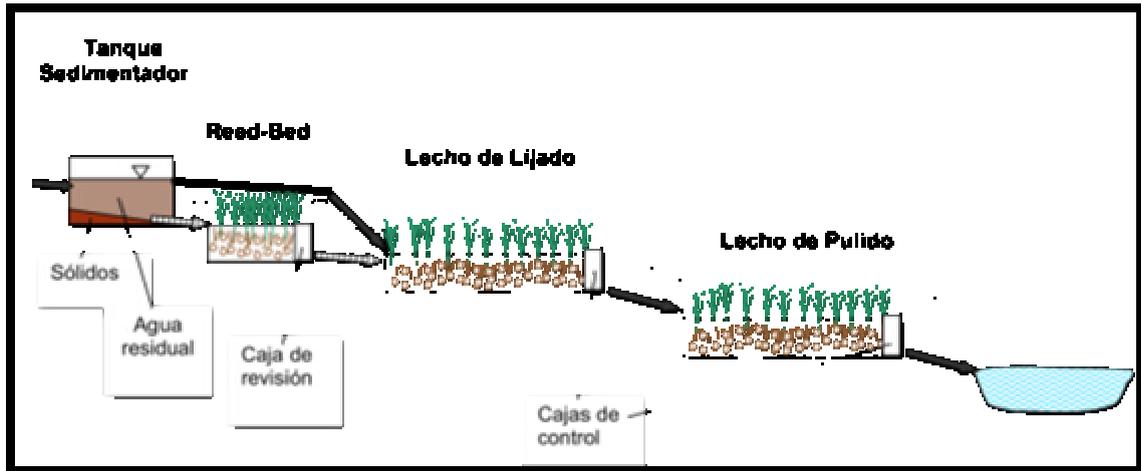
El Sistema de Tratamiento de Residuos Líquidos con Pantanos Secos Artificiales es un sistema natural que incluye lo siguiente:

- 1.- Impermeabilización del fondo y de los taludes de los lechos para prevenir infiltración.**
- 2.- Lecho de arena como medio de cultivo en el cual puedan crecer las plantas.**
- 3.- Plantas que aportan oxígeno para que las bacterias presentes en los efluentes puedan convertir la materia orgánica en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O).**

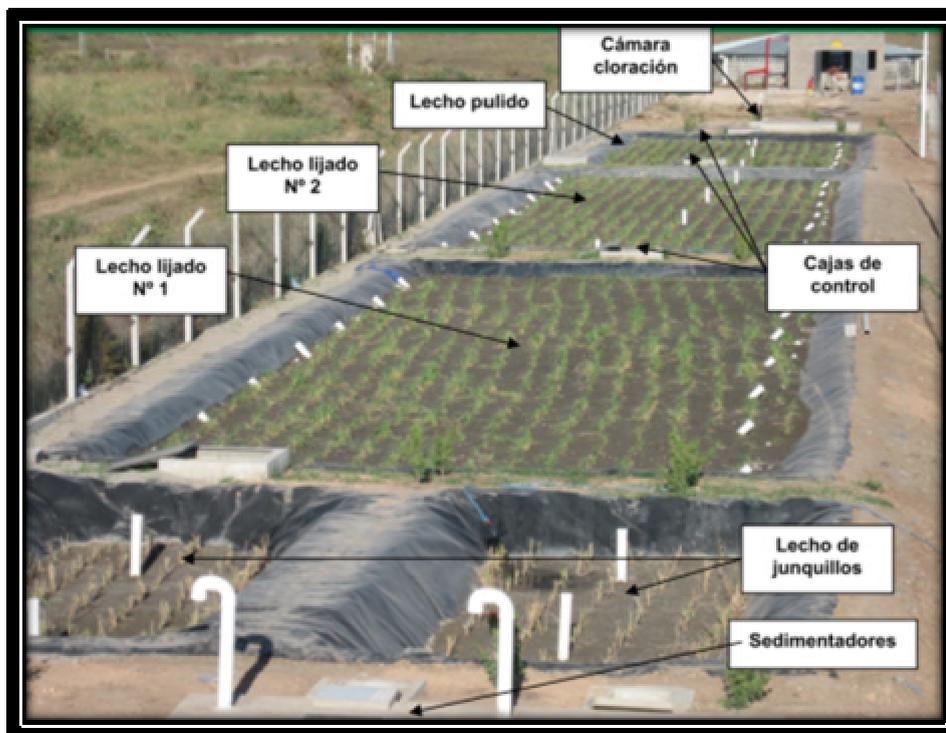
Esta tecnología utiliza sistemas de lechos sumergidos. No tienen espejo de agua y en su superficie se pueden realizar actividades de pastoreo limitadas para animales pequeños (cabras u ovejas). Los sistemas de PSA deben tener fondos y diques impermeables, una capa de material adecuado para el crecimiento de plantas, un sistema de drenaje y plantas que puedan crecer en zonas húmedas.

La principal diferencia es que el residuo líquido a ser tratado es controlado hidráulicamente de manera de no permitir superficie libre de agua (no existe espejo libre de agua) y el nivel de agua está por debajo de la superficie de la capa donde crecen las plantas (usualmente entre 5 y 10 cm). Las plantas crecen “hidropónicamente” en el medio de cultivo, mientras el efluente pasa lentamente a través del sistema.

En muchos casos las plantas de los Pantanos Secos Artificiales sirven de alimento para animales, fundamentalmente cuando los efluentes líquidos provienen de actividades y/o procesos agroindustriales.



Sistema típico de pantanos secos artificiales



Componentes de un sistema de pantanos secos artificiales.

En las figuras anteriores se observa un Sistema de Pantanos Secos con 3 lechos en serie. El Lecho Lijado No 1 y Lecho Lijado No 2 en paralelo y ambos en serie con el Lecho Pulido.

En el Lecho de Lijado se realiza la mayor parte de la reducción “gruesa” de los contaminantes y en el segundo lecho, “Lecho de Pulido” se obtiene la eliminación de los contaminantes para llegar a los valores requeridos.

Nota: la necesidad o no del pozo de bombeo estará determinada por las cotas

del terreno donde se realizará la instalación y la re utilización que se haga o no del agua tratada.

En los tanques sedimentadores típicamente se remueven alrededor del 65% de los sólidos suspendidos del agua residual. El 35 % restante (tanto orgánico como inorgánico) será naturalmente retenido, generalmente en la interface grava/arena en las líneas de distribución del PSA.

La mayoría de las plantas absorben esencialmente cualquier material que puede penetrar la pared de la raíz y la membrana celular. En el caso de los nutrientes, los materiales son usados para el crecimiento, así como transportados y almacenados en varias partes de la planta (raíces, tallos, hojas).

Los sedimentadores acumulan los sólidos presentes en el efluente. Con cierta frecuencia (1 o 2 veces por año dependiendo del tipo de efluentes y su contenido de sólidos) el contenido de los sedimentadores se airea y se vierte en el Reed Bed o Lechos de junquillos donde se deshidrataran en forma natural y libre de olores⁷.

Idea de proyecto: Sector avícola

Línea de base

Al igual que los residuos agropecuarios del sector feed lot, los residuos avícolas se destacan por el escaso contenido de agua y, por su comportamiento típico, puede apilarse en el suelo o en contenedores y poseen una virtual ausencia de líquidos libres. Este estiércol posee un importante contenido de nitrógeno y fósforo y la presencia de microorganismos patógenos (de Tullio, 2007).

El residuo principal de los establecimientos avícolas o criaderos de pollos es el guano o excretas y la “cama de pollo”, la cual está constituida por guano junto a cáscara de semillas de cereales u oleaginosos. El manejo de estos residuos no está regulado y es el productor quien decide su destino final.

⁷ Fuente: New England Waste Systems SA

La llamada “cama de pollo” tiene actualmente diferentes destinos, luego de su utilización en la crianza de aves.

Las alternativas pueden ser:

- Enterrarlo ó abandonarlo en algún espacio de la finca destinado a tal fin.
- Utilizarlo para elevar el terreno en zonas de depresión geográfica.
- Su envío o venta a otros productores para su uso como enmienda orgánica en quintas de frutales, florales u hortalizas y agricultura.

El escenario de línea de base es continuar con la práctica usual en cuanto al destino del guano y de la cama de pollo cuya disposición final se realiza con degradación anaeróbica.

	DBO		DQO		N total		Fósforo		Sólidos Totales	
	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media	Típica	Media
Pollo	1.3-4.3	3.5	7.1-11.2	9.8	0.2-1.3	0.7	0.2-1.0	0.6	8.6-22	14

Cargas contaminantes diarias (g/kg animal). Fuente: de Tullio, 2007

Según el anuario aviar 2009 del Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca la faena para ese año en la provincia de Bs As fue de 242,328,609 cabezas, representando el 42% del total de la faena nacional. La faena se ha incrementado desde el 2003 a un 12% promedio anual.

Escenario con proyecto

Se observa que el potencial de reducción de emisiones sólo con el tratamiento del guano no es significativo. Por lo que, además de realizar el tratamiento de los efluentes, una alternativa costo efectiva a la situación actual sería la utilización de la cama de pollo como fuente de combustible para generar energía térmica, con el fin de calefaccionar los criaderos, o para generar electricidad para iluminación de los establecimientos. Esta puede ser una alternativa tecnológica a evaluar con el fin de mejorar no sólo una práctica de manejo sino también para aumentar la escala de los proyectos de reducción de emisiones por sustitución de combustibles fósiles.

Descripción de la tecnología:

Para la idea de proyecto propuesta se considera que la cama de pollo a ser combustionada estará constituida por cáscara de arroz.

En este punto es importante tener en cuenta las características de este desecho. La cáscara de arroz posee un contenido más bajo de proteínas y carbohidratos y un contenido más alto de fibra cruda, ceniza cruda y sílice que otros cereales.

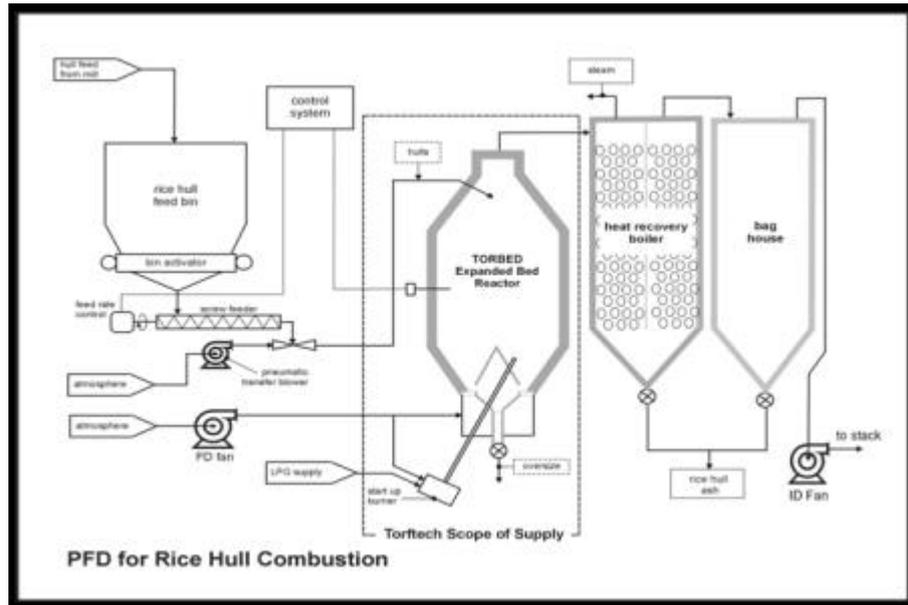
Todas las formas cristalinas de sílice representan un peligro para la salud. Las formas que se desarrollan a temperaturas más altas son particularmente peligrosas. La exposición a la sílice cristalina, vía inhalación, puede llevar a un número de enfermedades, siendo la más común la silicosis. Por otro lado, la ceniza amorfa, no contiene las formas más dañinas de la sílice, con lo cual no se espera que el manipuleo de la misma cause ningún tipo de problema en la salud del operario.

Por otra parte el alto contenido de cenizas (21%) compuesta por sílice, es un inconveniente a la hora del diseño de instalaciones debido al desgaste mecánico que sufren los equipos, y requieren además la instalación de sistemas de separación de sólidos.

El proceso de combustión se lleva a cabo quemando el combustible en el seno de un sólido inerte (cenizas de combustión) que se mantiene suspendido en el propio aire de combustión formando un lecho fluidizado con velocidades de gases desde 0.8 m/s hasta 6m/s (circulante).

Este sistema permite introducir intercambiadores de calor para enfriar el lecho y mantenerlo a la temperatura deseada (850°C).

Los principales componentes de estas instalaciones se pueden observar en la siguiente figura:



Esquema de Combustión con reactor (Tecnología Torftech)

El sistema tiene una puesta en marcha y un apagado rápido. Se necesita llevar al reactor a 550-600°C utilizando gas natural, luego se comienza a alimentar con cáscara de arroz que prenderá y llevará la temperatura a su nivel de operación de 800-830°C utilizando sólo cáscara. Todo este proceso será terminado en 1-2 horas. Para apagar el sistema sólo se deberá cortar la alimentación de cáscara de arroz, y el reactor comenzará a enfriarse. Deberá haber un retardo en el apagado de los ventiladores y la alimentación de agua del intercambiador de calor para proteger al ciclón que esta aguas debajo de dicho intercambiador. El apagado del ventilador y del intercambiador de calor podrá ser automatizado.

Luego el vapor obtenido se envía a los equipos de generación eléctrica y/o cogeneración habituales. La energía obtenida podrá ser luego conectada a la red de distribución.

Estos sistemas de combustión presentan diversas ventajas frente a los sistemas convencionales:

- Gran flexibilidad de combustibles; posibilidad de utilizar combustibles de bajo poder calorífico y alto contenido en cenizas.

- **Relativamente bajas temperaturas de combustión (850°C), lo que hace que las emisiones de NO_x sean menores y no se produzca la fusión de las cenizas, y la posibilidad de retener los potenciales compuestos ácidos (SO₂ y HCl) que se pueden producir en el proceso.**

Tarea 4: Análisis de barreras que debe superar el proyecto para poder ser implementado.

(Adicionalidad)

Una actividad de proyecto MDL es adicional si un escenario posible es la ausencia del proyecto MDL. Esto implica que para que el proyecto se lleve a cabo se deben vencer barreras o que el proyecto sin los ingresos provenientes de la venta de los CERs es menos atractivo que otro proyecto que emite más GEI y que si se tienen en cuenta los ingresos del MDL puede revertir la situación de desventaja en términos económicos.

No debe ser la práctica usual del sector ni ser la única opción que tenga el proponente del proyecto ya que sino la ausencia del proyecto no sería un escenario posible.

También es necesario justificar de manera creíble que los ingresos provenientes del MDL permitirán superar las barreras presentadas. Si el aporte es insignificante no podrá demostrarse la adicionalidad del proyecto.

Para el caso de proyectos de pequeña escala, para demostrar que el proyecto es adicional es necesario demostrar que el proyecto debe vencer con la ayuda del MDL al menos una de las siguientes barreras:

- a) **Barreras de inversión y/o del tipo económico-financiero**
- b) **Barreras culturales**
- c) **Barreras institucionales**
- d) **Barreras tecnológicas**
- e) **Prácticas predominantes**
- f) **Otras barreras**

Barreras que tienen los Proyectos de Energías Renovables.

Existen muchas barreras comunes que afectan el desarrollo de las energías renovables en general, pero también se dan barreras específicas a cada

tecnología. La tabla siguiente presenta para cada tipo de barrera analizada, los aspectos comunes a todos los proyectos de fuentes renovables y luego se especifican en función del tipo de fuente renovable de la que se trate.

Tipo de Barrera	Detalles
Inversión	<ul style="list-style-type: none"> · El costo de capital relacionado proyectos de energía renovable es muy elevado. Esto determina una barrera, más aún si se tienen en cuenta las altas tasas de interés que prevalecen en los países en desarrollo y las dificultades para obtener créditos a largo plazo. · Los resultados del GENREN pueden ser considerados como poco alentadores si se observan las extensiones de plazos, nuevas licitaciones y cantidad de potencia adjudicada por debajo de las expectativas iniciales. · No parece existir otro incentivo a las energías renovables más que el programa GENREN. · Para rentabilizar la inversión se requieren precios más altos que los que actualmente tiene la energía en el Mercado eléctrico mayorista. Si se evalúa un proyecto de energía renovable con los precios de venta de energía plus, y considerando los precios de gas reinantes, el proyecto no resulta atractivo. • Las economías de escala pueden afectar estos tipos de proyectos. <p>Eólica</p> <ul style="list-style-type: none"> · Es necesario analizar datos existentes y seleccionar el mejor sitio para hacer capañas de medición de cómo mínimo un año. Para evaluar el potencial del sitio hay que invertir en torre de aproximadamente 80 metros, equipos de medición, almacenamiento de datos. Además es necesario el posterior análisis de los datos registrados: variabilidad del viento, rango de

	<p>velocidades, dirección predominante, perfil, etc. Este análisis de los datos relevados es determinante para seleccionar el mejor aerogenerador que se adapte al sitio.</p> <ul style="list-style-type: none"> · La inversión es muy alta y su estudio de rentabilidad se ve perjudicado por el bajo factor de capacidad. Se requiere una importante inversión en electrónica para evitar la perturbación de la red eléctrica por la salida de servicio de los aerogeneradores, principalmente asociadas con el cut-down (situación en la que la unidad pasa de trabajar a potencia nominal a desconectarse por haber superado el umbral de viento máximo). · No reciben pago por potencia que es justamente la que debe remunerar el capital invertido. <p>Biogás y Biomasa</p> <ul style="list-style-type: none"> · El precio de venta de la energía no es suficiente para hacer atractivo los proyectos que además de la recuperación de biogás desean hacer un aprovechamiento eléctrico, están más cerca de tener sentido económico los proyectos que aprovechan el biogás para producir energía térmica desplazando algún combustible fósil. · En líneas generales las empresas, sobre todo las pequeñas y medianas, no cuentan con una estructura organizacional que incluya especialistas en gestión de los residuos. Este asesoramiento es un costo que debe asumir la empresa.
<p>Tecnológicas</p>	<ul style="list-style-type: none"> · En general en la provincia de Bs. As. hay muy pocas experiencias de uso de las tecnologías. · A lo anterior se suma la poca experiencia de las tecnologías desarrolladas en el país.

- **Generalmente, las empresas no cuentan con técnicos o personal capacitado para que manejen la nueva tecnología.**

Eólica

- **Si bien esta es la vedet de las energías renovables, muchos de los desarrollos existentes requieren modificaciones por las características de los vientos locales. Esta situación afecta más a proyectos en Patagonia donde los vientos son particularmente intensos.**
- **Es necesario realizar campañas de medición de cómo mínimo un año, aunque preferentemente de dos años antes de avanzar con la definición de tecnología más apta para los vientos reinantes.**
- **En el caso en que se instalen parques eólicos de envergadura será necesario un importante desarrollo tecnológico relacionado con el pronóstico de viento y energía asociada a esos vientos para que sea posible el despacho de este tipo de unidades de manera confiable y segura para el sistema interconectado nacional.**

Biogás y Biomasa

- **Poca experiencia sobre el funcionamiento de algunas tecnologías bajo las condiciones ambientales de la región.**
- **Poco conocimiento local sobre los aspectos técnicos de algunos subprocesos (pre- secado, homogeneizar la humedad, acondicionamiento del biogás, etc.).**
- **Algunas partes del proceso de manipulación, el almacenamiento y el tratamiento de los residuos, así como también el control de olores y emanaciones, son**

	<p>tecnologías poco usadas en el país que aún no tienen ajustados los requerimientos o parámetros locales para su funcionamiento adecuado.</p>
<p>Prácticas predominantes</p>	<ul style="list-style-type: none"> · La implementación de este tipo de proyectos representa una actividad innovadora cuyos casos prácticos en la provincia y en el país son aún escasos. <p>Eólica</p> <ul style="list-style-type: none"> · La generación eólica no es una actividad predominante en Argentina ni en la provincia de Buenos Aires. Quienes definen desarrollarla son pioneros. · No hay experiencia en el despacho de grandes parques eólicos. <p>Biogás Biomasa</p> <ul style="list-style-type: none"> · La mayoría de las empresas dedican sus esfuerzos a su actividad productiva central y el aprovechamiento de efluentes y/o residuos no es una práctica habitual.
<p>Otras Barreras</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Poco conocimiento acerca de otros beneficios por servicios ambientales que podrían ayudar a afrontar parte de la inversión (el MDL y/o mercados voluntarios). Este tipo de acción que está realizando la OPDS podría ser el puntapié inicial para direccionar esfuerzos a los sectores adecuados. · Cuando se trata de proyectos de generación de energía eléctrica a ser inyectada a la red, se deben cumplir con requerimientos del sector eléctrico para poder ser generadores/autogeneradores del MEM. <p>Eólica</p> <ul style="list-style-type: none"> · Pueden encontrar resistencia de la comunidad local por afectación del paisaje, aves y ruidos.

Barreras que tienen los proyectos de Eficiencia Energética.

En líneas generales las barreras que pueden aparecer a la hora de implementar proyectos de eficiencia energética y URE (Uso Racional de la Energía), ya sea en edificios públicos, residencial, industrial, etc., son similares.

La energía es la sangre de la economía, un país sin energía no crece, no se desarrolla y la eficiencia energética es sólo uno de los pilares de la sustentabilidad. Y si bien también es muy necesaria la diversificación de la matriz energética nacional, la eficiencia energética es la acción de corto – mediano plazo que permitirá cubrir la transición y el crecimiento.

Tipo de Barrera	Detalles
Culturales	<ul style="list-style-type: none">· Pobre “energy literacy⁸” de la Sociedad, la cual se puede comenzar a revertir instaurando el tema y difundiendo información práctica y clara al respecto.· Argentina no cuenta con un plan de acción consensuado como política de Estado con continuidad (de largo plazo) en materia de energía y eficiencia.· El Premio Nacional de la Calidad fue una muy buena herramienta que logró incentivar al sector industrial pero luego no fue extrapolada a otras acciones. Culturalmente funcionó muy bien y podría ser replicable en el URE a través de premios en concursos, distinción de acciones notables y/o buenas prácticas⁹.· Fomentar la I&D en temas de sustentabilidad. Si bien se ha observado en los últimos años un importante apoyo en Ciencia & Técnica podría ser esta una vía para direccionar esfuerzos en pos del URE.

⁸ Alfabetización o conocimiento en materia de energía y ahorro energético.

⁹ El Decreto Nº 140/07 menciona la posibilidad de obtención de “Certificados de Eficiencia Energética” que faciliten el acceso a créditos para mejoras tecnológicas (para el sector Industrial) pero no se ha implementado.

	<ul style="list-style-type: none"> · La elección de carreras duras (afines con el URE y la eficiencia energética) por parte de los jóvenes cada vez es menor.
<p>Institucionales</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Gran parte de las acciones en eficiencia energética son diseñadas y definidas por la Secretaría de Energía de la Nación pero la determinación de su aplicación es de carácter provincial (desde la modificación de la Constitución de 1994). La provincia de Bs. As. ha adherido a los lineamientos del PRONUREE y define la implementación del PROUREE¹⁰, pero invita a los municipios a adherir al decreto. Al adherir a los lineamientos no toma acción directa en materia de eficiencia energética en otros sectores aparte de la administración pública provincial. · Incluir y/o reforzar los programas de estudios en materia de eficiencia energética desde la enseñanza primaria. · Se requiere de instituciones de formación que impulsen y desarrollen capacidades en materia de eficiencia energética (tanto en formaciones terciarias, como de posgrado). · En Brasil hay muchos grupos universitarios trabajando en I&D y que reciben apoyo institucional. · La eficiencia energética involucra a muchos actores institucionales y por lo tanto su coordinación es muy compleja.
<p>Económicas Financieras</p>	<ul style="list-style-type: none"> · En líneas generales las empresas, sobre todo las pequeñas y medianas, no cuentan con una estructura organizacional que incluya especialistas en energía/ eficiencia energética. Este asesoramiento es un costo que debe asumir la empresa¹¹.

¹⁰ Resolución 8/2008.

¹¹ Cabe mencionar que en Noviembre de 2010 se lanzó el proyecto de “Eficiencia Energética para PYME’s Industriales” en el marco del PRONUREE y que cuenta con la adhesión de la UIA

	<ul style="list-style-type: none"> · Costos Adicionales para formación, capacitación y concientización. · Las tarifas de los energéticos son relativamente bajas y desalientan acciones hacia el URE. · Los proyectos que impliquen la actualización, modernización y/o reemplazo de equipamiento deben afrontar por lo general costos de inversión que podrían no hacerse si queda todo como está. Además las economías de escala tienen un efecto notable en estos proyectos. · Necesidad de contar con líneas de créditos acordes para invertir en eficiencia energética. · Las inversiones en eficiencia energética compiten con otras inversiones que hacen a la actividad central (ampliaciones, actualizaciones en procesos productivos, diversificación de productos, etc.).
<p>Otras Barreras</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Poco conocimiento y difusión acerca de otros beneficios por servicios ambientales que podrían ayudar a afrontar parte de la inversión (el MDL y/o mercados voluntarios). Este tipo de acción que está realizando la OPDS podría ser el puntapié inicial para direccionar esfuerzos a los sectores adecuados.

La provincia de Buenos Aires ha dictado el Decreto N° 324/07, por el que adhiere a los lineamientos del PRONUREE y determina la aplicación inmediata de medidas urgentes con vistas al uso racional de la energía eléctrica en el ámbito de la Administración Pública local (PROUREE¹²). Esta determinación es un fuerte respaldo para los proyectos de “Eficiencia Energética en Edificios Públicos” pero es aconsejable hacerla extensiva a medidas de eficiencia energética en industrias, etc.

(Unión Industrial Argentina). Esto podría ser una solución pero por el momento solo prevé la financiación del 90% del costos de los estudios para unas 420/430 PYME's de todo el país.

¹² Resolución 8/2008.

Seguidamente se citan dos párrafos extraídos del memorándum de la Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea publicado en junio de 2005.

“El Mercado por sí mismo no nos permitirá hacer el ahorro de energía”

“La acción de las autoridades públicas, los gobiernos, es por lo tanto esencial para influenciar en el comportamiento del sector y asegurar que las tecnologías más eficientes, es decir aquellas que permiten utilizar menos energía, sean utilizadas sistemáticamente por la industria” (y la gente).

Barreras que deben afrontar proyectos de manejo de desechos ganaderos en general.

Las principales barreras que enfrentan los proyectos de reducción de emisiones por manejo de los desechos son similares para los distintos sectores; cría confinada (cerdos y vacas), tambo y avícolas. Para las barreras vinculadas al componente de generación de energía, especialmente para las ideas de proyecto del sector avícola, ver también la sección de adicionalidad para ese tipo de proyectos.

Tipo de Barrera	Detalles
Inversión	<ul style="list-style-type: none"> · La instalación de un biodigestor y/o la construcción de una planta de energía renovable enfrenta barreras económico/financieras específicas. El costo de capital relacionado con el proyecto determina una barrera, especialmente teniendo en consideración las altas tasas de interés que prevalecen en los países en desarrollo. · Básicamente, no es posible recuperar la inversión requerida y gran parte de los productores no están en condiciones de invertir ese dinero. · Tampoco existen incentivos (créditos o subsidios) o regulaciones que incentiven este tipo de mejoras al

	<p>manejo de los desechos.</p> <ul style="list-style-type: none"> · La falta de confianza hace que siga habiendo serias barreras para invertir y la industria en general debe enfrentar grandes dificultades a la hora de financiarse. · La escasa previsibilidad que tiene el sector, es otra barrera que tienen los productores para realizar inversiones en proyectos ambientales y de mejora de las prácticas habituales. · Sumado a esto, el precio de venta de la energía tampoco es un valor atractivo para los proyectos que además de la recuperación de biogás desean hacer un aprovechamiento energético; o los que directamente realizan este tipo de aprovechamientos como los del sector avícola. · En líneas generales las empresas, sobre todo las pequeñas y medianas, no cuentan con una estructura organizacional que incluya especialistas en gestión de los residuos. Este asesoramiento es un costo que debe asumir la empresa.
<p>Tecnológicas</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Hay muy pocas experiencias sobre la tecnología necesaria, particularmente sobre el funcionamiento bajo las condiciones ambientales de la región donde se desarrollarán los proyectos. · Escaso conocimiento sobre los aspectos técnicos de los procedimientos de pre- secado antes del ingreso a la caldera, para homogeneizar la humedad y mejorar el rendimiento de la cama de pollo para los proyectos avícolas, por ejemplo. · Algunas partes sensibles del proceso de manipulación, el almacenamiento y el tratamiento de los desechos, así como también el control de olores y emanaciones, son tecnologías poco usadas en el país que aún no tienen ajustados los requerimientos o

	<p>parámetros locales para su funcionamiento adecuado.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Generalmente, las empresas no cuentan con técnicos o personal capacitado para que manejen la nueva tecnología.
Prácticas predominantes	<ul style="list-style-type: none"> · La ejecución de este tipo de proyectos representa una actividad innovadora cuyos casos prácticos en la provincia son aún escasos generando incertidumbres y dificultad de realizar el cambio por parte de los productores. · La mayoría de las empresas del sector no disponen aún de una estructura de gestión con personal con formación y capacitación en temas ambientales y de gestión de los residuos.
Otras Barreras	<ul style="list-style-type: none"> · Poco conocimiento acerca de otros beneficios por servicios no remunerados que podrían ayudar a afrontar la inversión (el MDL y/o mercados voluntarios). Este tipo de acción que está realizando la OPDS podría ser el puntapié inicial para direccionar esfuerzos a los sectores adecuados. · Falta de conciencia en el tema ambiental es un déficit en el área, lo cual provoca la creciente contaminación de los recursos naturales. · Escasa experiencia en el sector para asociarse, gestionar y monitorear este tipo de proyectos, necesario para lograr una escala costo efectiva y para obtener los beneficios de los créditos de carbono.

Barreras que deben enfrentar los proyectos de Cogeneración

Si bien la tabla siguiente se centra en las barreras que puede encontrar el sector industrial para tomar la decisión de implementar un proyecto de cogeneración, las mismas pueden ser extrapolables a aplicaciones similares

y/o de diferente escala en el sector Comercial, de Servicios y Edificios Públicos.

Muchas de las barreras identificadas en el análisis general de eficiencia energética son extrapolables a proyectos de cogeneración.

Tipo de Barrera	Detalles
Culturales	<ul style="list-style-type: none"> • Este tema prácticamente no está instaurado en diferentes sectores de la Sociedad. Por lo general las industrias se dedican exclusivamente a su actividad (core) sin tener en cuenta la posibilidad de cogenerar o trigenerar su demanda de energéticos e incluso poder exportar excedentes a terceros. • Argentina no cuenta con un Plan de acción consensuado como política de Estado con continuidad sobre este tema, pero cabe mencionar que esto si se realiza en países desarrollados. Existen en muchos países europeos lo que se conoce como el libro blanco o White paper¹³. • No son abundantes los casos en que las Universidades asisten técnicamente a las empresas/industrias en materia de modernización de instalaciones existentes o en el diseño a medida de nuevas de plantas de cogeneración. Por lo general este tipo de proyectos se contrata a empresas de ingeniería extranjeras ya que requieren desarrollos específicos para cada caso.
Institucional	<ul style="list-style-type: none"> • Hay una subsecretaría de Energía Eléctrica, y otra de Combustibles. Hay un Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y un Ente Nacional Regulador del

¹³ Un Libro blanco es un documento oficial publicado por un gobierno o una organización internacional, a fin de servir de informe o guía sobre algún problema o situación y cómo enfrentarlo (por ejemplo diseñando una política gubernamental a largo plazo). Los libros blancos contienen un conjunto argumentado de propuestas de acción comunitaria en un ámbito específico.

	<p>Gas (ENARGAS). Ninguno de ellos se ocupa en particular de la cogeneración, salvo el Anexo 12 de Los Procedimientos de CAMMESA, que ve el problema sólo desde el punto de vista eléctrico.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El Decreto Nacional N°140/07 incluye a la cogeneración entre las medidas de mediano-largo plazo del PRONUREE. La provincia de Buenos Aires ha adherido a este programa pero no ha facultado ni definido órgano de regulación, implementación, etc. • En Brasil hay muchos grupos universitarios trabajando en I&D en estos temas y que reciben apoyo institucional. • Los trámites administrativos para habilitar un Cogenerador en el MEM son muy largos y complejos para una industria cuyo “Core Business” no es la producción de electricidad, en contraste con otros países.
<p>Económico- Financiera</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas de energéticos bajas, desalienta acciones hacia la cogeneración. • Equipos se repagan en U\$\$, los ingresos son en \$ con una relación de cambio desfavorable para la recuperación del capital. • Son proyectos capital intensivos. • Las economías de escala tienen un efecto notable en estos proyectos. • Desconfianza de los inversores extranjeros. • Los servicios no remunerados, por ejemplo el cuidado de ambiente, por lo general no son tenidos en cuenta por la dificultad para obtenerlos. El MDL puede ser de gran ayuda para estos proyectos. • Acceso al crédito a tasas razonables. • La inversión en cogeneración debilita la posición financiera para otras inversiones que hacen al

	producto central de la industria.
Otras barreras	<ul style="list-style-type: none"> • Temor a ser discriminado por el sector de la Generación del MEM debido a que la generación de energía no es la actividad usual de la industria. (barrera sectorial) • Sectores industriales que no sean afines al sector energético podrían encontrar barreras debidas a la menor capacidad de negociación. El precio que deberían pagar por el combustible podría ser mayor que el que paga un generador de gran porte (barrera comercial). • La inclusión de una actividad que no hace a la práctica común de la industria, podría traer aparejado problemas sindicales y/o con otros gremios.

Tarea 5: Impacto ambiental global

Las medidas de eficiencia energética, sustitución de combustibles, cogeneración y aprovechamiento de fuentes renovables (biomasa, residuos biomásicos, eólica, etc.) implican que, en algún lugar de la cadena del sector energético, se disminuye el consumo de combustibles fósiles.

Esto se traduce en una disminución de los impactos ambientales globales y locales.

A **nivel global** disminuir el consumo de hidrocarburos significa reducir las emisiones de dióxido de carbono y por ende mitigar el calentamiento global.

A **nivel local**, en las zonas donde se reduce el consumo de combustibles fósiles (centrales térmicas principalmente) se mejora especialmente la calidad de aire. Debido a que se disminuyen emisiones de óxidos nitrosos (NOx), material particulado y óxidos de azufre entre otros. Además al bajar la concentración de las emisiones de azufre se reduce el impacto ambiental por lluvias ácidas.

Impacto social: en líneas generales puede decirse que el desarrollo de proyectos de estas características no sólo trae aparejado la creación de puestos de trabajo (ya sea durante la construcción o en la operación), sino que también favorece el desarrollo de capacidades y **mejora las condiciones socio-económicas** de la región de emplazamiento.

A continuación se mencionan los impactos ambientales adicionales a los ya mencionados que surgen de las particularidades de los diferentes tipos de proyecto.

Proyectos de aprovechamiento eólico.

Al igual que el resto de las energías renovables, la energía eólica posee ventajas ambientales y socioeconómicas al ser una fuente limpia, inagotable y autóctona de generación de electricidad, diversificando la matriz energética y

haciéndola menos dependiente de los combustibles fósiles, tanto domésticos como importados.

Sin embargo, esta fuente de energía causa algunos impactos negativos sobre el medio ambiente, aunque el balance resulta muy positivo si se la compara con las fuentes tradicionales.

<p>Efectos sobre la atmósfera:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Se eliminan todas las contaminaciones asociadas a la quema de combustibles fósiles.
<p>Efectos sobre el paisaje:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Entre los mayores impactos negativos que provoca la energía eólica se encuentra el deterioro visual del paisaje, siendo este un impacto muy subjetivo que depende de la apreciación estética de cada persona.
<p>Impacto sobre la avifauna:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · La colisión de las aves con las turbinas y/o las molestias ocasionadas durante la construcción y funcionamiento de un parque eólico constituyen en realidad impactos bastante limitados. Sin embargo, suelen tener cierta importancia en rutas migratorias o en las épocas de nidificación de las aves.
<p>Ruido:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Las turbinas eólicas ocasionan dos tipos de ruido: mecánico y aerodinámico. El ruido mecánico es producido por el movimiento de las partes mecánicas, tales como la caja multiplicadora, el generador eléctrico y las transmisiones. El ruido aerodinámico es causado por el flujo del aire que incide sobre el rotor. Ambos ruidos son constantes. Es importante destacar que en las zonas donde se emplazaría un parque eólico ya hay ruido ambiente ocasionado por el viento, por lo tanto el impacto sonoro es posiblemente marginal y sólo impacta cerca de los aerogeneradores donde seguramente no habrá población estable.

<p>Ocupación del suelo:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · La producción de energía eólica requiere la instalación de un conjunto de turbinas agrupadas en los que se denominan “parques eólicos”. Pero la ocupación efectiva varía entre un 1% y un 3% del terreno, por lo que los aprovechamientos agrícolas o ganaderos pueden coexistir en la misma superficie. · Se requiere abrir o mejorar los accesos e instalar líneas de media tensión entre las turbinas y la estación transformadora del parque, las que en ocasiones son subterráneas.
<p>Otros impactos no ambientales:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Un parque eólico puede generar otros impactos que, sin ser de carácter ambiental, también deben ser tenidos en consideración. Estos son la interferencia electromagnética y la afectación en la navegación aérea. Los mismos pueden ser minimizados si se tienen en cuenta durante las primeras etapas del proyecto.

Proyectos aprovechamientos energéticos a partir de residuos biomásicos y/o biogás.

Dependiendo del tipo de residuo y/o corriente de desecho a transformar en biogás, el no aprovechamiento de los mismos puede generar impactos ambientales locales en el aire, el agua, el suelo y las personas. Por lo que darle un uso energético a estos recursos trae asociado beneficios sobre el ambiente.

<p>Se previene o reduce la contaminación al aire al:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Reducir las emisiones de metano que surgen de la descomposición anaeróbica de los residuos y/o de los efluentes de procesos. · Reducir otras emisiones, dependerá del tipo de residuo pero pueden darse procesos de desnitrificación, oxidaciones, etc. · Reducir la concentración de material
--	--

	particulado y la proliferación de larvas e insectos.
Se mejora la calidad del agua al:	<ul style="list-style-type: none"> · Disminuir el proceso de lixiviación, la descomposición antes mencionada también produce efluentes líquidos que si no son recuperados y tratados contaminan las napas. · Se evita la contaminación de las aguas de las napas (evitando el mal aspecto que da el olor y mal sabor).
Se mejoran aspectos en materia de salud humana al:	<ul style="list-style-type: none"> · Disminuir la contaminación microbiológica. · Disminuir la proliferación de enfermedades infecciosas y/o alérgicas. · Disminuir la proliferación de enfermedades en la población por contacto con roedores.
Se mejora la imagen de la empresa	<ul style="list-style-type: none"> · Mejora el clima de trabajo al verse mejoradas las condiciones locales de trabajo (por lo ítems antes citados). · Puertas para afuera la reutilización de efluentes y/o residuos de procesos posiciona a la empresa como más amigable (sustentable) y comprometida con el ambiente y por ende con la sociedad.

Estos impactos que se expresan de manera positiva o beneficiosa pueden tornarse lo contrario en caso de que no se realice una buena gestión y control de los residuos y/o efluentes de procesos antes de ser procesados para producir energía.

Para aquellos proyectos de aprovechamiento de residuos cuya capacidad de procesamiento se piensa considerando no sólo la biomasa propia producida sino también todo lo generado en el área de influencia (aproximadamente unos 40 km a la redonda), hay que tener en cuenta el impacto del transporte de los residuos. En estos casos no sólo se afecta al aire (por las emisiones por el consumo de combustible en camiones y otros medios), sino que también se cargan caminos comunales, vecinales, rutas, etc., generando impactos que

van desde el deterioro de las calles y rutas hasta la logística de funcionamiento de transporte previo.

Proyectos del Sector Agropecuario

Los sistemas de intensificación eliminan diariamente heces, orina, alimento desperdiciado, agua de bebida y otro tipo de residuos. Estos residuos pueden ocasionar impactos sobre el aire, el agua y el suelo.

Las prácticas de manejo aquí planteadas para el tratamiento de los efluentes provenientes de la confinación de animales, incluyen procesos en digestores y/o en lagunas que podrían generar importantes beneficios ambientales tanto a nivel local como provincial y sentar antecedentes para la implementación de un nuevo sistema de gestión ambiental para el sector agroindustrial.

Beneficios locales:

<p>Se previene o reduce la contaminación al aire al:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Reducir las emisiones de amoníaco que se volatiliza, por hidrólisis de la urea del estiércol a través de las enzimas ureasas de microorganismos del suelo y del mismo estiércol, y ocasionan proliferación de olores desagradables y la precipitación de los vapores en el suelo o en la superficie de cuerpos de agua provocando acidificación e incrementando el contenido de nitrógeno en suelo. · Reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno: formado como un producto secundario del proceso de desnitrificación. · Reducir las emisiones de metano: formado durante la descomposición del estiércol bajo condiciones anaeróbicas. · Reducir la concentración de material particulado y la proliferación de larvas e insectos
<p>Se mejora la calidad del</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Disminuir el proceso de eutrofización, que

<p>agua al:</p>	<p>puede ocasionar problemas estéticos, como mal sabor y olor, y un cúmulo de algas o verdín desagradable a la vista, así como un crecimiento denso de las plantas con raíces, el agotamiento del oxígeno en las aguas más profundas y la acumulación de sedimentos en el fondo de los lagos, así como otros cambios químicos.</p> <p>Asimismo, la proliferación de cianobacterias resulta toxica y puede producir problemas de salud.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Disminuir el lavado de nitratos y fósforo al agua subterránea.
<p>Se mejoran aspectos de sanidad rural y de salud humana al:</p>	<ul style="list-style-type: none"> · Disminuir la contaminación microbiológica con patógenos como Escherichia Coli y Pseudomonas aeruginosa · Disminuir la proliferación de enfermedades infecciosas en el ganado · Disminuir la proliferación de enfermedades en la población por contacto con roedores (ej síndrome renal y pulmonar por hantavirus, fiebre hemorrágica argentina, leptospirosis, salmonelosis, triquinosis y coriomeningitis linfocitaria) · Disminuir alergias, o micosis pulmonares al disminuir la inhalación de polvo de excremento avícola contaminado.

Además de las mencionadas mejoras que conllevan a mejores condiciones ambientales y de calidad de vida locales, la implementación de estos proyectos también puede generar otros beneficios. Particularmente si se abordan a través de Programas de Actividades (ver Tarea 9) el programa podría llevar a la integración regional de los diferentes sectores, así como también posibilitar a pequeñas y medianas empresas agropecuarias el acceso a estas mejoras y a un desarrollo económico y ambientalmente responsable. También mejoraría la imagen y los vínculos de las empresas del sector con las comunidades afectadas por la actividad.

Finalmente mejoraría el nivel de capacitación del personal de las empresas tanto en aspectos vinculados a la nueva tecnología como en procesos de gestión ambiental.

Tarea 6: Consideraciones regulatorias de la actividad de proyecto propuesta

Al igual que lo desarrollado en tareas anteriores, en esta sección se agrupan aspectos regulatorios aplicables a todas las ideas de proyectos y luego se presenta la regulación vinculada a los tipos de proyectos objeto de este trabajo.

Reglamentación aplicable a todas las ideas de proyecto

La REPUBLICA ARGENTINA en el año 1994, mediante la Ley Nº 24.295, aprobó la CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO (CMNUCC) y por la Ley Nº 25.438, en el año 2001, aprobó el PROTOCOLO DE KYOTO (PK) de esa Convención. El PROTOCOLO DE KYOTO en su Artículo 2º punto 1.a, apartado i) afirma la necesidad de los países firmantes de asegurar el fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional.

Proyectos de eficiencia energética en general

Todos los proyectos de eficiencia energética en general, incluyendo los proyectos de cogeneración, están sujetos a las regulaciones que se citan a continuación.

Desde la modificación de la Constitución Nacional en 1994, las provincias tienen potestad para definir y tomar acciones sobre gran parte de las actividades que perdieron el carácter de federal. Algunos ejemplos son: hidrocarburos, definición del huso horario, eficiencia energética.

La Ley nacional Nº 24.065/92, sobre el RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, en su artículo 2º dice ... incentivar el uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.

El Decreto Nacional Nº 140/07 – Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) del 21 de diciembre de 2007, declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía. Además incluye los

lineamientos del citado Programa. Dentro del mismo decreto se invita a las provincias a adherir al PRONUREE.

El Gobierno Nacional, en este Decreto, define el concepto de eficiencia energética como la adecuación de los sistemas de producción, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía con el fin de lograr el mayor desarrollo sostenible. Considerando que la eficiencia energética es un componente imprescindible de la política energética, el cuidado de las fuentes no renovables y la preservación del medio ambiente. En este sentido reconoce que la eficiencia energética es la medida más efectiva de corto y mediano plazo para reducir las emisiones de dióxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero.

Se faculta a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a implementar dicho Programa sobre la base de los lineamientos aprobados en el presente, el que debe contemplar, entre otras acciones, la promoción del uso racional y eficiente de la energía a través de la concientización de la población y del desarrollo de campañas de difusión. Además se definen acciones de corto y de mediano/largo plazo que integran el PRONUREE; entre tales acciones se mencionan (entre otros) eficiencia en la Industria, Transporte, Viviendas, Cogeneración eléctrica, etc. y en su ANEXO II aborda detalles sobre el PROUREE – Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía para Edificios Públicos, el cual no debe comprometer el normal desarrollo de las actividades que se realizan en los edificios.

Cabe mencionar también que dentro del Anexo I se menciona la necesidad de contemplar la asistencia del MDL para la concreción de medidas de eficiencia energética. A tales efectos se transcribe la sección del decreto que trata este tema.

ANEXO I -PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA - ACCIONES A DESARROLLAR.

Inciso 2.10 CAMBIO CLIMATICO - MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL).

- **Evaluar el papel significativo del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) —adicionalmente del mercado de carbono internacional— para apoyar la realización de proyectos de eficiencia energética, especialmente bajo el régimen del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) programático.**
- **Desarrollar un plan para el aprovechamiento del potencial de esta fuente de financiación y cooperación técnica internacional.**
- **Promocionar la aplicación del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL), y especialmente del MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) programático, entre organismos públicos y privados que puedan tener un rol en la identificación, el desarrollo y la implementación de nuevos proyectos en el ámbito de la eficiencia energética.**

El Decreto Provincial 2601/02 aprueba el convenio general de cooperación entre la Secretaría de Energía de la Nación y el Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos para el desarrollo de acciones de eficiencia en energética.

La provincia de Buenos Aires ha dictado el Decreto N° 324/07 y la Resolución 08/2008, que adhiere a los lineamientos del PRONUREE y determina la aplicación inmediata de medidas urgentes con vistas al uso racional de la energía eléctrica en el ámbito de la Administración Pública local. Que dicha norma resulta aplicable, en todos los edificios públicos dependientes del Poder Ejecutivo Provincial, quedando alcanzados los Ministerios, Secretarías, Organismos Descentralizados y/o Autárquicos y todas aquellas reparticiones que integran la Administración Pública Provincial, debiendo cumplimentar las medidas de uso racional de la energía. Dicho de otro modo, se instruye a todas las reparticiones que integran la administración pública provincial (APP), a cumplimentar medidas de uso racional de la energía eléctrica similares a las del decreto Nacional. Esta decisión sigue lo establecido en el artículo 28 de la

constitución de la Provincia de Buenos Aires, según el cual, sus habitantes tienen derecho de gozar de un ambiente sano, y el deber de preservarlo y protegerlo, en su provecho y en la generaciones futuras, preservando y conservando los recursos naturales renovables y no renovables. Además instruye a la Dirección Provincial de Economía Ambiental y Energías Alternativas del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible, conjuntamente con la Dirección Provincial de Energía del Ministerio de Infraestructura, a elaborar una propuesta de programa de mediano y largo plazo destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética en el ámbito de la Administración Pública de la Provincia de Buenos Aires.

NOTAS: si bien el decreto nacional abarca a prácticamente gran parte de los sectores que integran la demanda de energía, la adhesión provincial se centra en el PROUREE para edificios públicos.

En todos los casos se invita a adherir al programa, lo que implica la NO obligatoriedad de su cumplimiento.

Yendo a medidas de eficiencia particulares, ya en 1999, la Ex Secretaría de Industria Comercio y Minería dicto la Resolución 319/99 para el etiquetado eficiente de electrodomésticos de uso doméstico¹⁴, varios de los cuales se pueden encontrar en edificios públicos y/o en cualquier dependencia en el ámbito de la Administración Pública de la Provincia de Buenos Aires.

La Ley 13.059 de la Provincia de Buenos Aires tiene por objeto implementar en todas las construcciones públicas (efectuadas por el Instituto Provincial de la Vivienda y otros organismos competentes) o privadas, de viviendas, edificios o industrias que se realicen en el territorio de la provincia de Buenos Aires, el

¹⁴ Refrigeración, congelación de alimentos y sus combinaciones; Lavado, secado de ropas y funciones combinadas; Lavado de vajillas; Hornear alimentos; Calentar agua para baños y cocinas por medio de la electricidad; Iluminación y funciones complementarias; Acondicionamiento de aire; Fuerza motriz de accionamiento eléctrico.

cumplimiento obligatorio de las normas IRAM que regulan las pérdidas energéticas y la contaminación ambiental. Dicha Ley cuenta con las instrucciones definidas en los decretos provinciales 747/03 (Mayo 2003) y 1.030/10 (Julio 2010). El primer decreto es el de promulgación de la ley y el decreto 1.030/10 introduce modificaciones y normativa complementaria aprobando la reglamentación de la Ley N° 13059 sobre “Condiciones de Acondicionamientos Térmicos exigibles en la construcción de edificios”, cuenta con único Anexo e incluye las Normas IRAM que son aplicables.

Regulación específica para energías renovables

Ley N° 26.190, promulgada en 2006 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” propende a diversificar la matriz energética nacional favoreciendo el uso de fuentes de energía renovables y contribuyendo a la mitigación del cambio climático. Dicha Ley reglamentada a través del decreto 562/2009 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables con destino a la prestación del servicio público y la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad, estableciendo una meta a alcanzar del ocho por ciento (8%) en la participación de las fuentes de energía renovables en el consumo eléctrico nacional en un plazo de DIEZ (10) años, habiéndose definido un conjunto de beneficios impositivos aplicables a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, así como la remuneración a pagar por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes ofertadas que vuelque su energía en el MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) y/o estén destinadas a la prestación de servicio público.

Las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el Territorio Nacional, alcanzarán tanto a las nuevas plantas de generación, como a las ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, en tanto conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica.

También crea el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES, cuyo administrador es el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, dependiente de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS. Este fondo remunera la producción efectivamente entregada por sistemas instalados y a instalarse destinados al MEM ó para la prestación de servicios públicos. El aporte será 15 \$/MWh ajustables por el CAT (Coeficiente de Adecuación Trimestral¹⁵), para unidades como las que se están evaluando en el presente informe.

Para que un proyecto de generación eléctrica a partir de fuentes renovables pueda solicitar su inclusión al régimen de esta ley debe cumplir con las siguientes pautas:

- Creación de empleo.
- Minimización del impacto ambiental.
- Integración de la obra con bienes de capital de origen nacional. Podrá autorizarse la integración parcial con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.
- La energía eléctrica a generarse se destine al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicio público.

El régimen comprende los siguientes beneficios:

- IVA e Impuesto a las Ganancias (IG), el tratamiento implementado por la ley 25.924 para la adquisición de bienes de capital y/ó realización de obras (nota: devolución anticipada del IVA y amortización acelerada para el pago de IG).
- Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta: Los bienes afectados a los proyectos no integrarán la base de imposición de este impuesto hasta el

¹⁵ De manera simple relaciona el precio medio spot del trimestre mayo/julio de 2003 con el actual.

tercer ejercicio cerrado con posterioridad a la puesta en marcha del proyecto.

- Este régimen es complementario al vigente por Ley 25.019 (subsidio a la energía eólica a través del Fondo Nacional de Energía Eléctrica) y lo extiende a la generación con las restantes fuentes renovables. Para esto crea el Fondo Fiduciario de Energías Renovables.

La Ley 12.603 de la provincia de Buenos Aires se adelanta a la citada Ley Nacional 26.190, ya que la norma provincial fue aprobada en el año 2002 por la Legislatura Bonaerense. La misma declara de Interés Provincial la generación y producción de energía eléctrica a través del uso de fuentes de energía renovables, llamada también alternativa, no convencional o no contaminante, factible de aprovechamiento en la Provincia. Asimismo en su Artículo 15º invita a los Municipios a que generen las condiciones necesarias para desarrollar esta actividad. Esta ley cuenta con el Decreto Provincial 2.158/02, que arbitra las medidas y procedimientos que permitan llevar a la práctica las disposiciones y beneficios dispuestos en dicha ley con el propósito de facilitar y favorecer en el ámbito provincial la investigación y el uso de energías alternativas y el desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas a ese objeto. También especifica que la producción de energía debe estar destinada - fundamentalmente - a la generación de energía eléctrica destinada al servicio público de distribución de electricidad, necesariamente debe ser coordinado y compatibilizado con la organización y funcionamiento del sector eléctrico establecido en el Marco Regulatorio aprobado por la Ley 11.769. Incluye las condiciones que se deben reunir para obtener la exención del Impuesto Inmobiliario, compensación de tarifas, etc.

Si la provincia de Buenos Aires adhiere a la ley 26.190, ésta solicita a nivel provincial la aplicación de los siguientes beneficios:

- Exención de pago del Impuesto a los Ingresos Brutos o reducción de las alícuotas aplicables.
- Exención de pago de tasas municipales o reducción de las alícuotas aplicables.

- **Exención al pago del Impuesto de Sellos.**
- **Exención temporal o definitiva del Impuesto Inmobiliario.**

El ANEXO 40 de los Procedimientos de CAMMESA reglamenta el despacho eólico, el cual se establece como despacho por la base de la curva (cuando está disponible se despacha). Pero también establece la NO remuneración de reserva, esto quiere decir que cuando se despacha se cobra la potencia puesta a disposición pero no se lo considera estable, con lo que no se remunera potencia de reserva (si aplicable a centrales térmicas por ejemplo).

Regulación específica para el sector agropecuario

A continuación se comentan las principales regulaciones que abarcan a los distintos sectores aquí abordados en su conjunto. Posteriormente se comentarán las regulaciones en forma independiente para cada sector.

La Resolución 249/2003 del SENASA sustituye la reglamentación del Registro Nacional Sanitario De Productores Agropecuarios (RENSPA), establecida en la Resolución 116 del 16 de octubre de 1998, del registro de la ex-Secretaría De Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentación, por una nueva establecida en la resolución.

La inscripción en el RENSPA de este Servicio Nacional, es obligatoria y gratuita para todos los productores pecuarios del país con independencia de la cantidad de animales que posean, del título por el cual detentan la tierra en que desarrollan su actividad, cualquiera sea el sistema de producción utilizados.

También establece que todos los programas de control sanitario y de calidad que ejecute el SENASA deben exigir a los productores primarios, tanto pecuarios como agrícolas, la inscripción en el RENSPA. Asimismo, toda documentación que se tramite en ese Servicio Nacional y que involucre a los mismos deberá consignar el número de RENSPA.

La (ex) Oficina Nacional de Control Comercial Agropecuario (ONCCA) a través de la Resolución 1747/2008 establecía la eximición de presentación de documentación para la tramitación de compensaciones.

Asimismo, la Resolución 7953/2008 Crea el "Registro Único De Operadores De La Cadena Comercial Agropecuaria Alimentaria", en el ámbito de la (ex) ONCCA. Además define todos los aspectos vinculados al trámite de inscripción, define categorías así como describe los requisitos especiales. Esta Resolución fue modificada por la Resolución 7127/2009 la cual especifica los alcances del concepto de "planta" y de "Depósito Transitorio de Granos".

Asimismo, amplía el universo de obligados a inscribirse ante la (ex) ONCCA, incorporando nuevas actividades al mencionado registro.

En el año 2009 la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) y la (ex) ONCCA establecen una Resolución Conjunta General 2588 y 3198/2009 la cual establece los procedimientos para la cancelación de deudas tributarias correspondientes a obligaciones impositivas y/o de los recursos de la seguridad social, y así poder acceder al pago de aportes no reintegrables y compensaciones.

A través de la Resolución 876/2010 se derogan las Resoluciones No 92 de fecha 16 de mayo de 2008, No 723 de fecha 11 de junio de 2008, No 7120 de fecha 21 de agosto de 2009 y No 187 de fecha 19 noviembre de 2009, y se crea el Nuevo Registro Único de Clave Bancaria Uniforme (CBU) en el que deberán inscribirse todos los interesados en acceder al régimen de compensaciones que administra la (ex) ONCCA o en recibir pagos o reintegros por cualquier otra índole por parte de la (ex) ONCCA.

Además de las resoluciones antes comentadas se destaca la Resolución 336/2003 establecida por la Autoridad del Agua de la Provincia de Buenos Aires para el sector de efluentes líquidos. La misma sustituye a la Resolución N° 389/98 y establece en el Anexo II los nuevos valores de los parámetros de calidad de las descargas provenientes del vertido de efluentes líquidos.

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.

Durante el año 2007, la relación porcino/m.7 a 1. A nivel gubernamental se reconoció la gravedad de esta coyuntura y a partir del mes de marzo 2007 se puso en marcha un sistema reglamentado por la (ex) ONCCA, la Resolución 1379/2007 para compensar a los productores porcinos el diferencial del precio del alimento que utilizan.

Mediante la Resolución No 1379/2007, modificada por la Resolución 5523/2007 se crea el Registro de Productores y Engordadores/Invernadores de Porcinos, a los efectos de incorporar a los establecimientos que se dediquen a la cría y engorde de animales de la especie porcina, que sea sustentada con alimentación a base de granos de maíz y soja, destinados a faena y posterior comercialización exclusivamente en el mercado interno. Esta resolución fija los parámetros para su inscripción, determinación y pago de las correspondientes compensaciones establecidas por la Resolución No 9/2007 y su complementaria la Resolución No 40/2007 del MEyP.

La Ley Provincial 10.510 la presente ley; y seración de Ganadería, las explotaciones porcinas, cuando se hayan cumplimentado los requisitos y condiciones de funcionamiento que la reglamentación establezca.

Mediante el Decreto 4933/1989 se dota a la Dirección Provincial de Ganadería de un instrumento para poder ejercer el control de los establecimientos dedicados a la comercialización de porcinos en el ámbito de la provincia de Buenos Aires, y consecuentemente garantizar a la población las condiciones higiénico-sanitarias a las que deberán ajustar su cometido. A su vez, mediante el Decreto 2447/79 se prohíbe en todo el territorio de la provincia de Buenos Aires, la tenencia, engorde, cría y/o concentración de porcinos en basurales (quemados o depósitos de basura).

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)

El SENASA ha regulado a través de dos resoluciones, la actividad de los establecimientos de engorde a corral. A continuación se describen cada una de ellas:

Resolución 70/01 a través de la cual se crea el Registro Nacional de Establecimientos Pecuarios de Engorde a Corral, en el ámbito de la Dirección Nacional de Sanidad Animal con el objetivo de fiscalizar estas actividades, a cuyo efecto los requisitos a establecer deben limitarse a asegurar condiciones de confiabilidad, eficacia, eficiencia y auditoría, que resulten indispensables para obtener el reconocimiento del sistema implementado, por terceros países, por los mismos usuarios y por otras entidades ligadas al sector.

Resolución 447/2004 a través de la cual se crea el Registro de Establecimientos Pecuarios de Engorde a Corral proveedores de bovinos para faena con destino a exportación, autorizando la faena de bovinos provenientes de establecimientos de engorde a corral para exportación a los destinos que lo admitan y debiendo cumplir además de lo prescrito en la presente resolución, con las exigencias particulares de cada destino.

El Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (ex SAGPyA), división Sanidad Animal también ha intervenido en esta actividad a través de:

Resolución 341/2003, que establece como obligatoria la habilitación y el registro en el SENASA de las personas físicas o jurídicas y/o establecimientos que elaboren, fraccionen, depositen, distribuyan, importen o exporten productos destinados a la alimentación animal.

Resolución 447/2004 que prohíbe el uso de productos veterinarios anabolizantes en animales destinados a la producción de alimentos para el consumo humano.

Resolución 1389/2004 que prohíbe en todo el territorio nacional el uso de proteínas de origen animal, excepto las que contienen proteínas lácteas, harinas de pescado, harinas de huevo y harinas de plumas, para la administración con fines alimenticios o suplementarios a animales rumiantes. Asimismo se prohíbe en todo el territorio nacional la utilización de cama de pollo y/o residuos de la cría de aves, en la alimentación de animales.

Resolución 645/2005 que establece el peso mínimo por media res, en balanza oficial, para las categorías novillitos y vaquillonas y modifica la escala de

pesos máximos fijada por la Resolución No J- 379/73 de la ex Junta Nacional de Carnes. También suspende el faenamiento comercial de animales bovinos de las categorías mamonos y terneros.

Resolución 88/2010 que modifica la Resolución No 68/07 de la entonces Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos en relación con el peso mínimo por media res para las categorías novillitos y vaquillonas.

La (EX) ONCCA, a través de su Resolución 1378/2007 incorpora al mecanismo de compensaciones establecido por la Resolución No 9 de fecha 11 de enero de 2007 y su complementaria, la Resolución No 40 de fecha 25 de enero de 2007, ambas del Ministerio de Economía y Producción, a los establecimientos que se dediquen al engorde del ganado bovino a corral (feedlots), destinados exclusivamente a la alimentación a base de granos de maíz y otros componentes del ganado bovino para su posterior faena y comercialización en el mercado interno, ya sea de propia producción, compra o que brinde servicio a terceros.

Esta resolución, publicada el 26 de febrero de 2008 en el boletín oficial, dispone la incorporación de los engordes a corral (que aportan el 40% de la carne que se consume en el país) en el esquema de subsidios implementados a partir de la suba de 4% en las retenciones al complejo sojero. La medida alcanza sólo para los feedlots que destinen su producción al consumo interno.

La Resolución 4668/2007 modifica a la Resolución 1378/2007 ampliando el límite del artículo 8 modifica la forma de determinar el volumen a compensar así como establece una compensación adicional para vaquillonas, novillos y novillitos.

La Resolución 1164/2009 también incluye modificaciones a la Resolución 1378/2007 particularmente al incluir a los terceros contratantes del servicio de hotelería, respecto de la hacienda de su propiedad cuyo destino original de exportación, finalmente fue destinada al mercado interno. También modifica los requisitos y documentación a presentar para acceder a los beneficios, así como el máximo teórico a subsidiar por establecimiento.

La Resolución 562/2010 dispone el reempadronamiento obligatorio de los operadores inscriptos en la categoría establecimiento de engorde de ganado bovino a corral en el Registro Único de Operadores de la Cadena Comercial Agropecuaria Alimentaria.

El mencionado registro fue establecido por la Resolución N° 7953 de fecha 1 de diciembre de 2008, modificada por las Resoluciones Nros. 7127 de fecha 21 de agosto de 2009 y 7538 de fecha 23 de septiembre de 2009, todas de la (ex) ONCCA.

Asimismo establece toda la documentación que deberán entregar obligatoriamente, en el Centro de Atención al Público o Receptorías o Agencias habilitadas de la (ex) ONCCA, para iniciar el trámite de REEMPADRONAMIENTO.

Resolución 979/2010. La misma suspende la vigencia del régimen compensatorio dispuesto por la Resolución No 1378 de fecha 23 de febrero de 2007 de la OFICINA NACIONAL DE CONTROL COMERCIAL AGROPECUARIO y sus modificatorias, a partir del 1 de abril de 2010.

Esta medida se basa en que las compensaciones se implementaron atendiendo al alza experimentada en el valor internacional del maíz, procurando disminuir la incidencia de este grano en los costos de producción, para lograr un aumento en la oferta y en el peso de los animales obtenidos, para consecuentemente incrementar el abastecimiento de carne bovina a precios accesibles a la población. Asimismo establecía que el mecanismo de compensación reseñado resultaba de aplicación temporaria, mientras perdurasen las condiciones excepcionales que le dieron lugar.

Dado que las condiciones de los mercados existentes al momento del dictado de la medida antes mencionada han variado, produciéndose una mejora sustancial en los precios de la hacienda vacuna, beneficiando la relación kilo de carne/kilo de maíz, mejorando su alta competitividad, se estableció la suspensión de la Resolución 1378.

Resolución 1743/2010. La misma expresa la documentación que deberán presentar los operadores de la categoría Establecimientos de Engorde de Ganado Bovino a Corral (Feed-Lots) que soliciten inscripción para el período

2010-2011 en el Registro Único de Operadores de la Cadena Comercial Agropecuaria Alimentaria.

La documentación exigida es la establecida por el Artículo 1o de la Resolución No 562 de fecha 15 de febrero de 2010 de (ex) ONCCA.

Ideas de proyecto: Tambos

El gobierno nacional ha generado diversos instrumentos tendientes a la preservación de una estrategia macroeconómica con la finalidad de mantener los equilibrios que den continuidad al crecimiento del nivel de actividad económica y empleo a la vez de estabilizar los precios del mercado interno, directamente influidos por el alza en los valores internacionales y su abastecimiento.

En este marco el MEyP emite la Resolución 9/2007, bajo la cual se establece el Marco legal general, que permite la creación de un mecanismo destinado a otorgar subsidios a través de los industriales y operadores que vendan en el mercado interno productos derivados del trigo, maíz, girasol y soja. Mediante la Resolución 40/2007(EX) ONCCA a incluir, dentro de los mecanismos de subsidios establecidos en la Resolución No 9/2007, a la cadena láctea y a determinar el subsidio consecuente, lo cual fue concretado mediante la Resolución 745/2007 de la citada Oficina Nacional.

A los fines de hacer efectivos los beneficios establecidos en el marco normativo generado a partir de las resoluciones 40/07, 745/07 y 61/07, la Resolución conjunta SAGPYA 39/2007 y (EX) ONCCA 9/2007 establece el alcance de la compensación y el aporte no reintegrable. Dicha compensación y aporte no reintegrable alcanza a la leche bovina fluida sin procesar con destino a la industrialización a través de alguno de los operadores lácteos con inscripción habilitante vigente en el Registro de Operadores Lácteos y proveniente de los productores tamberos que posean sus explotaciones radicadas dentro del territorio nacional, que se encuentren inscriptos en el Registro que a tal efecto cree la citada Oficina Nacional.

Mediante la Resolución conjunta SAGPYA 146/2007 y (EX) ONCCA 640/2007 productos lácteos en procura de obtener la matrícula de operador lácteo en los términos establecidos por la Resolución 1621/2006 de la citada oficina nacional mediante la cual se crea el Registro de Operadores Lácteos, para todas las personas físicas o jurídicas que pretendan llevar a cabo actividades relacionadas con la comercialización y/o industrialización de leche de todas las especies, sus productos, subproductos y/o derivados. Dicha resolución establece las categorías de los operadores como así también los requisitos a cumplimentar por los interesados a acceder a dicho registro. Los Tipos de Operadores establecidos en la Resolución N°1621/2006 son los siguientes:

- **Pool de leche cruda,**
- **Elaborador de productos lácteos,**
- **Comercializador marca propia,**
- **Productor abastecedor,**
- **Depósito de maduración y conservación con o sin cámara de frío,**
- **Fraccionador,**
- **Distribuidor mayorista,**
- **Exportador,**
- **Importador,**
- **Tambo fábrica,**
- **Planta de enfriamiento**
- **Tipificación de leche cruda**

La Resolución 152/2007, permite la inclusión, dentro del Registro de Operadores Lácteos, de la registración de los compromisos de compraventa al exterior y de todas las operaciones de exportación e importación de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la NCM.

La Resolución 435/2007 establece el mecanismo de cálculo de la compensación de precios a los industriales lácteos contemplados en la Resolución N° 40/2007. Mediante la Resolución N° 185/2008 del citado ministerio, se amplió el período de vigencia de la aludida Resolución 435/07 incorporando el lapso comprendido entre el 1 de noviembre de 2007 y el 31 de enero de 2008. A los fines de hacer efectiva la compensación establecida en el citado marco normativo para el período consignado, resulta conveniente dictar la Resolución 685/2008, donde se establece el mecanismo de compensaciones para el sector lácteo, sus beneficiarios y la manera de determinar dicha compensación.

La Resolución N° 2409/2008 de la (EX) ONCCA reglamenta a la Resolución N° 169/08 del Ministerio de Economía y Producción la cual estableció un mecanismo destinado a otorgar aportes no reintegrables a los productores tamberos. La reglamentación establece quienes pueden acceder a los aportes, el monto del mismo y el mecanismo para ser otorgado.

Ideas de proyecto: Avícola

La Resolución 498/2001 del SENASA dispone que todo establecimiento de producción avícola industrial que desee importar aves de UN (1) un día o huevos fértiles para incubación, deberá estar previamente inscripto en el Plan Nacional de Mejora Avícola y habilitado de acuerdo a las normas establecidas en la Resolución 614/1997 del SENASA. Los establecimientos inscriptos en el Plan Nacional de Mejora Avícola que deseen realizar importaciones de material genético o aves de un día o huevos fértiles, deberán cumplir con las exigencias emanadas de dicho Plan y de las que surjan de los términos de la presente resolución. Mediante la Resolución 598/2002 del SENASA se modificó el artículo 4° de la Resolución N° 498/2001 indicando que: Se autoriza únicamente la importación de aves de UN (1) día o huevos fértiles para incubación para la obtención de Razas puras, Linajes consanguíneos (bisabuelos), Linajes para cruzamientos (abuelos), Reproductores (padres) correspondientes a líneas livianas que se estén produciendo en el país y hayan demostrado su adaptación al medio, únicamente destinados para la producción de huevos de consumo. Esta modificación se fundamenta en el

hecho que las aves de UN (1) día y los huevos fértiles para incubación ocupan el primer lugar como productos de riesgo para la introducción de enfermedades aviares de acuerdo a la caracterización realizada por la Oficina Internacional de Epizootias en su Código Zoosanitario Internacional y ante la necesidad de ejercer un control más estricto considerando que en la producción de aves de UN (1) día y huevos fértiles de razas puras, de linajes consanguíneos (bisabuelos) y de linajes para cruzamientos (abuelos), los controles sanitarios y los niveles de bioseguridad que se aplican son significativamente superiores a los que se aplican para la producción de aves de UN (1) día y huevos fértiles de reproductores (padres) correspondientes a líneas que se estén produciendo en el país y han demostrado su adaptación al medio.

Las normas para la habilitación de establecimientos avícolas de producción y para el manejo higiénico de los desperdicios que de ellos se derivan queda establecido mediante la Resolución 614/1997 dictada por el SENASA que establece las medidas de bioseguridad, higiene y manejo sanitario cuya implementación deberían cumplimentar las plantas de incubación, los establecimientos avícolas de reproducción, de producción de aves de engorde, de huevos para consumo humano y de otras aves tales como pavos, faisanes, codornices y otras especies explotadas con fines comerciales, que a tales efectos se detallan en el Anexo I de la citada Resolución. Este anexo especifica las Normas de Manejo y Seguridad Sanitaria para la Habilitación de Establecimientos Avícolas, dentro del cual se describen las condiciones que deberán cumplir los establecimientos en lo que respecta a las instalaciones, a la ubicación de las granjas, y al manejo de los cadáveres, residuos y desperdicios.

La Resolución 221/95 establece que todos los productos avícolas importados (aves de un día y huevos fértiles para la incubación) deberán provenir de establecimientos que se ajusten a las normas fijadas en su Anexo 1 (Normas de higiene y seguridad para establecimientos de crianza de aves y plantas de incubación para la exportación a la Republica Argentina) y en su Anexo 2 (Manual de procedimientos para la habilitación de los establecimientos avícolas de reproducción y de las plantas de incubación), ambos incluidos en

la presente resolución. Esta norma sanitaria surge a raíz de las permanentes fluctuaciones en la demanda del mercado consumidor lo que obliga en algunas ocasiones a suplementar la producción de carnes y huevos con pollitos de un día y huevos embrionados para producción, provenientes de otros países.

El RENAVI es creado mediante la Resolución 79/2002 de la SAGPyA, en el que deberán inscribirse todas las personas físicas o jurídicas que, para si y/o terceros, multipliquen y/o importen aves de un día o incuben y/o importen huevos fértiles. El objetivo de este registro es el de disponer de datos relativos a censos poblacionales y producción. Los datos obtenidos tendrán como finalidad la elaboración de estadísticas sectoriales y la generación de información que facilite la toma de decisiones por parte de las autoridades y de los agentes que intervienen en la cadena avícola.

Dada la evolución del sector en cuanto a volumen de producción, consumo, demanda de insumos (como por ejemplo consumo de maíz) y el ordenamiento de la faena, se torna necesaria la creación de un registro de frigoríficos y operadores avícolas, lo cual se realiza a través de la Resolución 746/2007 de la (EX) ONCCA que crea el Registro de Establecimientos Faenadores Avícolas. Esta resolución incluye los requisitos y condiciones mínimas que deberán cumplir las personas físicas y jurídicas que intervengan en la comercialización e industrialización avícola para obtener y mantener vigente su inscripción en el registro mencionado. Con la implementación de este registro se podrá considerar y cuantificar la faena total avícola, englobando a aquellos establecimientos faenadores de tránsito federal, fiscalizados por el mencionado Servicio Nacional, más los establecimientos con habilitación provincial y municipal, facilitar la planificación del crecimiento y la demanda de insumos del sector, contribuir a transparentar y ordenar el mercado de la carne aviar dado el marco de crecimiento registrado por la misma.

La Resolución 1389/2004 prohíbe en todo el territorio nacional el uso de proteínas de origen animal, excepto las que contienen proteínas lácteas, harinas de pescado, harinas de huevo y harinas de plumas, para la administración con fines alimenticios o suplementarios a animales rumiantes.

Asimismo se prohíbe en todo el territorio nacional la utilización de cama de pollo y/o residuos de la cría de aves, en la alimentación de animales.

La Resolución SENASA 882/2002 establece el Programa de Control de las Micoplasmosis y Salmonelosis de las Aves y Prevención y Vigilancia de Enfermedades Exóticas y de Alto Riesgo en planteles de reproducción.

La Resolución SENASA 1078/1999 establece la Modificación del Reglamento de Policía Sanitaria de los Animales, en relación con la definición de Influenza Aviar Altamente Patógena.

La Resolución 81/2000 modificada por la Resolución 42/2005, establece que toda persona física y/o jurídica dedicada a la producción y/o explotación comercial de aves de corral y/o sus subproductos, deberá solicitar su inscripción y habilitación en el Registro Avícola de la Dirección Provincial de Ganadería y Mercados - Área Granja. Esta resolución establece condiciones sobre la ubicación de las granjas de reproducción, de engorde y sobre el manejo de cadáveres y residuos. Al respecto determina:

- la prohibición de eliminar aves muertas fuera del predio del establecimiento, como asimismo su traslado cuyo destino sea alimentación de otros animales.**
- que cuando la mortandad de aves sea muy significativa, y la misma se deba a razones no infecciosas, se permitirá su traslado en camión cerrado, evitando derramamientos, a un destino autorizado por las autoridades municipales del Partido correspondiente.**
- que el guano proveniente de granjas de alta postura deberá transitar en camiones cerrados, evitando derramamientos. El profesional responsable del establecimiento deberá extender un certificado sanitario, cuyo modelo figura como Anexo B de la presente.**
- que la cama usada en los galpones, deberá ser eliminada dentro del predio del establecimiento, utilizando el mecanismo más conveniente. De existir algún inconveniente, podrá procederse como en el artículo**

precedente. La cama usada en los galpones que ha sufrido algún tipo de enfermedad aguda, se deberá humedecer y amontonar para provocar el calentamiento fermentativo y su descontaminación. Luego deberá ser desparramada y tratada con desinfectantes potentes y apropiados.

- que las granjas deberán acreditar la implementación de un sistema de control de insectos y roedores.

Por la Resolución N° 746/2007 modificada por las Resoluciones Nros.189 de fecha 7 de enero de 2008, 338 de fecha 22 de enero de 2009 y 4.723 de fecha 1 de junio de 2009, todas de la (EX) ONCCA se incorporó al mecanismo de compensaciones a los establecimientos faenadores y a los usuarios de faena avícola que adquieran granos de maíz y/o soja destinados exclusivamente a la alimentación de pollos eviscerados con menudos para su posterior comercialización en el mercado interno.

La Resolución 542/2010 del SENASA establece los requisitos de instalaciones, bioseguridad, higiene y manejo sanitario, para el registro y la habilitación sanitaria de establecimientos avícolas de producción comercial. Asimismo establece todo lo referido a las habilitaciones sanitarias.

Regulación específica para la cogeneración

Los principales documentos que regulan las instalaciones de cogeneración son:

- Ley 24065/92 sobre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Regulación del MEM: Ley Marco Regulatorio – Decreto Reglamentario y Resoluciones de la autoridad de aplicación (Los Procedimientos).
- Anexo 12 (Los Procedimientos): Autogeneradores y Cogeneradores
- Resolución S.E.269/2008: Autogenerador Distribuido

La ley N°24.065 en su artículo 4º menciona, entre los agentes del MEM, a los generadores, autogeneradores y cogeneradores como los productores de energía eléctrica.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) existen tres figuras diferenciadas a las que puede optar una instalación de cogeneración: el autogenerador, el cogenerador y el autogenerador distribuido. Mientras un autogenerador es un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo el propósito principal la producción de bienes y/o servicios; el cogenerador tiene como objeto la generación conjunta de energía eléctrica y vapor u otra forma de energía térmica para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. El autogenerador y el cogenerador son figuras que vienen definidas desde un primer momento en la Ley sobre el MEM (24065/1992). El autogenerador distribuido, es una figura que aparece más tarde (Resolución 269/2008) y a diferencia del autogenerador, éste puede involucrar varias plantas de un mismo agente. Tal y como recoge la Resolución, el autogenerador distribuido es un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión.

Según el ANEXO 12 de los Procedimientos de CAMMESA, estos agentes deben cumplir los siguientes requerimientos para ser aceptados en el MEM: deben estar vinculados con un punto de intercambio con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), deben contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50 %, en el caso de autogeneradores la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual y deben de contar con medidores y registradores conformes a los requerimientos establecidos en los Procedimientos. En el caso de los autogeneradores, los medidores deben ser bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el agente que se conecte y además debe de tener un registro de potencia en cada una de las direcciones de flujo.

Estos tres agentes recibirán el mismo tratamiento que el resto de generadores a la hora de vender su energía en el MEM. Además no existe ningún tipo de diferenciación en cuanto a la tecnología utilizada por cada instalación (la cogeneración de alta eficiencia no está recompensada en este sistema).

También cabe mencionar que uno de los aspectos que diferencian un autogenerador y un cogenerador es la vinculación comercial que mantienen con el MEM. Un autogenerador puede vender, comprar o no realizar ningún tipo de operación con el MEM, en cambio un cogenerador realiza las mismas operaciones con el MEM excepto la de compra, ya que el objetivo de los cogeneradores es fundamentalmente la entrega de energía térmica a terceros y la energía eléctrica al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La Resolución N°269/08 de la Secretaría de Energía establece la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión. Además faculta al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la resolución.

En función de las definiciones introducidas en esta resolución, esta última define además cuáles son las condiciones que se mantienen y cuáles quedan sin vigencia del ANEXO 12 de “Los Procedimientos” de CAMMESA.

Tarea 7: Parámetros económicos-financieros.

En el marco del MDL el análisis de inversión cobra un gran protagonismo ya que uno de los caminos para demostrar la adicionalidad es el económico-financiero. Este análisis puede ser hecho de tres formas que se comentan a continuación.

Si el proyecto no genera ningún beneficio económico o financiero además de los “créditos de carbono” del MDL, puede utilizar la opción I. Caso contrario, deberá escoger entre las opciones II y III.

Opción I: Análisis de costo simple, en caso que la actividad de proyecto no tenga otra rentabilidad más que los créditos de carbono.

Opción II: Análisis por comparación de inversiones, cuando el proyecto tiene un beneficio además de los “créditos de carbono”, como, por ejemplo, la venta de electricidad. En ese caso, es necesario comparar el proyecto propuesto con la alternativa de la línea de base, usando criterios de análisis de inversiones, tales como: Tasa Interna de Retorno –TIR–, que representa la rentabilidad generada por determinada inversión, o Valor Presente Neto –VPN– que representa la diferencia entre la inversión realizada (gasto corriente de caja) y el valor presente de los flujos de caja futuros (retorno futuro). En el caso del sector de energía, es analizada la relación costo/beneficio o costo de servicio (por ejemplo, \$/kWh), de la forma más aplicable al proyecto y al contexto decisorio.

Opción III: Análisis de patrón de referencia (benchmarking), donde se identifica el indicador financiero relevante, como la TIR en la opción anterior, más adecuada para el tipo de proyecto y el contexto de decisión.

Los parámetros utilizados en las opciones II y III deberán ser patrones ampliamente utilizados por el mercado, considerando las características específicas de los proyectos, pero no vinculadas a la expectativa de rentabilidad subjetiva o patrón de riesgo de un promotor de proyecto particular. Sin embargo, si la actividad de proyecto puede ser implementada

sólo por el participante de proyecto, la situación económico/financiera específica de la compañía que propone el proyecto puede ser considerada. Este sería el caso de una actividad de proyecto que mejora un proceso existente o que usa un recurso desechado como residuo, disponible en el local del proyecto pero no comercializado.

De la comparación de las alternativas debe resultar que el proyecto MDL propuesto no es el más atractivo sin los “créditos de carbono”, o, simplemente, que no es económicamente o financieramente más atractivo que la alternativa de la línea de base. En caso que hubieran sido usadas las opciones II o III, debe ser hecho un análisis de sensibilidad de los parámetros utilizados para garantizar que el análisis financiero continúa válido.

Para la implementación de proyectos MDL se incurre en dos tipos principales de costos: 1) los costos vinculados a la instalación y mantenimiento y operación de la nueva tecnología y 2) los costos vinculados al ciclo de proyecto para la generación y comercialización de los créditos de carbono, también conocidos como costos de transacción.

Se presentan a continuación los montos involucrados en las inversiones de diferentes proyectos y los resultados de análisis económicos/financieros simplificados:

Proyecto de generación de 20 MW eólicos:

Inversión requerida: 40 millones de dólares

Energía eléctrica que se espera producir: 61320 MWh, se desconoce el precio al que podrían vender su energía y esto es clave en la evaluación de los posibles ingresos. Ha habido proyectos eólicos adjudicados en el marco del GENREN que han alcanzado valores cercanos a los 130 USD/MWh. También es necesario terminar con la campaña de medición de viento para tener menos incertidumbres respecto de la energía que será factible producir.

En el caso de desplazar anualmente 61320 MWh de la red se espera obtener 41697 CERs al año. El precio depende del mercado y de la etapa en la que está el proyecto al momento de venderlos. Es claro que cuanto más avanzado está

el proyecto en su ciclo MDL y en su implementación mayor sería el precio a obtener. A los efectos del presente trabajo se asumió un valor conservador de 10 USD/CER. Por lo tanto los ingresos provenientes de la venta de los bonos de carbono ascenderían a 416970 USD anuales, lo que podrían obtenerse por 21 años.

Proyecto de Cogeneración de 6.5 MW a partir de gas en Unilever:

Inversión requerida: 7,2 millones de dólares

Energía eléctrica que se espera producir: 47304 MWh año.

FLUJO DE FONDOS										
Año	Ingresos			Egresos	Resultado Operativo	Inversiones	Flujo de Fondos	Flujo de Fondos (VP)	Flujo Acumulado (VP)	Periodo de recuper
	Venta de EE & Potencia	Ahorro en Consumo de EE	Otros Ingresos	Costos de Generación						
	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	\$/año	Años
2008						29.474.800	-29.474.800	-27.291.481	-27.291.481	1
2009	0	12.847.800	918.616	7.328.743	6.437.672		6.437.672	5.519.266	-21.772.215	1
2010	0	14.267.125	913.816	8.449.655	6.731.286		6.731.286	5.343.512	-16.428.703	1
2011	0	15.955.124	917.605	9.266.365	7.606.364		7.606.364	5.590.905	-10.837.798	1
2012	0	14.726.828	913.816	8.081.679	7.558.965		7.558.965	5.144.505	-5.693.293	1
2013	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	4.666.280	-1.027.014	1
2014	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	4.320.629	3.293.616	0
2015	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	4.000.583	7.294.199	0
2016	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	3.704.243	10.998.442	0
2017	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	3.429.855	14.428.297	0
2018	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	3.175.792	17.604.089	0
2019	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	2.940.548	20.544.636	0
2020	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	2.722.729	23.267.366	0
2021	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	2.521.046	25.789.412	0
2022	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	2.334.302	28.122.713	0
2023	0	14.858.362	493.800	7.947.363	7.404.800		7.404.800	2.161.390	30.284.104	0

OTROS INGRESOS			
Ahorro por Lucro Cesante	Bonos verdes	Adicionales por IVA y deprec. acelerada	TOTAL
\$/año	\$/año	\$/año	\$/año
179.078	319.522	420.016	918.616
174.278	319.522	420.016	913.816
178.067	319.522	420.016	917.605
174.278	319.522	420.016	913.816
174.278	319.522	0	493.800

Sin bonos de carbono:

TIR	%	22,0%
VAN	\$	27.751.746
Periodo de recupero	años	6
Tasa de descuento	%	8%

Con bonos de carbono:

TIR	%	23,2%
VAN	\$	30.284.104
Período de recupero	años	6
Tasa de descuento	%	8%

Proyecto de 20 MW de Cogeneración a partir de residuos de biomasa en Bunge.

Para este proyecto hace falta una inversión de 44 millones de dólares. Bunge espera poder vender sus bonos de carbono a 15 USD/CER por esto en la evaluación económica se ha considerado este ingreso.

Cogenerador a partir de Biomasa

<u>Características del Equipo</u>			
Potencia Bruta	20,00 [MW]	Indisp.Forzada	2,0%
Potencia Neta	18,60 [MW]	Mantenim.Program.	4,1% =>
Vapor	10,00 [ton h]	Regulación Primar de Frecuencia	3,0%
Consumo biomasa	1,9 [ton/MWh]	Vida Útil	30 [años]
		Gción Anual	148.109 MWh

8760 hs año

15 Días año

<u>Costo Operativo</u>	
Gastos Org Regulador (ENRE)	1,00 [US\$/MWh]
Gastos Org Despacho (CAMMESA)	0,50 [US\$/MWh]
Gastos Seguros y Servicios	0,80 [US\$/MWh]
Gastos Regulac/Desp/Seg	2,30 [US\$/MWh]
Costo Transporte	20,00 [US\$/MWh]
Costo O&M var	0,00 [US\$/MWh]
Costo O&M fijo	0,00 [US\$/kW-año]
Costo Administración fijo	5,00 [US\$/kW-año]
Costos fijos O&M&Adm	100.000 [US\$/año]
Biomasa	3,00 [US\$/ton]

<u>Financiamiento</u>	
Capital Propio	60,00%
	26,40 [MMUS\$] Año 0
Préstamo	40,00%
	17,60 [MMUS\$] Año 0
Condiciones del Préstamo	
Tasa Ef. Anual	8,00%
Plazo	7 [años]
Sistema	Amortiz.Constante

<u>Precio de Venta</u>	
E Plus	70,00 [US\$/MWh]
Vapor [tonh vapor SC]	35,00% de la EE

<u>Inversión</u>	
Costo Inversión	44,00 [MM US\$]
	0% 0,00 [MMUS\$] Año -3
	0% 0,00 [MMUS\$] Año -2
	0% 0,00 [MMUS\$] Año -1
	100% 44,00 [MMUS\$] Año 0
Otros Costos	0,00 [MMUS\$] Año 0
Total Inversión	44,00 [MMUS\$] Año 0

<u>Impuestos</u>	
IVA General	21,00%
IVA Energía	21,00%
Impuesto a Créditos/débitos	1,20%
Créditos Adicionales IVA	0,000 [M\$/año]
Impuesto a las Ganancias	35,00%
Ganancias s/int.préstamo	0,00%
Plazo Amort. p/Imp.Gan.	25 Años

<u>Resultado</u>	
TIR	3,11% 15 años
con MDL	4,4%

15 [US\$/tonCO2]

Como puede verse con un precio de energía Plus de 70 USD/MWh el proyecto arroja una TIR muy baja para que resulte atractivo el proyecto.

Recuperación de gases calientes de horno en industria del cemento:

Se requiere una inversión de 16 millones de dólares.

Situación Actual	Olav	
Gasto Actual EE	4.999.652 US\$	
Pot Máx promedio	16 MW	
Consumo Anual	83.756 MWh año	
Costo Medio Unitario	60 US\$/MWh	
Instalación de Cogeneración		
Inversión	16.000.000 US\$	
Potencia Instalada	3,16 MW	
Inversión Unitaria	5.059 US\$/kWinst	
Generación Esperada	17.013 MWh año	
Compra al sistema	66.743 MWh año	
reducción relativa	20,3%	
Gasto Esperado	3.909.243 US\$ año	
Egreso Adic (O&M)	85.065 US\$ año	Considera 5 US\$/MWh decosto adicional
Ingreso MDL	153.669 US\$ año	Asume 12 €/CER
Ahorro Neto Por No consumo de EE	1.159.013 US\$ año	
	23%	
TIR (100% Eqty)	3%	Valor de cierre 50% del VPN del flujo remanente
VAN 12%;12 años	-5.543.106 US\$	
EBITDA	1.329.143 US\$	
Repago simple	13 años	
repago Ajustado al 12%	>15 años	
MDL		
Factor de Emisiones	0,56 [ton CO2/MWh]	
Generación	17.013 [MWh año]	
Reducciones Esperadas	9.527 [ton CO2]	

Proyecto de cogeneración en Smurfit Kappa Argentina

La inversión es de 5,96 millones de dólares.

El Valor Presente Neto considerando una tasa del 10% anual es de 18.95 millones de dólares sin el MDL y con el MDL la VAN es de 20.40 millones.

En el caso de los proyectos de eficiencia en la Planta de Mercedes Benz y en el de tratamiento de efluentes de Valot con captura de biogás no se dispone de los montos de inversión. Algo semejante ocurre con proyectos de eficiencia en edificios públicos.

Sector agropecuario

1) Costos vinculados a la inversión en tecnología:

Los costos de recuperación de metano varían según la tecnología de captación de metano, las opciones de utilización y la cantidad de animales de cada establecimiento.

Al no ser tecnologías desarrolladas en el país, y particularmente, en la provincia de Buenos Aires, sólo existen valores de inversión de referencia. En el análisis económico financiero se utilizarán valores promedio extraídos del estudio “Evaluación, diagnóstico y propuestas de acción para la mejora de las problemáticas ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero vinculados a la producción porcina, avícola y bovina (feedlots y tambos)” realizado por la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires para la Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.

2) Costos de transacción

Los costos de transacción son los costos asociados al registro del proyecto como MDL, los costos internos de recolección de datos, los de contratación de consultores especializados en MDL, los administrativos y los de auditoría internacional (validación), entre otros.

Estos costos varían de acuerdo a la escala del proyecto (escala normal, pequeña escala o programa de actividades). A continuación se presenta un cuadro con costos estimados para las distintas etapas y para un programa de actividades (PoA) que es el enfoque aquí propuesto para los desechos de los sectores porcino, bovino y avícola en la provincia de Buenos Aires. Si bien los aspectos relevantes de un PoA se abordarán en la Tarea 9, aquí comentaremos las definiciones básicas para entender las siglas aplicadas en el cuadro siguiente.

El Programa de Actividades, conocido también como MDL Programático, es una acción voluntaria, coordinada por una entidad pública o privada, que implementa políticas/medidas u objetivos establecidos. Él incorpora, dentro de un solo programa, un número ilimitado de actividades programáticas con las mismas características – esas actividades son denominadas CPAs. O sea, el PoA constituye un programa (un paraguas de actividades de proyectos) que engloba diversas CPAs semejantes.

Para un PoA, el paso inicial del ciclo del proyecto también es la elaboración de un documento análogo al Documento de Diseño de Proyecto (DDP) de las actividades individuales. El documento propio para Programas de Actividades es el CDM-PoA-DD. Cada CPA tendrá que elaborar un DDP propio (CDM-CPA-DD), de acuerdo con lo dispuesto en el respectivo CDM-PoA-DD registrado, que incluye un modelo de CPA-DD a ser replicado.

Actividad	Costos estimados	Comentarios
Fase de preparación		
Desarrollo de la Idea de PoA y del PIN.	Entre 8.000 y 15.000€ Tiempo estimado 15 días.	Sin estudio de factibilidad, visitas de campo, encuestas de línea de base etc.
Desarrollo del PoA DD y del CPA-DD con Plan de Monitoreo	Entre 30.000 y 80.000€	Aplicando una metodología de pequeña escala, usual en los PoAs.
Validación del CDM-PoA-DD /CDM-CPA-DD a través de una Entidad Operacional Designada (EOD).	Entre 30.000 y 50.000€	El costo de la inclusión de otros CPAs por la EOD no está contemplado y dependerán de la cantidad y complejidad de los requisitos para incorporarse.
Implementación	Hasta 100.000€	Incluye el sistema de captura de datos para cada CPA, las adaptaciones a procedimientos internos, documentación, etc.
Tasa de Registro de UNFCCC	El costo de registro de un PoA está determinado por el primer CPA	El cálculo del monto a pagar y el procedimiento se siguen los reportes de la Junta Ejecutiva (JE) (anexo 35 del Reporte 23 de la JE).
Fase operativa		
Reportes de monitoreo. Instalación del equipamiento y desarrollo de la base de datos	Entre 30.000 y 100.000€	Dependiente del tipo de proyecto y de la metodología aplicada
Verificación	Entre 15.000 y 40.000€	Dependerá del número de CPAs cuyo monitoreo deberá ser monitoreado
Cargos de expedición de los CERs	0,10 USD para las primeras 15.000 tCO ₂ e; USD 0,20 para el excedente de 15.000 tCO ₂ e en un determinado año calendario.	

Fuente: Extraído de PoA Blueprint Book 2010 – KfW

Análisis Económico Financiero:

Notas generales sobre el análisis económico de las Ideas de proyectos del Sector Agropecuario:

- **Se utilizó el criterio de análisis de periodo de repago simple, con y sin ingresos de Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs).**
- **No se tuvieron en cuenta los costos de transacción correspondientes al ingreso de los proyectos a los mercados de carbono.**
- **Debido a que no se cuenta con información suficiente, no se tuvo en cuenta el costo de la inversión de los sistemas de generación eléctrica.**
- **Los montos de inversión utilizados son por animal en pie, no teniendo en cuenta el tamaño de los proyectos, en relación a la mejora de los costos unitarios de inversión.**
- **Para la valorización del costo de oportunidad de la compra de energía eléctrica se utilizó la Tarifa T2 para usuarios comerciales vigente a Febrero 2011¹⁶.(130 \$/MWh)**
- **Para la valorización del costo de oportunidad de la compra de Gas Licuado de Petróleo se utilizó el valor promedio indicado en el “Informe Mensual de Precios de la Energía” – Febrero 2011 – Versión Online elaborado por Montamat & Asociados¹⁷(416,7 USD/Tn GLP)**
- **Para la valorización de los Certificados de Reducción de Emisiones se tomó un valor de 10 USD/CER.**
- **El análisis económico se realizó en USD con un tipo de cambio de 4 \$/USD.**

¹⁶ http://www.edenor.com.ar/cms/SP/CLI/GRA/RGL_CUA_cuatart2.html

¹⁷ <http://www.montamat.com.ar/informe.pdf>

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.

En el caso de sistemas de biodigestión para cerdos se estima una inversión de 70 USD/Cabeza¹⁸, en el siguiente cuadro se puede observar la inversión necesaria, en función de la estratificación de la Provincia de Buenos Aires¹⁹:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Inversión (sin generación Electricidad) (USD)	Inversión Promedio por Establecimiento (USD/EAP)
entre 51-100	356	117.252	8.207.640	23.055
entre 101-500	195	208.705	14.609.350	74.920
más de 500	27	166.755	11.672.850	432.328
Total	10.874	793.786	34.489.840	59.671

Debido a que no se pudo estimar la inversión necesaria para la generación de energía eléctrica, la inversión para todos los tipos de proyecto considerada en el presente estudio es la misma. A continuación se resumen los escenarios de proyecto, con y sin ingresos por venta de CERs:

a) **Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:**

En este caso el único ingreso factible es debido a la venta de los certificados de reducción de emisiones. De acuerdo a los supuestos generales, origina un periodo de repago simple de 15 años, y se observan los siguientes resultados por estrato:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Ingresos por CERs (sin contar costos de transacción) (USD/año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	549.404	1.543
entre 101-500	195	208.705	977.922	5.015
más de 500	27	166.755	781.358	28.939
Total	10.874	793.786	2.308.684	3.994

¹⁸ Tabla 19 – Pagina 164 – “Evaluación, diagnóstico y propuestas de acción para la mejora de las problemáticas ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero vinculados a la producción porcina, avícola y bovina (feedlots y tambos)” (Dólar de referencia fecha del estudio: 3,3 ARS/USD)

¹⁹ Las categorías “Hasta 10” y “Entre 11 y 50” no serán consideradas para las estimaciones de las reducciones de GEIs.

a) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

En este caso, como ingresos operativos del proyecto, se tiene el costo de oportunidad de la compra de la energía eléctrica generada y desplazada de la red. En el siguiente cuadro se pueden apreciar los ingresos con y sin venta de CERs por estrato:

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra Energía Eléctrica (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad Electricidad por Establecimiento (USD/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	238.075	669
entre 101-500	195	208.705	423.766	2.173
más de 500	27	166.755	338.589	12.540
Total	10.874	793.786	1.000.430	1.731

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 34 años.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (Energía Eléctrica + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	823.909	2.314
entre 101-500	195	208.705	1.466.534	7.521
más de 500	27	166.755	1.171.758	43.398
Total	10.874	793.786	3.462.202	5.990

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 10 años.

b) **Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):**

En este caso los ingresos corresponden al costo de oportunidad del GLP. Nuevamente se analizan los ingresos con y sin la venta de los CERs:

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra GLP (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad GLP por Establecimiento (USD/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	813.071	2.284
entre 101-500	195	208.705	1.447.242	7.422
más de 500	27	166.755	1.156.344	42.828
Total	10.874	793.786	3.416.657	5.911

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 10 años.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (GLP + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	1.420.685	3.991
entre 101-500	195	208.705	2.528.777	12.968
más de 500	27	166.755	2.020.489	74.833
Total	10.874	793.786	5.969.951	10.329

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 6 años.

En resumen, en todos los casos, los indicadores económicos tienen valores por debajo de los límites aceptables para una inversión de este tipo, aún contemplando los ingresos por CERs, y subvaluando las inversiones desde el punto de vista de la generación eléctrica, y los costos transaccionales de la venta de los CERs.

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)

En el caso de sistemas de tratamiento para Feed Lots, la inversión estimada es de 400 USD/Cabeza²⁰, lo cual, expresado por estratos, se observa en el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Inversión (sin generación Electricidad) (USD)	Inversión Promedio por Establecimiento (USD/EAP)
Hasta 500	635	98.571	39.428.400	62.092
entre 501-1.000	127	90.481	36.192.400	284.980
entre 1.001-2.500	127	194.521	77.808.400	612.665
entre 2.501-5.000	38	123.958	49.583.200	1.304.821
entre 5.001-10.000	14	93.179	37.271.600	2.662.257
más de 10.000	6	85.986	34.394.400	5.732.400
Total	947	686.696	274.678.400	290.051

En este caso al igual que en Porcinos no se pudo estimar la inversión necesaria para la generación de Energía Eléctrica. A continuación se resumen los escenarios de proyecto, con y sin ingresos por venta de CERs:

a) Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:

El único ingreso factible es debido a la venta de los certificados de reducción de emisiones, lo cual de acuerdo a los supuestos generales, origina un periodo de repago simple de 80 años, valor que representa que al precio actual de certificados de reducción de emisiones, y sin apoyo financiero este tipo de proyectos es muy difícil de llevar adelante. Igualmente se detallan los ingresos en el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos por CERs (sin contar costos de transacción) (USD/año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	494.266	778
entre 501-1.000	127	90.481	453.700	3.572

²⁰ Tabla 20 – Pagina 164 – “Evaluación, diagnóstico y propuestas de acción para la mejora de las problemáticas ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero vinculados a la producción porcina, avícola y bovina (feedlots y tambos)” (Dólar de referencia fecha del estudio: 3,3 ARS/USD)

entre 1.001-2.500	127	194.521	975.390	7.680
entre 2.501-5.000	38	123.958	621.565	16.357
entre 5.001-10.000	14	93.179	467.229	33.374
más de 10.000	6	85.986	431.161	71.860
Total	947	686.696	3.443.312	3.636

b) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

A continuación se observan los ingresos esperados con y sin venta, para este tipo de proyectos:

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra Energía Eléctrica (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad Electricidad por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	214.182	337
entre 501-1.000	127	90.481	196.604	1.548
entre 1.001-2.500	127	194.521	422.669	3.328
entre 2.501-5.000	38	123.958	269.345	7.088
entre 5.001-10.000	14	93.179	202.466	14.462
más de 10.000	6	85.986	186.836	31.139
Total	947	686.696	1.492.102	1.576

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 184 años, lo cual es inviable financieramente.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (Energía Eléctrica + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	741.223	1.167
entre 501-1.000	127	90.481	680.389	5.357
entre 1.001-2.500	127	194.521	1.462.737	11.518
entre 2.501-5.000	38	123.958	932.125	24.530
entre 5.001-10.000	14	93.179	700.677	50.048
más de 10.000	6	85.986	646.588	107.765
Total	947	686.696	5.163.738	5.453

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 54 años. Como se puede observar, si bien se mejora el indicador sigue siendo un proyecto no factible.

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):

En este caso los ingresos corresponden al costo de oportunidad del GLP.

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra GLP (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad GLP por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	731.472	1.152
entre 501-1.000	127	90.481	671.438	5.287
entre 1.001-2.500	127	194.521	1.443.495	11.366
entre 2.501-5.000	38	123.958	919.863	24.207
entre 5.001-10.000	14	93.179	691.460	49.390
más de 10.000	6	85.986	638.082	106.347
Total	947	686.696	5.095.810	5.381

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 54 años, lo cual tampoco representa un proyecto factible.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (GLP + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	1.278.107	2.013
entre 501-1.000	127	90.481	1.173.209	9.238
entre 1.001-2.500	127	194.521	2.522.229	19.860
entre 2.501-5.000	38	123.958	1.607.284	42.297
entre 5.001-10.000	14	93.179	1.208.192	86.299
más de 10.000	6	85.986	1.114.925	185.821
Total	947	686.696	8.903.947	9.402

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 31 años.

En resumen, los indicadores para los proyectos con Feed Lots, están muy por fuera de cualquier tipo de proyecto, con lo cual el apalancamiento financiero para la reconversión, no es viable mediante los mecanismos de mercado existentes.

Ideas de proyecto: Tambos

Al igual que en el caso de sistemas de tratamiento para Feed Lots, la inversión estimada es de 400 USD/Cabeza²¹, ya que si bien, el estiércol recolectado es menor, las actividades de limpieza suman al vertido de efluentes. Si analizamos la inversión por estrato, se obtiene que:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Inversión (sin generación Electricidad) (USD)	Inversión Promedio por Establecimiento (USD/EAP)
Hasta 100	662	33.906	13.562.400	20.487
entre 101-500	1.508	370.117	148.046.800	98.174
entre 501-1.000	309	207.763	83.105.200	268.949
más de 1.000	157	272.490	108.996.000	694.242
Total	2.636	884.276	353.710.400	134.185

Siguen las mismas consideraciones que para los otros tipos de proyecto es decir que no se pudo estimar la inversión necesaria para la generación de Energía Eléctrica. A continuación se resumen los escenarios de proyecto, con y sin ingresos por venta de CERs:

a) Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:

El único ingreso factible es debido a la venta de los certificados de reducción de emisiones, lo cual de acuerdo a los supuestos generales, origina un periodo de repago simple de 111 años, valor que representa que, al precio actual de certificados de reducción de emisiones y, sin apoyo financiero este tipo de proyectos es muy difícil de llevar adelante. Se detallan los ingresos en el siguiente cuadro:

²¹ Tabla 20 – Pagina 164 – “Evaluación, diagnóstico y propuestas de acción para la mejora de las problemáticas ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero vinculados a la producción porcina, avícola y bovina (feedlots y tambos)” (Dólar de referencia fecha del estudio: 3,3 ARS/USD)

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos por CERs (sin contar costos de transacción) (USD/año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	122.183	185
entre 101-500	1.508	370.117	1.333.743	884
entre 501-1.000	309	207.763	748.689	2.423
más de 1.000	157	272.490	981.937	6.254
Total	2.636	884.276	3.186.551	1.209

b) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

A continuación se observan los ingresos esperados con y sin venta, para este tipo de proyectos:

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra Energía Eléctrica (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad Electricidad por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	52.946	80
entre 101-500	1.508	370.117	577.955	383
entre 501-1.000	309	207.763	324.432	1.050
más de 1.000	157	272.490	425.506	2.710
Total	2.636	884.276	1.380.839	524

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 256 años, lo cual es inviable financieramente.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (Energía Eléctrica + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	183.230	277
entre 101-500	1.508	370.117	2.000.138	1.326
entre 501-1.000	309	207.763	1.122.766	3.634
más de 1.000	157	272.490	1.472.555	9.379

Total	2.636	884.276	4.778.689	1.813
--------------	--------------	----------------	------------------	--------------

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 74 años. Nuevamente se observa que no es posible apalancar este tipo de proyectos con mecanismos de mercado convencionales.

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):

En este caso los ingresos corresponden al costo de oportunidad del GLP.

Ingresos sin venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Costo de Oportunidad Compra GLP (USD/año)	Promedio Costo Oportunidad GLP por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	180.820	273
entre 101-500	1.508	370.117	1.973.826	1.309
entre 501-1.000	309	207.763	1.107.996	3.586
más de 1.000	157	272.490	1.453.184	9.256
Total	2.636	884.276	4.715.826	1.789

Tomando una inversión similar a la del caso a) se obtiene un periodo de repago simple de 75 años.

Ingresos con venta de CERs:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos (GLP + CERs) (USD/Año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	315.948	477
entre 101-500	1.508	370.117	3.448.882	2.287
entre 501-1.000	309	207.763	1.936.010	6.265
más de 1.000	157	272.490	2.539.159	16.173
Total	2.636	884.276	8.239.998	3.126

Obteniéndose en este caso un periodo de repago simple de 43 años.

d) Sistema Aeróbico:

Al igual que en el tipo de proyecto de captura de metano sin aprovechamiento energético, sólo se obtendrían ingresos por la venta de los certificados, pero en cuanto a la inversión, es menor que en el caso de los sistemas anaeróbicos, siendo de 200 USD/Cabeza²², a continuación se detallan las inversiones, y los ingresos estimados:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Inversión (USD)	Inversión Promedio por Establecimiento (USD/EAP)
Hasta 100	662	33.906	6.781.200	10.244
entre 101-500	1.508	370.117	74.023.400	49.087
entre 501-1.000	309	207.763	41.552.600	134.474
más de 1.000	157	272.490	54.498.000	347.121
Total	2.636	884.276	176.855.200	67.092

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Ingresos por CERs (sin contar costos de transacción) (USD/año)	Ingreso promedio por Establecimiento (USD/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	105.536	159
entre 101-500	1.508	370.117	1.152.027	764
entre 501-1.000	309	207.763	646.684	2.093
más de 1.000	157	272.490	848.153	5.402
Total	2.636	884.276	2.752.400	1.044

En este caso el repago da un valor de 64 años.

En resumen para el caso de tambos se observa que tampoco los mercados de carbono dan un apalancamiento financiero importante.

Ideas de proyecto: Avícola

En el caso de las ideas de proyecto del sector avícola, no se cuenta con datos suficientes para realizar un análisis económico financiero similar a los otros tipos de proyecto.

²² Comunicación Personal con proveedor de la tecnología – News Argentina.

Es necesaria la generación de datos sobre las actividades avícolas, generación de residuos anuales, tipos de sustratos utilizados, y ubicación de las plantas. Por otra parte es necesario también trabajar sobre las posibilidades tecnológicas posibles a fin de adaptarlas correctamente a la realidad local.

Tarea 8: Cuantificación estimada de las reducciones de emisiones que se lograrán a lo largo de la vida del proyecto.

Proyecto de 20 MW de generación eólica en Miramar:

Se esperan que anualmente se reduzcan 41697 ton CO₂. Esto totalizaría al cabo de 21 años de período de crédito 875.637.000 tonCO₂.

Proyecto de 6,5 MW de cogeneración a partir de gas natural en Unilever:

Reducciones esperadas

Emisiones	Energéticos		ton CO2
Sin proyecto	EE de la red	22.800 MWh año	12.768
	GN	10.170.360 m ³ año	19.842
	FO	968,6 ton año	3.097
			35.707
Con proyecto	EE de la red	-24.504 MWh año	-13.722
	GN	19.513 dam ³ año	38.070
	GO	1.751,2 ton año	5.562
			29.909

Ahorro de EmisionesTG 5.798

A lo largo de 21 años se podrían obtener 121.758 CERs.

Proyecto de captura de biogás en Valot y quema en antorcha

	Valot
$Q_{ww,v}$	7.240.000,0
$COD_{removed,v}$	0,000969613
$MCF_{ww,treatment,BL,i}$	0,8
i	1
$B_{o,ww}$	0,2097
UF_{BL}	0,94
GWP_{CH_4}	21
Reducciones (tonCO_{2e}/año)	23243

A lo largo de 21 años se podrían obtener 488.103 CERs.

Proyecto de Eficiencia energética en Planta de Mercedes Benz:

Se espera lograr un ahorro de energía del orden de 5300 MWh/año por lo tanto las reducciones de emisiones serían de 2968 tonCO₂/año que a lo largo de 21 años totalizarían 62.328 tonCO₂.

Proyecto de aprovechamiento de gases residuales de los hornos en la industria del cemento:

MDL	
Factor de Emisiones	0,56 [ton CO ₂ /MWh]
Generación	17.013 [MWh año]
Reducciones Esperadas	9.527 [ton CO ₂]

A lo largo de 21 años totalizarían 199.941 tonCO₂

Proyecto de cogeneración de 20 MWe a partir de residuos de biomasa:

Emisiones	Energéticos			ton CO ₂	
	Sin proyecto	EE de la red	36.000 MWh año	0,56 ton CO ₂ /MWh	20.160
	GN	6.823.585 m ³ año	1,951 Ton CO ₂ /dam ³	13.313	35.550
	FO	649,9 ton año	3,197 Ton CO ₂ /ton FO	2.078	
		consumida	36.000 MWh año		
		generada	148108.824 MWh año		
Con proyecto	EE de la red	-112.109 MWh año	0,56 ton CO ₂ /MWh	-62.781	
	GN	dam ³ año	1,951 Ton CO ₂ /dam ³	-	(62.781)
	GO	ton año	3,176 Ton CO ₂ /ton GO	-	
Ahorro de EmisionesTG				98.331	

A lo largo de 21 años totalizarían 2.064.951 tonCO₂.

Proyecto de 6 MW de cogeneración a partir de gas natural en Smurfit Kappa

Emisiones		Energéticos	ton CO2
Sin proyecto	EE	de la red	16.780
	GN		33.167
	FO		3.425
			53.372
Con proyecto (TG)	EE	de la red	
	GN	TG	
		F Adicional	34.880
	GO	TG	
	F Adicional	3.653	
			38.533
Ahorro de EmisionesTG			14.839
Con proyecto TV 2,5	EE	TG	
		Generación TV	10.712
	GN	TG	
		F Adicional	39
GO	TG		
	F Adicional	4.081	
			6.592
Ahorro de Emisiones TV			6.592
Total ahorro			21.431

A lo largo de 21 años totalizarían 450.051tonCO₂.

Sector Agropecuario

Notas generales sobre las Ideas de proyectos del Sector Agropecuario:

- Debido a que el análisis se realiza en forma general por tipo de proyecto, la cuantificación de las reducciones de emisiones se realiza en primera medida por cada 1.000 animales, para luego hacer una estimación del total de la Provincia de Buenos Aires por estrato/tamaño de establecimiento, en aquellos casos en los que se cuente con la información desagregada.
- Se optó por la utilización de las metodologías de pequeña escala debido a que éstas contienen métodos simplificados de estimación que permiten la utilización de la información disponible a nivel provincial.
- Se utiliza el promedio anual del stock ganadero sin considerar variaciones a lo largo del año.

- En el caso de las metodologías de gestión de estiércol, se optó por utilizar el esquema de cálculo de Nivel 2 de las guías Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del IPCC²³, Volumen 4: Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra - Capítulo 10: Emisiones resultantes de la gestión del ganado y del estiércol. (Párrafo 9 (a) – Metodología III.D v17)
- En el anexo se detallan todos los cálculos y datos utilizados para las estimaciones de las reducciones de emisiones, según las metodologías utilizadas en cada caso.
- Las estadísticas utilizadas fueron extraídas del Sistema de Gestión Sanitaria/SIGSA – Coordinación de Campo – Dirección Nacional de Sanidad Animal – SENASA²⁴.

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Porcinos.

Según datos del SENASA, a marzo del 2010, la Provincia de Buenos Aires contribuye con el 25.6% del total de las existencias porcinas del país. En el siguiente cuadro se puede apreciar la estratificación por tamaño de establecimiento de la Provincia de Buenos Aires:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Madres	Cabezas	%	Cabezas / EAP
Hasta 10	8.368	30.302	114.544	14%	14
entre 11-50	1.928	45.706	186.530	23%	97
entre 51-100	356	25.624	117.252	15%	329
entre 101-500	195	38.056	208.705	26%	1.070
más de 500	27	29.828	166.755	21%	6.176
Total	10.874	169.516	793.786		73

Para la estimación de las reducciones de emisiones se supone que la situación actual corresponde a una degradación en condiciones anaeróbicas del estiércol, esto significa que, de acuerdo a las definiciones incluidas en las metodologías, las características de la laguna de tratamiento, deben ser: retención Hidráulica mayor a 1 mes y Profundidad mayor a 1 metro.

²³ http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/4_Volume4/V4_11_Ch11_N2O&CO2.pdf

²⁴ <http://www.senasa.gov.ar/indicadores.php?in=1>

En el caso de los establecimientos más pequeños se asume que no cuentan con dichos sistemas, es decir que se supone una disposición aeróbica de los purines. Por tal motivo las categorías “Hasta 10” y “Entre 11 y 50” no serán consideradas para las estimaciones de las reducciones de GEIs.

Para el tratamiento de los efluentes de granjas porcinas, se proponen 3 sistemas alternativos, a continuación se plantean cada una de estas opciones de escenario con proyecto:

c) **Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:**

Tecnología de Biodigestor de membrana flexible y quema en antorcha. La metodología utilizada fue: “III.D - Methane recovery in animal manure management systems v.17”. En este caso el biogás no se utiliza para ningún aprovechamiento energético, por lo cual la reducción de emisiones estaría dada sólo por evitar la liberación de metano a la atmósfera en el sistema de lagunas.

En el siguiente cuadro se pueden apreciar las emisiones de la línea de base y las de proyecto y las reducciones de emisiones estimadas anuales, por cada 1000 animales, de acuerdo a la metodología aplicada:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	547.24
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	78.67
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	468.57

En el cuadro siguiente se pueden observar las reducciones de emisiones estimadas para cada categoría de establecimiento:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
entre 51-100	356	117.252	64.165	9.224	54.940	154
entre 101-500	195	208.705	114.211	16.419	97.792	501
más de 500	27	166.755	91.255	13.119	78.136	2.894

Total	578	492.712	269.631	38.762	230.868	399
-------	-----	---------	---------	--------	---------	-----

d) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

Tecnología de Biodigestor con membrana flexible y uso del biogás para generación de energía eléctrica, la cual reemplaza energía tomada de la red. Requiere complementar la instalación básica (caso a) con un sistema de purificación y almacenamiento del biogás y un sistema de generación eléctrica, el cual, debido al tamaño promedio de los establecimientos, debiera trabajar en forma discontinua.

En este caso además de la metodología III-D, se utilizó la metodología: “I.D - Grid connected renewable electricity generation v.16”, y la reducción de emisiones está dada por un lado por evitar la liberación de metano, y por otro, por reemplazar combustibles fósiles en la generación de la energía eléctrica del sistema interconectado.

En el siguiente cuadro se indican los valores para cada 1000 animales en caso de implementación de este tipo de proyecto:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	578.31
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	78.67
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	499.54

Si analizamos la estratificación de los establecimientos porcinos, y la implementación del proyecto, obtenemos el siguiente cuadro:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
entre 51-100	356	117.252	67.808	9.224	58.583	165
entre 101-500	195	208.705	120.696	16.419	104.277	535
más de 500	27	166.755	96.436	13.119	83.317	3.086
Total	578	492.712	284.940	38.762	246.177	426

Adicionalmente a las reducciones de emisiones se generaría Energía Eléctrica, según lo indicado en cuadro a continuación:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Generación Eléctrica (MWh/año)	Promedio Generación Eléctrica por Establecimiento (MWh/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	7.325	21
entre 101-500	195	208.705	13.039	67
más de 500	27	166.755	10.418	386
Total	578	492.712	30.782	53

e) **Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):**

Tecnología de Biodigestor con membrana flexible, y uso del biogás para reemplazo de gas licuado de petróleo en el establecimiento, por ejemplo para calefacción y/o para inactivar la soja con la cual se alimentan los animales. En el caso de establecimientos con conexión a la red de gas natural, los valores deberían ajustarse en función del factor de emisión de GEIs correspondiente. La instalación deberá complementarse con un sistema de purificación y almacenaje de biogás.

La reducción de emisiones de GEIs, está dada al igual que los casos anteriores, por evitar la liberación de metano, más el desplazamiento de combustibles fósiles, en este caso, consumidos dentro de los límites del establecimiento.

En este caso a la metodología III-D, se suma la metodología: "I.C. Thermal energy production with or without electricity v.18".

Al igual que en los casos anteriores, en el siguiente cuadro se observan los valores correspondientes a 1000 animales en caso de implementación del proyecto:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	596.88
-----------------	-------------------------------	------------------------	--------

PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	78.67
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	518.21

Si analizamos las reducciones esperadas para cada estrato obtenemos el siguiente cuadro:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
entre 51-100	356	117.252	69.986	9.224	60.761	171
entre 101-500	195	208.705	124.573	16.419	108.153	555
más de 500	27	166.755	99.533	13.119	86.414	3.201
Total	578	492.712	294.092	38.762	255.329	442

En este caso adicionalmente se evita el uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en el cuadro siguiente se pueden observar las cantidades por cada categoría:

Categoría (Madres)	Establecimientos	Cabezas	GLP desplazado (Tn GLP/año)	Promedio GLP desplazado por Establecimiento (Tn GLP/año EAP)
entre 51-100	356	117.252	1.951	5
entre 101-500	195	208.705	3.473	18
más de 500	27	166.755	2.775	103
Total	578	492.712	8.200	14

En referencia a las granjas porcinas, como conclusión general se obtiene que, aún en las categorías de establecimientos más grandes, el promedio de emisiones por cada unidad, es relativamente bajo como para poder llevar adelante un proyecto MDL en forma individual, requiriendo alguna forma de agrupamiento de proyectos, como por ejemplo programático.

Ideas de proyecto: Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)

La provincia de Buenos Aires cuenta, según datos del SENASA a marzo del 2010, con 947 establecimientos clasificados como Feed-Lot, los cuales se estratifican según se indica en el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	%	Cabezas / EAP
Hasta 500	635	98.571	14%	155
entre 501-1.000	127	90.481	13%	712
entre 1.001-2.500	127	194.521	28%	1.532
entre 2.501-5.000	38	123.958	18%	3.262
entre 5.001-10.000	14	93.179	14%	6.656
más de 10.000	6	85.986	13%	14.331
Total	947	686.696		725

Al igual que para el caso anterior, para la situación actual se supone una degradación anaeróbica del estiércol, mediante lagunas (Retención Hidráulica mayor a 1 mes y Profundidad mayor a 1 metro). Al momento de la realización del presente estudio, no se cuenta con una estadística sobre la gestión de los efluentes en Feed-Lots por lo cual en el análisis se considerará como que todos los establecimientos (sin importar el tamaño) tienen sistemas de lagunas anaeróbicas.

Las opciones de proyecto (tecnologías) son las mismas que para las granjas de cría de porcinos, lo cual implica el uso de las mismas metodologías. A continuación se resume cada una de las alternativas de proyecto y las reducciones estimadas para cada caso:

a) Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:

Tecnología de Biodigestor de membrana flexible y quema en antorcha. La metodología utilizada fue: "III.D - Methane recovery in animal manure management systems v.17".

En el siguiente cuadro se pueden apreciar las emisiones de la línea de base y las de proyecto y las reducciones de emisiones estimadas anuales, por cada 1000 animales, de acuerdo a la metodología aplicada:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	585.62
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	84.19
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	501.43

Si analizamos las reducciones por estrato, obtenemos el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 500	635	98.571	57.725	8.299	49.427	78
entre 501-1.000	127	90.481	52.988	7.618	45.370	357
entre 1.001-2.500	127	194.521	113.916	16.377	97.539	768
entre 2.501-5.000	38	123.958	72.592	10.436	62.156	1.636
entre 5.001-10.000	14	93.179	54.568	7.845	46.723	3.337
más de 10.000	6	85.986	50.355	7.239	43.116	7.186
Total	947	686.696	402.144	57.812	344.331	364

b) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

Tecnología de Biodigestor con membrana flexible y uso del biogás para generación de energía eléctrica, En este caso además de la metodología III-D, se utilizó la metodología: “I.D - Grid connected renewable electricity generation v.16”, En el siguiente cuadro se indican los valores para cada 1000 animales en caso de implementación de este tipo de proyecto:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	618.87
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	84.19
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	534.68

De acuerdo a lo cual, se obtendrían los siguientes resultados de reducción de emisiones por categoría:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 500	635	98.571	61.003	8.299	52.704	83
entre 501-1.000	127	90.481	55.996	7.618	48.379	381
entre 1.001-2.500	127	194.521	120.383	16.377	104.007	819
entre 2.501-5.000	38	123.958	76.714	10.436	66.278	1.744
entre 5.001-10.000	14	93.179	57.666	7.845	49.821	3.559
más de 10.000	6	85.986	53.214	7.239	45.975	7.663
Total	947	686.696	424.976	57.812	367.164	388

Y por otro lado se generaría Energía Eléctrica, según lo indicado en cuadro a continuación:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Generación Eléctrica (MWh/año)	Promedio Generación Eléctrica por Establecimiento (MWh/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	6.590	10
entre 501-1.000	127	90.481	6.049	48
entre 1.001-2.500	127	194.521	13.005	102
entre 2.501-5.000	38	123.958	8.288	218
entre 5.001-10.000	14	93.179	6.230	445
más de 10.000	6	85.986	5.749	958
Total	947	686.696	45.911	48

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):

En este caso, el biogás se utilizaría para reemplazar GLP, una consideración importante que se tomó, es que el establecimiento debe consumir la totalidad del biogás generado. En este caso a la metodología III-D, se suma la metodología: "I.C. Thermal energy production with or without electricity v.18".

Los valores correspondientes a 1000 animales en caso de implementación del proyecto, se observan en el cuadro siguiente:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	638.75
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	84.19
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	554.56

Si analizamos las reducciones esperadas para cada estrato obtenemos el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 500	635	98.571	62.962	8.299	54.663	86
entre 501-1.000	127	90.481	57.795	7.618	50.177	395
entre 1.001-2.500	127	194.521	124.250	16.377	107.873	849
entre 2.501-5.000	38	123.958	79.178	10.436	68.742	1.809
entre 5.001-10.000	14	93.179	59.518	7.845	51.673	3.691
más de 10.000	6	85.986	54.923	7.239	47.684	7.947
Total	947	686.696	438.626	57.812	380.814	402

Adicionalmente se evita utilizar GLP según se indica en el cuadro a continuación:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	GLP desplazado (Tn GLP/año)	Promedio GLP desplazado por Establecimiento (Tn GLP/año EAP)
Hasta 500	635	98.571	1.756	3
entre 501-1.000	127	90.481	1.611	13
entre 1.001-2.500	127	194.521	3.464	27
entre 2.501-5.000	38	123.958	2.208	58
entre 5.001-10.000	14	93.179	1.660	119
mas de 10.000	6	85.986	1.531	255
Total	947	686.696	12.230	13

Nuevamente se observa la necesidad de agrupar proyectos para poder llevarlos adelante, ya que los niveles de reducción de emisiones por

establecimiento siguen siendo bajos, con lo cual es poco probable que puedan absorber los costos de transacción de los proyectos MDL.

Ideas de proyecto: Tambos

La provincia de Buenos Aires cuenta, según datos del SENASA a marzo del 2010, con el 26% del stock país de bovinos en establecimientos clasificados como Tambos, los cuales se estratifican según se indica en el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	%	Cabezas / EAP
Hasta 100	662	33.906	4%	51
entre 101-500	1.508	370.117	42%	245
entre 501-1.000	309	207.763	23%	672
más de 1.000	157	272.490	31%	1.736
Total	2.636	884.276		335

En el caso de los establecimientos tamberos, también se supuso que la situación actual es una degradación anaeróbica del estiércol, mediante lagunas (Retención Hidráulica mayor a 1 mes y Profundidad mayor a 1 metro), pero los sistemas de tratamiento contienen además, el vertido del agua utilizada para todas las actividades de limpieza. Por este motivo, además de las opciones evaluadas en los casos anteriores, se agrega una tecnología aeróbica, para el tratamiento del efluente, que en general tiene un exceso de agua.

Otra consideración importante es que sólo se contempló el estiércol proporcional al tiempo que el animal está en la pista de espera y el ordeño (21% aproximadamente), ya que en general el resto del tiempo el animal no se encuentra en sitios con posibilidad de recolección de estiércol.

No se descartó a priori ninguna categoría de tamaño de establecimiento.

A continuación se resumen las opciones de proyecto:

a) **Quema de biogás sin aprovechamiento Energético:**

Tecnología de Biodigestor de membrana flexible y quema en antorcha. La metodología utilizada fue: “III.D - Methane recovery in animal manure management systems v.17”. De acuerdo a la metodología se obtienen los siguientes valores cada 1000 animales.

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	420.86
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	60.50
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	360.36

Lo cual llevado a cada estrato de tamaño de establecimiento da como resultado el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 100	662	33.906	14.270	2.051	12.218	18
entre 101-500	1.508	370.117	155.768	22.393	133.374	88
entre 501-1.000	309	207.763	87.439	12.570	74.869	242
más de 1.000	157	272.490	114.680	16.487	98.194	625
Total	2.636	884.276	372.157	53.502	318.655	121

b) **Generación de Energía Eléctrica (en sistemas conectados a la Red):**

Tecnología de Biodigestor con membrana flexible y uso del biogás para generación de energía eléctrica, metodología: “I.D - Grid connected renewable electricity generation v.16”. En este caso tenemos los siguientes valores cada 1000 animales:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	444.76
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	60.50
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	384.25

De acuerdo a lo cual, se obtendrían los siguientes resultados de reducción de emisiones por categoría de establecimiento:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 100	662	33.906	15.080	2.051	13.028	20
entre 101-500	1.508	370.117	164.612	22.393	142.218	94
entre 501-1.000	309	207.763	92.404	12.570	79.833	258
más de 1.000	157	272.490	121.191	16.487	104.705	667
Total	2.636	884.276	393.287	53.502	339.785	129

Y por otro lado se generaría Energía Eléctrica, según lo indicado en cuadro a continuación:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Generación Eléctrica (MWh/año)	Promedio Generación Eléctrica por Establecimiento (MWh/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	1.629	2
entre 101-500	1.508	370.117	17.783	12
entre 501-1.000	309	207.763	9.983	32
más de 1.000	157	272.490	13.092	83
Total	2.636	884.276	42.487	16

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo):

En este caso, el biogás se utilizaría para reemplazar GLP, se suma la metodología: "I.C. Thermal energy production with or without electricity v.18".

Los valores correspondientes a 1000 animales en caso de implementación del proyecto, se observan en el cuadro siguiente:

BE _v	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	459.04
PE _v	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	60.50

ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	398.54
-----------------	------------------------	------------------------	--------

Si analizamos las reducciones esperadas para cada estrato obtenemos el siguiente cuadro:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 100	662	33.906	15.564	2.051	13.513	20
entre 101-500	1.508	370.117	169.899	22.393	147.506	98
entre 501-1.000	309	207.763	95.372	12.570	82.801	268
más de 1.000	157	272.490	125.084	16.487	108.598	692
Total	2.636	884.276	405.919	53.502	352.417	134

Adicionalmente se evita utilizar GLP según se indica en el cuadro a continuación:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	GLP desplazado (Tn GLP/año)	Promedio GLP desplazado por Establecimiento (Tn GLP/año EAP)
Hasta 100	662	33.906	434	1
entre 101-500	1.508	370.117	4.737	3
entre 501-1.000	309	207.763	2.659	9
más de 1.000	157	272.490	3.488	22
Total	2.636	884.276	11.318	4

d) **Sistema Aeróbico:**

En el caso de los tambos, debido al exceso de agua que contiene el efluente, es posible utilizar algunos sistemas aeróbicos, basados en pantanos secos artificiales. No existe una metodología MDL específica para gestión de estiércol en forma aeróbica, por lo cual se utilizó: "III.I. Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic systems by aerobic systems v.08". Si bien la metodología utilizada para la estimación de la línea de base en los casos anteriores es distinta, los valores obtenidos

están en el mismo orden de magnitud. Es importante tener en cuenta que la metodología define las variables a monitorear para cada tipo de proyecto, por tal motivo, es importante notar que la forma de cálculo es distinta y por ende las variables que se debieran medir en caso de realizar el proyecto también. En este caso no es posible realizar ningún tipo de aprovechamiento energético. A su vez, este tipo de plantas no tiene un consumo energético importante, por lo cual la estimación de las emisiones de proyecto supone que son cero. También es importante destacar la posibilidad de reaprovechamiento del agua de estos sistemas, más allá de la reducción de emisiones de GEIs. De acuerdo a estos supuestos, los valores correspondientes a 1000 animales son:

BE _y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	311.26
PE _y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	-
ER _y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	311.26

Tomando estos valores para cada estrato, tenemos que las reducciones esperadas por cada categoría son:

Categoría	Establecimientos	Cabezas	Emisiones Línea de Base (TnCO ₂ eq/año)	Emisiones Proyecto (TnCO ₂ eq/año)	Reducciones de Emisiones (TnCO ₂ eq/año)	Promedio Reducciones de Emisiones / Establecimiento (TnCO ₂ eq/EAP año)
Hasta 100	662	33.906	10.554	-	10.554	16
entre 101-500	1.508	370.117	115.203	-	115.203	76
entre 501-1.000	309	207.763	64.668	-	64.668	209
más de 1.000	157	272.490	84.815	-	84.815	540
Total	2.636	884.276	275.240	-	275.240	104

En el caso de Tambos, se ve acentuada la necesidad de agrupamiento de los proyectos, ya que el tamaño promedio de cada establecimiento da como resultado un promedio de emisiones inferior a los otros proyectos.

Ideas de proyecto: Avícola

En el caso de las ideas de proyecto del sector avícola, no se cuenta con datos suficientes para realizar un análisis de la línea de base, incluyendo la generación y tipo de residuos utilizados como sustrato para la cama de pollo.

Tarea 9: Análisis de fortalezas y debilidades. Análisis del potencial de replicabilidad del proyecto y/o posibilidad de agrupamiento de proyectos similares.

La replicabilidad que puedan tener los proyectos dependerá fuertemente de los incentivos u obligaciones que puedan desarrollarse desde las políticas públicas u otros incentivos que pudieran surgir del ámbito internacional.

Eficiencia energética:

Si evaluamos la posibilidad de replicar proyectos de eficiencia energética en edificios el potencial es muy importante. En la provincia de Buenos Aires hay cerca de 17000 edificios públicos de los cuales 12000 son escuelas. El sector oficial demanda en sus edificios públicos cerca de 237.7 GWh/año de energía eléctrica. Si se asume de manera muy conservadora que se podría lograr un ahorro del 20% por reemplazo de luminarias, mejoras en los sistemas de calefacción/refrigeración, mejoras en el bombeo de agua, disminución de derroche de electricidad por campañas de concientización del personal y/o por colocar sensores de presencia para que se apaguen las luces cuando no hay gente, o que se programen los aire acondicionado para que luego del horario laboral se apaguen, etc. se podrían lograr ahorros de 47.54 GWh/año con un potencial asociado de reducción de emisiones del orden de 26600 tonCO₂/año. Usualmente los proyectos de eficiencia demandan cambios conductuales por ello son difíciles de sostener en el tiempo. Cuando se hacen las campañas se sensibiliza a la gente y es posible conseguir ahorros que con el tiempo si no se controlan se desvanecen. Esto algunas veces puede evitarse con la incorporación de tecnologías o teniendo una persona responsable de los la gestión de energéticos.

Las medidas de eficiencia energética que puedan tomar las empresas para optimizar sus procesos industriales son específicas de cada compañía, no obstante hay algunas medidas que podrían replicarse en muchas industrias que están relacionadas con reemplazo de luminarias incandescentes por fluorescentes compactas o por leds.

Los proyectos de cogeneración son proyectos de eficiencia. A partir de un combustible de entrada (que puede ser renovable o fósil) se producen dos

vectores energéticos (electricidad y calor). El rendimiento global puede alcanzar hasta el 90%. La cogeneración está vinculada con la industria y por ello la provincia de Buenos Aires tiene un importante potencial de este tipo de proyectos. Un potencial conservador indica que sería factible que se instalen alrededor de 600 MW. Esto permitiría generar electricidad cerca de los consumos con la consiguiente disminución de las pérdidas debidas al transporte y distribución de la energía. Otra ventaja de este tipo de proyectos es que por conectarse dentro de una industria no suelen requerir ampliaciones de la red de transporte ya que usualmente se deja de consumir parte de la energía de la red y en algunos casos el flujo de inyección de energía puede resultar inverso al que había antes del proyecto de cogeneración. En función del rendimiento del cogenerador, del tipo y cantidad de combustible que se utilice y de lo que se utilizaba antes de implementar el proyecto para producir la energía térmica en la industria se determina la cantidad de reducciones de emisiones de GEIs. En los casos en que se empleen como combustible de entrada biomasa y que en el escenario de línea de base se haya utilizado fuel oil o gas oil para producir la energía térmica necesaria para el proceso industrial la reducción de emisiones de GEI será máxima. Una fortaleza que tiene este tipo de proyectos es que el suministro es más confiable ya que la industria además de tener su cogenerador sigue conectada a la red con lo cual evita interrupciones en el suministro eléctrico por fallas en las líneas. La debilidad de estos proyectos es que requieren de una inversión que muchas veces no es imprescindible, ya que la industria podría seguramente seguir funcionando como antes, tomando electricidad de la red y produciendo calor en la caldera existente.

Una fortaleza que tienen los proyectos de eficiencia en general, es que con los ahorros de energía se pueden pagar las inversiones necesarias para las campañas o para la instalación de tecnologías más eficientes y que a la vez les permiten ser más competitivos por bajar sus costos de producción. La debilidad de estos proyectos es que dependen fuertemente de concientizar a la gente para evitar el derroche y esto es una tarea continua y que requiere en principio fuertes controles. Una oportunidad que tiene este tipo de proyectos tiene que ver con los posibles aumentos de los precios de los combustibles fósiles y de la electricidad lo que haría más viables la concreción de los

mismos. Que sucedan eventos extremos sirven para sensibilizar al público en general e instaura en la sociedad la idea de que es necesario tomar medidas que contribuyan a mitigar el cambio climático y que eviten el derroche de energía. Una amenaza que tiene este tipo de proyecto es el bajo precio que se paga actualmente por la electricidad y por el gas natural lo que desalienta que se hagan inversiones para mejorar la eficiencia.

Otras medidas de eficiencia que podrían replicarse son aquellas vinculadas con mejoras de eficiencia en el alumbrado público y en los semáforos. Existen actualmente tecnologías en base a leds que permiten ahorrar el 90% de la energía consumida en las luminarias que se usan actualmente en semáforos y alumbrado público. Para implementar este tipo de medidas de eficiencia se requeriría el trabajo en conjunto con los Municipios. Por tratarse de medidas donde el ahorro en cada punto es muy pequeño pero que en su conjunto permiten conseguir ahorros considerables por la implementación de una política pública el tipo de MDL que podría utilizarse es el programático. Más adelante en esta sección se presentan las condiciones y requerimientos específicos de este tipo de MDL.

Si se promoviera una política para que las nuevas industrias que se instalen deban cogenerar se podría pensar en incluir este tipo de proyectos dentro de un MDL programático, no obstante por su escala seguramente podrían cubrir los costos del proceso MDL como proyectos individuales.

Sector Agropecuario

El análisis del potencial de replicabilidad del proyecto, busca identificar la posibilidad y factibilidad de multiplicar las actividades de proyectos MDL, dado el tamaño de la mayoría de los establecimientos en la provincia de Buenos Aires, las actividades de proyecto aquí sugeridas son de pequeña escala y su replicabilidad se enfoca en el potencial de desarrollo de Programas de Actividades.

A continuación se profundiza el análisis sobre los programas de actividades (PoAs por sus siglas en inglés), definiciones, requisitos, características, ciclo de proyecto, entre otros aspectos relevantes para su implementación en la provincia de Buenos Aires.

El enfoque programático se estableció oficialmente en 2007 mediante la adopción de las Directrices y procedimientos para el Programa de Actividades por la Junta Ejecutiva del MDL. Debido a los costos de transacción elevados, los pequeños proyectos del MDL estaban poco representados en la cartera del MDL. El enfoque del Programa de Actividades fue diseñado con el fin de dar mayores posibilidades a los pequeños proyectos al permitir la agrupación de proyectos individuales que se distribuyen en el espacio y en el tiempo.

Un POA en el MDL se produce a dos niveles: a nivel de programa y en el nivel de actividad. A nivel de programas, el POA es el marco organizativo y financiero que proporciona la estructura a las actividades, y es administrado por una entidad de coordinación para un período no mayor de 28 años. En el nivel de actividad del programa, una sola medida o una serie de medidas para reducir los GEIs se aplica a muchas plantas e instalaciones del mismo tipo durante el tiempo de vida del Programa.

Un POA en el MDL se considera: "una acción voluntaria coordinada por una entidad pública o privada que coordina y pone en práctica cualquier política o medida o meta establecida (por ejemplo, planes de incentivos y programas voluntarios), que conduce a la reducción de las emisiones de GEI o absorción neta de gases de efecto invernadero por los sumideros que sean adicionales a las que se producirían en ausencia del POA, a través de un número ilimitado de las actividades del programa MDL (CPA) "(Anexo 38, EB32).

Por otro lado, un CPA es más similar a un proyecto normal del MDL en el sentido de que ambos deben cumplir con los procedimientos y las modalidades del MDL y cada uno debe incluir una actividad que tiene un impacto directo, real y medible en la reducción de emisiones. Por definición (Anexo 38, EB32), un CPA es: "una sola, o un conjunto de medidas interrelacionadas, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o el resultado de la absorción antropógena neta de gases de efecto invernadero por los sumideros, aplicado en una zona determinada definida en la metodología de línea base ".

Ventajas de un POA en comparación a un proyecto MDL normal

Características	Descripción
<p>Múltiples actividades distribuidas en el tiempo y el espacio</p>	<p>Numerosas actividades pueden participar en el programa y que resultan en la reducción de emisiones de GEI en varios sitios durante la vida del programa. Los sitios pueden estar localizados en diferentes municipios, provincias y hasta países.</p>
<p>Una sola entidad administradora o de coordinación con múltiples ejecutores.</p>	<p>El programa es coordinado y gestionado por una entidad, que puede ser pública o privada, y no necesariamente logra las reducciones, sino que promueve que otros lo hagan. La entidad coordinadora es responsable de la distribución de los CERs y la comunicación con la JE.</p>
<p>Duración del POA y CPA</p>	<p>La longitud del POA es de hasta 28 años. El período de acreditación de un CPA es de un máximo de siete años, que podrá renovarse dos veces como máximo, o un máximo de diez años sin opción de renovación.</p>
<p>Tamaño</p>	<p>Para un POA de pequeña escala sólo el CPA tiene que estar bajo el umbral de lo establecido para proyectos de pequeña escala, mientras que el tamaño del programa general puede ir más allá.</p>
<p>Vigilancia y verificación</p>	<p>El volumen total de las reducciones de emisiones a ser alcanzado por un programa puede no ser conocido en el momento de la inscripción. Cada CPA tiene que ser controlado de acuerdo a la metodología y los procedimientos de muestreo pueden ser aplicados para propósitos de monitoreo y verificación.</p>
<p>Sin registro para los CPAs</p>	<p>Después del registro del POA, los CPAs individuales no están obligados a solicitar el registro. En cambio, la DOE incluye los CPA después de comprobar que cada CPA cumple con las reglas para su inclusión en el POA.</p>

Desventajas de un POA en comparación a un proyecto MDL normal:

Características	Descripción
Fecha de inicio de un CPA	En contraste con el enfoque estándar del MDL en el cual la fecha de inicio de una actividad de proyecto puede ser antes de que el proyecto sea registrado; la fecha de inicio de un CPA puede ser la validación del programa de actividades, es decir, la fecha en que el POA -DD es publicado por primera vez para la consulta pública.
Revalidación del POA debido a revisión en la metodología.	Los procedimientos del POA requieren que en el caso de que la metodología usada sea revisada después del registro del POA, el POA deberá ajustarse en consecuencia. Todos los cambios realizados en el POA requieren la reevaluación y validación por la DOE y la aprobación de la Junta Ejecutiva.
La combinación de metodologías necesita la aprobación de la CMNUCCC	En el caso de usar una combinación de metodologías aprobadas para el desarrollo del POA, la DOE tiene que presentar una solicitud de aprobación de la aplicación de metodologías múltiples al Secretariado de la CMNUCC. Con base en la solicitud el Grupo Especial o el Grupo de Trabajo evalúa si la combinación es suficiente para hacer frente a todas las emisiones del proyecto y las fugas que pueden ocurrir como resultado de la aplicación del CPA.

Elementos clave para la estructura de un POA

La estructura de un POA depende de los actores involucrados y el objetivo del programa. El punto de partida es por lo general determinar el tipo y el nivel de incentivo requerido por el POA con el fin de atraer la cantidad crítica de participantes para lograr su objetivo.

En el diseño del POA, el coordinador del programa juega un papel decisivo. El coordinador es responsable de la estructura y el modelo de negocio del POA, así como para la organización de los contratos y acuerdos con los socios del programa o CPAs y la gestión de los CERs. También el coordinador del programa es responsable de diseñar un sistema de incentivos para atraer a los participantes del programa.

Los posibles tipos de incentivos incluyen descuentos en los precios, subsidios y préstamos a tasas favorables o simplemente los pagos por las reducciones de emisiones logradas. Los coordinadores del POA pueden ser los bancos que están participando cada vez más en el mercado de carbono. En este contexto, los bancos también pueden diseñar productos financieros atractivos. También las empresas de suministro de energía pueden ser coordinadores del POA.

Organizaciones no gubernamentales y empresas privadas con una red local bien establecida pueden ser los coordinadores del POA, así como organizaciones de desarrollo con una buena red y reputación entre la población local.

Para los casos analizados una entidad coordinadora podría ser por ejemplo para el sector de ganado bovino la Cámara Argentina del Feedlot. Esta cámara es una asociación civil sin fines de lucro, que se formó a fines de 1997 a raíz del interés de un grupo de productores ganaderos en mantener actualizado su método de producción y para adecuarse a la legislación y normas vigentes. En la actualidad está formada por unos 100 socios, que agrupan a 90 establecimientos de engorde a corral, con una capacidad de encierre instantánea de unas 370,000 cabezas, los cuales en el año 2003 produjeron en sus corrales 620,000 animales.

Para el sector tambo podría ser la Unión General de Tamberos que es la entidad gremial de los productores lecheros argentinos o la CAPROLECOBA, que es una asociación de carácter comercial que nuclea a los productores de leche del Oeste de la Provincia de Buenos Aires.

Para el sector porcino podría ser la Asociación Argentina de Productores

Porcinos (AAPP), organización que nuclea a los productores de este sector. La AAPP brinda al productor el apoyo necesario para el mejor desenvolvimiento de su tarea.

Otra posibilidad sería el Grupo de Intercambio Tecnológico de Explotaciones Porcinas (GITEP), creado en Marzo de 1993 e integrado por productores y empresas dedicadas a la producción porcina, con el objetivo de lograr la capacitación suficiente y aplicar la tecnología para aumentar la rentabilidad.

Para el sector avícola podría ser la Cámara Argentina de Productores Avícolas (CAPIA), fundada el 4 de julio de 1962 y adherida a Asociación Latinoamericana de Avicultura (ALA). Esta es una entidad gremial empresaria sin fines de lucro que actúa en defensa de la producción avícola nacional.

Los derechos del carbono: Antes del desarrollo del POA, los derechos del carbono deben estar claramente definidos. Debe tenerse en cuenta la legislación de Argentina sobre esta cuestión, especialmente en el caso de los proyectos financiados por fondos de Asistencia Oficial al Desarrollo (AOD).

Sin embargo, dependiendo del tipo de diseño del programa, los participantes pueden recibir ingresos de carbono de la entidad coordinadora después de que el proyecto se lleva a cabo o que está registrado, o puede ceder sus CERs al coordinador a cambio de la ayuda para la inversión inicial y el apoyo prestado.

Tamaño de un CPA: Una sola actividad de proyecto de MDL (CPA) dentro de un POA puede ser determinada por varios factores. Debido a las normas y procedimientos simplificados para las metodologías de pequeña escala, suelen tomarse los umbrales establecidos por las metodologías de pequeña escala como uno de los criterios para la definición de los CPA.

Ciclo de proyecto de un POA y los costos de transacción

El ciclo de proyecto para un POA es muy similar al ciclo del MDL estándar. Se divide en la fase de ejecución y la fase operativa. El objetivo de la fase de ejecución es que el proyecto sea registrado en la CMNUCC. Una vez que el proyecto está registrado y en funcionamiento se inicia, la fase de

implementación con el objetivo de obtener los CERs. En la fase de ejecución los documentos de diseño del proyecto tienen que ser desarrollados, denominados POA-DD y CPA-DD. El primero de estos documentos (POA-DD) debe claramente identificar a la Entidad Coordinadora y los participantes. Este documento también debe definir: los límites geográficos del POA dentro de los cuales se implementarán los CPAs, la política/medida/objetivo que el POA busca promover, la demostración de la adicionalidad, los criterios de elegibilidad para que una actividad de proyecto pueda incluirse en un POA como un CPA, y una descripción del marco de gestión que deberá usarse para que el POA funcione correctamente.

La entidad coordinadora es la responsable de completar los documentos (POA-DD y CPA-DD) con los cuales se pide al país anfitrión que otorgue la carta de aprobación.

La validación independiente del POA-DD y del CPA-DD es llevada a cabo por la Entidad Operacional Designada (EOD). Después de la validación exitosa y la emisión de la carta de aprobación nacional, un POA puede solicitar el registro de la CMNUCC. Los documentos necesarios para solicitar el registro son los documentos de diseño del proyecto (PA-DD, CPA-DD genéricos y específicos de un CPA-DD), el informe de validación de la EOD, y la carta de aprobación nacional.

Durante la fase operativa, el monitoreo tiene que ser hecho por el coordinador del proyecto y los informes de seguimiento tienen que ser verificados por la EOD. Basado en el informe de seguimiento verificado, el POA puede pedir la expedición de los CERs por parte de la CMNUCC. La única diferencia entre los proyectos del MDL y el POA MDL es que los CPAs adicionales pueden agregarse después del registro del POA. Cada nuevo CPA requiere un CPA-DD.

Los costos implicados para el desarrollo de un POA se detallan en el cuadro presentado en la Tarea 7 del presente informe.

Establecer la estructura de un POA requiere varias etapas o pasos, no siempre secuenciales y no siempre a cargo del mismo actor. En el siguiente esquema

se presentan las principales etapas para completar un ciclo de proyecto de un POA.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Etapas de un POA

Los acuerdos o esquemas de trabajo en un POA

Uno de los retos en la implementación de un POA es la definición de los acuerdos entre las partes involucradas. Es particularmente importante distinguir entre el POA (el programa de reducción de emisiones registrado o que se registrará bajo el MDL) y el programa real, que puede estar compuesto por una intrincada disposición de los diversos actores que lo integran. Como en todos los proyectos MDL, el factor crítico de éxito no es lo que está escrito en su PDD, si no en los acuerdos y arreglos establecidos en terreno y las acciones efectivas y adecuadas establecidas entre los actores necesarios para diseñar, implementar y mantener el programa en funcionamiento.

En los párrafos siguientes se describe el esquema básico de trabajo entre entidades público-privadas y sus principales características.

Programa Público-privado

Este es el esquema más complejo. Por lo general, comienza con un deseo gubernamental para impulsar el logro de una meta específica, o para mejorar la aplicación de una ley o política. En este caso, el gobierno actuaría principalmente como un promotor que todavía tiene que identificar a los otros actores. Dependiendo de su negocio principal, los recursos disponibles y el riesgo, los actores involucrados podrían estar dispuestos a actuar de diferente manera:

Consultor, para diseñar el programa y acompañar a la Entidad Coordinadora a través del proceso de inscripción del POA y la incorporación de nuevos CPAs durante la vida del POA.

Facilitador, para convocar y juntar a los socios potenciales

Administrador, pero sin responsabilidades legales derivadas del programa.

Entidad Coordinadora, teniendo plena responsabilidad del POA.

Proveedores de tecnología, proporcionan el paquete tecnológico necesario para implementar los CPAs.

Este escenario es el más adecuado para los gobiernos que deseen aplicar políticas o metas particulares. Una vez que se definen los actores y los roles, los contratos se establecerán en forma bilateral entre cada parte involucrada y la Entidad Coordinadora.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Esquema de un programa público-privado.

La designación de la Entidad Coordinadora puede venir como resultado de una oferta del gobierno, o como resultado de una iniciativa privada de una empresa dispuesta a actuar como Entidad Coordinadora, a cambio de una tarifa de gestión y de éxito (ya sea en efectivo o en una parte del volumen de los CERs a generar por el POA).

Enfoque de arriba hacia abajo

Esto se asemeja a un enfoque "voluntario" de mando y control y puede darse en casos en los que los CPA se ejecutan en una filial (o entidad vinculada) de la Entidad Coordinadora. Por ejemplo, una iniciativa gubernamental voluntaria para actualizar todas las calderas que operan en las empresas y entidades públicas, tales como empresas de propiedad estatal o los hospitales entran en este escenario. En este caso, el Estado está actuando como un "participante en el proyecto" y voluntariamente decide implementar un programa con el objetivo de aumentar la eficiencia y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Un esquema de este enfoque puede verse en la figura siguiente.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Enfoque de arriba hacia abajo

Enfoque de abajo hacia arriba

Este caso puede ser ilustrado por la iniciativa de muchos miembros de una cooperativa agrícola que organizan un amplio programa para introducir normas estandarizadas de uso de biomasa como combustible de calderas a nivel provincial para los miembros que actualmente utilizan combustibles fósiles. Si el programa es ampliamente aceptado, el mismo permitirá a través del amplio número de CPAs disminuir los costos de transacción y de implementación y la ejecución y los costos operativos, y también permitiría generar financiamiento a través de un fondo alimentado con los ingresos de los CERs para ampliar aún más el número de beneficiarios. La figura siguiente ilustra este tipo de enfoque.

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Enfoque de abajo hacia arriba.



3. BIBLIOGRAFÍA

IPCC Guidelines 2003 and 2006.

UNFCCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático) 1997. El Protocolo de Kyoto de la Convención sobre el cambio climático.

UNFCCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático). 2005p. Modalities and procedures for a clean development mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol.

Executive Board. Tool for the demonstration and assessment of additionality in CDM project activities. Combined tool to the assessment of additionality and baseline scenario. Tool to calculate emission reduction for an electricity system. Disponible en: <http://cdm.unfccc.int/EB>.

Las fuentes de información consultadas sobre los aspectos regulatorios fueron:

- <http://www.gob.qba.gov.ar/dijl/buscador.php?id=01>
- <http://www.infoleg.gov.ar/>

Cámara Argentina del Feedlot. Cámara Argentina de Engordadores de Hacienda Vacuna. Último ingreso 23/02/2011. Disponible en www.feedlot.com.ar

CD4CDM (Capacity Development for the Clean Development Mechanism), 2010 Primer on CDM Programme Of Activities. Disponible en www.cd4cdm.org

Documento de diseño de proyecto simplificado para actividades de proyecto de pequeña escala del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (SSC-CDM-PDD). Proyecto planta de generación de 6mw de energía eléctrica con biomasa proveniente de la industria avícola, versión 01, 1 de septiembre del 2008. Disponible en: www.ambiente.gov.ar/archivos/web/oamdl/file/0509_pdd_eeconbiomasa_indavicola_esp.pdf

Facultad de Agronomía de la UBA, CEE Facultad de San Andrés y Fundación Agronegocios y Alimentos. 2006. Impacto de las cadenas agroindustriales pecuarias en Argentina: evolución y potencial.

GFA Invest, 2009 PoA CDM Manual. Mini Biogas Plants for Households. Disponible en www.cd4cdm.org

Gobierno de la República Argentina, 2007. Segunda Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Buenos Aires, Argentina.

Grupo de Intercambio Tecnológico de Explotaciones Porcinas (GITEP). 2009. Anuario del Sector Porcino 2009.

INDEC 2002. Censo Nacional Agropecuario. Buenos Aires. Disponible en: www.indec.gov.ar (Ultimo ingreso: enero 2011).

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2006. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Disponibles en www.ipcc.ch

KfW Bankengruppe, 2010 PoA BLUEPRINT BOOK. Guidebook for PoA coordinators under CDM/JI. Disponible en www.cd4cdm.org

Ministerio de Asuntos Agrarios de la Provincia de Buenos Aires. Ultimo ingreso 23/02/2011. Disponible en www.maa.gba.gov.ar

New England Waste Systems SA, 2009. Tecnologías Sustentables para el Cuidado del Medio Ambiente.

ONCCA. (Oficina Nacional de Control Comercial Agropecuario). Ultimo ingreso 23/02/2011. Disponible en www.oncca.gov.ar/

SENASA (Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria) Ultimo ingreso 23/02/2011. Disponible en www.senasa.gov.ar

Small-Scale CDM Programme of Activity Design Document (CDM-SSC-CPA-DD) - Version 01. Name of the Programme of Activity: Methane capture and

combustion from (AWMS) of the 3S Program farms of the Instituto Sadia de Sustentabilidad. Disponible en www.unfccc.int

U.S. EPA (United States Environmental Protection Agency) Methane to Markets Program. Resource Assessment for Livestock and Agro-Industrial Wastes – Argentina. 2009

Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. Evaluación, diagn. Disponible en <http://www.ambiente.gob.ar/?ldarticulo=6878>

UNFCCC, 2010. CDM Methodology Booklet. Disponible en <http://cdm.unfccc.int/>

ANEXO I - METODOLOGÍAS

El presente anexo surge durante la fase de búsqueda e investigación desarrollada en la etapa de selección de las metodologías aplicables a las Ideas de Proyecto en desarrollo. Se define su inclusión en un anexo con la idea de brindar un listado de metodologías alternativas y factibles de ser aplicadas en otros casos similares.

I. 1. Metodologías del sector agropecuario

A continuación se presentan las principales condiciones de aplicabilidad de las metodologías que podrían ajustarse a actividades de proyecto para el sector aquí abordado. Posteriormente se desarrollarán en más detalle las metodologías seleccionadas para las ideas de proyecto propuestas.

Numero	Nombre	Condiciones de Aplicabilidad
Gran Escala		
ACM0010	“Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from manure management systems	<p>Esta metodología se aplica para el manejo de estiércol en las explotaciones ganaderas, donde se sustituirá el actual sistema de tratamiento anaeróbico de estiércol, en el ámbito del proyecto, por uno o una combinación de varios sistemas de gestión de los residuos animales (AWMSs) que resultan en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.</p> <p>Esta metodología es aplicable a proyectos de manejo de estiércol con las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las granjas donde las poblaciones de ganado, que abarca de bovinos, búfalos, cerdos, ovejas, cabras y / o aves de corral, se gestiona en confinamiento; • Granjas donde el estiércol no se descarga en cursos de agua naturales (por ejemplo, ríos o estuarios);

		<ul style="list-style-type: none"> • En caso de sistemas de tratamiento de lagunas anaeróbicas la profundidad de las lagunas utilizadas para la gestión del estiércol en el escenario de línea de base debe ser de al menos 1 m; • La temperatura media anual en el sitio donde se instala el sistema de tratamiento es mayor de 5 ° C; • En el escenario de referencia, el tiempo mínimo de retención de residuos de estiércol en el sistema de tratamiento anaeróbico es mayor de 1 mes; • El proceso AWMS debe asegurar que no haya fugas de residuos de estiércol en el agua subterránea, por ejemplo, la laguna debe tener una capa impermeable en el fondo.
AM 73	<p>GHG emission reductions through multi-site manure collection and treatment in a central plant</p>	<p>Esta metodología se aplica a las actividades de proyecto donde el estiércol es recogido por camiones cisterna, canalizado y / o bombeado de las granjas de ganado, y además el material recogido es centralizado y posteriormente tratado en una sola planta de tratamiento.</p> <p>Los actuales sistemas de tratamiento anaeróbico de estiércol, en las granjas de ganado múltiples dentro del ámbito del proyecto, se sustituirá por una planta central de tratamiento con uno o una combinación de varios sistemas de gestión de los residuos animales (AWMSs) que resultan en una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. También puede solicitarse CERs a partir de biogás procedente de calor / exportaciones de electricidad.</p> <p>La metodología es aplicable bajo las siguientes</p>

		<p>condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none">• Granjas donde el ganado, que abarca de bovinos, búfalos, cerdos, ovejas, cabras y / o las aves de corral, se manejan bajo condiciones de confinamiento;• Granjas donde el estiércol no se descarga en los recursos naturales de agua (por ejemplo, ríos o estuarios);• Granjas donde los residuos animales son tratados en condiciones anaeróbicas;• La temperatura promedio anual en el sitio donde la planta de tratamiento se encuentra (en la línea de base) es mayor de 5 ° C,• En los casos en que el sistema de línea de base del tratamiento anaeróbico es una laguna abierta, la profundidad de la laguna deberá ser superior a 1 m 2;• El tiempo de retención de la materia orgánica en los sistemas de tratamiento anaeróbico de referencia debe ser de al menos 30 días;• Si los residuos son almacenados entre los periodos de recolección, los tanques de almacenamiento deberán contar con equipos al aire libre,• Si el residuo tratado se utiliza como fertilizante, en la línea de base, los proponentes del proyecto deben asegurarse de que este uso sigue siendo el mismo en toda la actividad del proyecto;• Los lodos producidos durante la actividad de proyecto deberán ser estabilizados a través de secado térmico o compostaje, antes de su disposición final o aplicación;• El proceso AWMS en el caso del proyecto debe
--	--	---

		<p>asegurarse de que no haya fugas de residuos en el agua subterránea, por ejemplo, la laguna debe tener una capa impermeable en su parte inferior;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los CERs deberán ser reclamado por la persona o entidad a cargo del manejo de la Planta Central de Tratamiento. Otras partes involucradas deben firmar una declaración legalmente vinculante que no reclamará CERs por las mejoras en las prácticas de tratamiento de los residuos animales. Tales declaraciones serán verificadas por el EOD durante la validación, y estos documentos tendrán validez en todo periodo de acreditación. <p>Esta metodología es aplicable únicamente si del análisis de identificación de la línea de base resulta que el escenario en el que los sistemas de tratamiento anaeróbico de estiércol sin recuperación de metano en las granjas es el escenario de referencia más plausible.</p>
AM 80	Mitigation of greenhouse gases emissions with treatment of wastewater in aerobic wastewater treatment plants	<p>Esta metodología es aplicable a las actividades del proyecto que implementa una planta aeróbica de tratamiento de aguas residuales para el tratamiento de aguas residuales domésticas y / o industriales. Los lodos producidos en la planta de tratamiento en la actividad de proyecto es:</p> <p>(1) tratado de la misma manera que hubieran sido tratados los lodos que se habrían producido en los sistemas de lagunas abiertas anaeróbica del escenario de base.</p> <p>Esto incluye una de las dos opciones siguientes:</p> <p>(i) los lodos se vierten o se dejan descomponer, o (ii) el lodo se seca bajo condiciones anaeróbicas controladas, y luego eliminados en</p>

		<p>un vertedero con la recuperación de metano o usado para su aplicación en el suelo, o</p> <p>(2) tratados en un digestor anaerobio nuevo, donde el biogás extraído del digestor se quema y / o se utilizan para generar electricidad o calor. Los residuos de la digestión anaeróbica son deshidratados, encalados y se almacenan antes de su eliminación final en un vertedero controlado.</p> <p>Condiciones de aplicabilidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La actividad de proyecto sustituye a un sistema existente de lagunas anaeróbicas abiertas, con o sin conversión del sistema de tratamiento de lodos; o es una alternativa a que se construyan nuevos sistemas de lagunas anaeróbicas abiertas ; • La carga de las corrientes de agua residual tiene que ser lo suficientemente alta como para garantizar que los nuevos o existentes sistemas de lagunas anaeróbicas abiertas puedan desarrollar una capa inferior anaeróbica y que la producción de oxígeno de las algas se puede eliminar; • La profundidad media de los existentes o nuevos sistemas de lagunas anaeróbicas abiertas debe ser de al menos 1 metro. En el caso de un sistema existente de laguna anaeróbica abierta en el escenario base, la profundidad de las lagunas deben ser verificados sobre la base de datos históricos disponibles para al menos un año antes de la ejecución de la actividad de proyecto. En caso de que se construyan nuevas lagunas
--	--	---

		<p>anaeróbicas abiertas, la profundidad de las lagunas se determinará de acuerdo con la orientación proporcionada en el paso 1 de la sección "Procedimiento para la identificación del escenario de referencia más plausible y evaluación de la adicionalidad "</p> <ul style="list-style-type: none">• El tiempo de residencia de la materia orgánica en el sistema de lagunas anaeróbicas abiertas es de al menos 30 días. <p>En el caso de un sistema existente de lagunas anaeróbicas abiertas en el escenario base, el tiempo de residencia de la materia orgánica en la laguna debe ser verificada a partir de datos históricos disponibles para un año antes de la ejecución de la actividad de proyecto. En caso de que se construyan nuevos sistemas de laguna anaeróbica abierta, el tiempo de residencia de la materia orgánica en las lagunas se debe determinar siguiendo las orientaciones previstas en el paso 1 de la sección "Procedimiento para la identificación del escenario de línea de base más plausible y evaluar la adicionalidad".</p> <p>Esta metodología sólo es aplicable si el escenario de línea de base más plausible es tal que:</p> <ul style="list-style-type: none">• Las aguas residuales habrían sido tratadas en un sistema de laguna anaeróbica ya existente (W3) o nuevo (W6) bajo claras condiciones de anaerobiosis y sin recuperación de metano y su posterior quema;
--	--	--

		<ul style="list-style-type: none"> • El lodo que se habría producido en el sistema de lagunas de la línea de referencia se habrían sumergido o disuelto disolución (S1), o se habría secado bajo condiciones controladas y aeróbicas, y dispuesto a continuación en un relleno sanitario con recuperación de metano o su aplicación en el suelo (S2); • La electricidad producida a partir de biogás en el escenario del proyecto, si hubiese, se produciría con el uso de combustibles fósiles en una planta eléctrica para uso interno (E1), u obtenidos de la red (E2); • El calor producido con biogás en el escenario del proyecto, si hubiese, se produciría con combustibles fósiles en una planta de cogeneración eléctrica para uso interno (H1), o el uso de combustibles fósiles en una caldera (H2).
Pequeña Escala		
AMS IIID	<p>“Methane recovery in animal manure management systems”</p>	<p>Para reducción de emisiones anuales mayores a 5 Tn de CO2e por sistema.</p> <p>1. Esta metodología cubre las actividades de proyectos que supongan la sustitución o modificación de los actuales sistemas de gestión anaeróbica de estiércol en las explotaciones ganaderas para lograr la recuperación de metano y la destrucción por quema / combustión o el uso lucrativo del metano recuperado. Esta metodología es aplicable únicamente en las siguientes condiciones:</p> <p>(A) La población de ganado en la finca se maneja en confinamiento;</p> <p>(B) El estiércol o las corrientes obtenidas después del tratamiento no son vertidas en los</p>

		<p>recursos hídricos naturales (por ejemplo, ríos o estuarios), de lo contrario AMS-III.H se aplicará;</p> <p>(C) La temperatura media anual del sitio de referencia donde se encuentra el centro de tratamiento anaeróbico de estiércol es mayor de 5 ° C;</p> <p>(D) En el escenario de referencia el tiempo de retención de los residuos de estiércol en el sistema de tratamiento anaeróbico es superior a 1 mes, y en caso de lagunas anaeróbicas en la línea de base, su profundidad es al menos de 1 m;</p> <p>(E) No hay recuperación de metano y destrucción por quema o combustión en el escenario base.</p> <p>2. La actividad del proyecto deberán cumplir las condiciones siguientes:</p> <p>(A) Los lodos finales deben ser tratados aeróbicamente. En caso de que se apliquen en el suelo, deben garantizarse las condiciones y procedimientos adecuados (que no generen emisiones de metano)</p> <p>(B) Se deberán usar las medidas técnicas necesarias para asegurarse de que todo el biogás producido por el digestor se utiliza o se quema;</p> <p>(C) El tiempo de almacenamiento del estiércol después de la eliminación del material de los establos de los animales, incluido el transporte, no deberá exceder de 5 días antes de ser introducido en el digestor anaeróbico. Si el proponente del proyecto puede demostrar que el contenido de materia seca del estiércol, cuando</p>
--	--	--

		<p>es extraído, es superior al 20%, este límite temporal no se aplicará.</p> <p>3- Para los proyectos que recuperan el metano del tratamiento de aguas residuales deberá utilizarse la metodología AMS-III.H.</p> <p>4. El metano recuperado puede también ser utilizado para las siguientes aplicaciones en lugar de la quema o combustión:</p> <p>(A) la generación de energía térmica o eléctrica directamente,</p> <p>(B) La generación de energía térmica o eléctrica después del embotellado del biogás,</p> <p>(C) la generación de energía térmica o eléctrica después de la mejora y distribución:</p> <p>(I) Mejora e inyección de biogás en una red de distribución de gas natural, sin mayores inconvenientes en la transmisión.</p> <p>(ii) Mejora y transporte de biogás a través de una red para usuarios finales.</p> <p>5. Si el metano recuperado se utiliza para actividades de proyectos incluidos en el apartado 4 (a), ese componente de la actividad de proyecto deberá utilizar una categoría del tipo I.</p> <p>6. Si el metano recuperado se utiliza para actividades de proyectos incluidos en el apartado 4 (b) o 4 (c), deberán usarse las disposiciones pertinentes de la AMSIII.H relacionados con la mejora, el embotellado de biogás, la inyección de biogás en una red de distribución de gas natural y el transporte de biogás a través de la red.</p>
--	--	---

		<ul style="list-style-type: none"> - La reducción de emisiones agregadas (de todos los sistemas) debe ser igual o menor a 60 KT CO₂e.
AMS IIR	Methane recovery in agricultural activities at household/small farm level	<ul style="list-style-type: none"> - Esta categoría abarca los proyectos de recuperación y destrucción de metano del estiércol y los residuos de las actividades agrícolas que en ausencia de la actividad de proyecto sufrirían descomposición anaeróbica emitiendo metano a la atmósfera. Las emisiones de metano se evitarán por: <ul style="list-style-type: none"> (A) Instalación de sistema de recuperación de metano y la combustión de una fuente existente de las emisiones de metano, o (B) Cambio de la práctica de la gestión de los residuos biogénicos o materia prima a fin de lograr la digestión anaerobia controlada y equipado con un sistema de recuperación de metano y de combustión. - Para reducción de emisiones anuales menores o iguales a 5 Tn de CO₂e por sistema. - Se usa en combinación con la AMS-I.C - La reducción de emisiones agregadas (de todos los sistemas) debe ser igual o menor a 60 KT CO₂e. - La actividad del proyecto deberán cumplir las condiciones siguientes: <ul style="list-style-type: none"> (A) Los lodos deben ser tratados aeróbicamente. En caso de aplicación final en el suelo de los lodos se deben asegurar procedimientos adecuados que aseguren que no hay emisiones de metano. (B) Se deben tomar medidas (por ejemplo,

		<p>combustión o quema en un quemador de biogás para cocción) para garantizar que todo el metano recogidos por el sistema de recuperación se destruye.</p>
<p>AMS-III.H.</p>	<p>Methane recovery in wastewater treatment</p>	<p>1. Esta metodología consta de medidas que recuperan biogás a partir de materia orgánica biogénica de aguas residuales por medio de uno, o una combinación de las siguientes opciones:</p> <p>(A) La sustitución de los sistemas aeróbicos de tratamiento de las aguas residuales por sistemas anaeróbicos de tratamiento de lodos con sistemas de recuperación de biogás y su combustión;</p> <p>(B) Introducción de un sistema anaeróbico de tratamiento de lodos con recuperación de biogás y de combustión con una planta de tratamiento de aguas residuales sin tratamiento de lodos;</p> <p>(C) Introducción de la recuperación de biogás y combustión de un sistema de tratamiento de lodos;</p> <p>(D) Introducción de la recuperación de biogás y combustión en un sistema de tratamiento anaerobio de aguas residuales, tales como reactor anaerobio, laguna, tanque séptico</p> <p>(E) Introducción de tratamiento anaerobio de aguas residuales con la recuperación de biogás y de combustión, con o sin tratamiento de lodos anaeróbicos; en un flujo de aguas residuales sin tratar</p> <p>(F) Introducción de una etapa secuencial de tratamiento de aguas residuales con la recuperación de biogás y combustión, con o sin tratamiento de lodos, en un sistema anaerobio</p>

		<p>de tratamiento de aguas residuales sin recuperación de biogás (por ejemplo, la introducción del tratamiento en un reactor anaeróbico con recuperación de biogás como un paso para el tratamiento secuencial de aguas residuales que actualmente se está tratando en una laguna anaeróbica, sin recuperación de metano).</p> <p>2. En los casos donde el sistema de referencia es la laguna anaerobia la metodología es aplicable si:</p> <p>(A) Las lagunas son estanques con una profundidad superior a dos metros y sin aireación.</p> <p>El valor de la profundidad se obtiene a partir de documentos de diseño de ingeniería, o por medio de medición directa, o dividiendo la superficie por el volumen total. Si el nivel de llenado de la laguna varía estacionalmente, la media de los niveles máximo y mínimo pueden adoptarse;</p> <p>(B) la temperatura ambiente supera los 15 ° C, por lo menos durante parte del año, con base en un promedio mensual.</p> <p>C) El intervalo mínimo entre dos eventos consecutivos de colecta de lodos es de 30 días.</p> <p>3. El biogás recuperado de las medidas anteriores puede también ser utilizados para las siguientes aplicaciones en lugar de la combustión / quema:</p> <p>(A) la generación de energía térmica o eléctrica directa;</p> <p>(B) La generación de energía térmica o eléctrica</p>
--	--	---

		<p>después del embotellado del biogás mejorado</p> <p>(C) la generación de energía térmica o eléctrica después de la mejora y distribución:</p> <p>(I) Mejora e inyección de biogás en una red de distribución de gas natural sin significativas restricciones de transmisión ;</p> <p>(II) Mejora y transporte de biogás a través de una red para usuarios finales, o</p> <p>(D) la producción de hidrógeno.</p> <p>4. Si el biogás recuperado se utiliza para actividades de proyectos incluidos en el apartado 3 (a), para ese componente de la actividad de proyecto puede utilizar una metodología correspondiente en Tipo I.</p> <p>5. Si el biogás recuperado se utiliza para la producción de hidrógeno (actividades del proyecto incluidos en el apartado 3 (d)), ese componente de la actividad de proyecto deberá usar la metodología de la AMSIII.O.</p> <p>6. Para las actividades de proyectos incluidos en el apartado 3 (b), si el biogás mejorado es vendido fuera del ámbito del proyecto, el uso final del biogás se garantizará a través de un contrato entre el vendedor biogás embotellada y el usuario final.</p> <p>7. Para las actividades de proyectos incluidos en el apartado 3 (c) (i), la reducción de emisiones por el desplazamiento del uso del gas natural son elegibles bajo esta metodología, siempre que la extensión geográfica de la red de distribución de gas natural está dentro de los límites del país de acogida.</p> <p>8. Para las actividades de proyectos incluidos en</p>
--	--	--

		<p>el apartado 3 (c) (ii), la reducción de emisiones por el desplazamiento de la utilización de combustibles pueden ser reclamados siguiendo lo dispuesto en la correspondiente metodología Tipo I, por ejemplo, AMS-I.C.</p> <p>9. Para las actividades de proyectos incluidos en el apartado 3 (b) y (c), esta metodología es aplicable si la actualización se realiza utilizando una de las siguientes tecnologías de tal manera que el metano contenido del biogás es mejorado de acuerdo con las reglamentaciones nacionales (cuando existen) o, en ausencia de normas nacionales, un mínimo de 96% (en volumen). Estas condiciones son necesarias para garantizar que el biogás recuperado es completamente destruido por la combustión en el uso final:</p> <ul style="list-style-type: none">• La presión de adsorción del oscilación;• La absorción con y sin circulación de agua;• La absorción de agua, con o sin recirculación de agua (con o sin recuperación de las emisiones de metano de alta). <p>10. Nuevas instalaciones y actividades de proyectos que impliquen un cambio de equipo resultando en una capacidad adicional de las aguas residuales o del sistema de tratamiento de lodos en comparación con la capacidad de diseño del sistema de tratamiento de referencia, sólo son elegibles para aplicar esta metodología, si cumplan con los requisitos pertinentes de las directrices generales para las metodologías del MDL de pequeña escala.</p> <p>11. Para las actividades de proyectos incluidos</p>
--	--	---

		<p>en el apartado 3 (b) y (c), se debe seguir la orientación adicional del Anexo 1 así como los procedimientos en las correspondientes secciones siguientes.</p> <p>12. La ubicación de la planta de tratamiento de aguas residuales, así como la fuente que genera las aguas residuales se definirán de manera inequívoca y se describe en el PDD.</p> <p>13. La reducción de emisiones agregadas (de todos los sistemas) debe ser igual o menor a 60 KT CO2 equivalente año.</p>
AMS-III.I.	Avoidance of methane production in wastewater treatment through replacement of anaerobic lagoons by aerobic systems	<p>1. Esta metodología consta de tecnologías y medidas que eviten la producción de metano a partir de materia orgánica en las aguas residuales que son tratados en los sistemas anaeróbicos. Debido a la actividad del proyecto, el sistema anaeróbico (sin recuperación de metano) son sustituidos por sistemas biológicos aeróbico</p> <p>La actividad del proyecto no recupera o quema el metano en las aguas residuales de las instalaciones de tratamiento (a diferencia de AMS-III.H).</p> <p>2. Las medidas se limitan a los que se traducen en reducciones de emisiones inferior o igual a 60 kt equivalentes de CO₂ al año.</p>
AMS-III.Y.	Methane avoidance through separation of solids from wastewater or manure treatment	<p>1. Esta metodología consta de las tecnologías y medidas para evitar o reducir la producción de metano de los sistemas de tratamiento anaerobio de aguas residuales y manejo de estiércol, mediante la eliminación de sólidos de las aguas residuales o del estiércol líquido. Los sólidos</p>

	<p>systems</p>	<p>separados, deberán posteriormente ser tratados más a fondo, utilizados o eliminados de manera que resulta en menores emisiones de metano.</p> <p>2. La actividad del proyecto no recupera y quema el biogás es decir, las aguas residuales o la planta de tratamiento de estiércol de la línea de base, así como el sistema del proyecto no están equipados con la recuperación de metano.</p> <p>Actividades de proyecto que recuperan y queman biogás a partir de sistemas de gestión del estiércol deben considerar las metodologías AMS-III.D o AMS III.R. Actividades de proyecto que recuperan y queman biogás a partir de sistemas de tratamiento de aguas residuales deberá considerar AMS-III.H. Actividades de proyecto que sustituyen sistemas anaeróbicos de tratamiento de aguas residuales por un sistema de tratamiento aeróbico de aguas residuales deberá considerar la AMS-III.I.</p> <p>La tecnología para la separación de sólidos será una o una combinación de las siguientes de forma de lograr un contenido mínimo de materia seca de los sólidos separados de más de 20%:</p> <p>(A) Una fase previa de separación con tratamiento químico de la mezcla con un floculante, adoptada para mejorar la eficiencia de la subsiguiente etapa mecánica del proceso de separación;</p> <p>(B) tecnología de separación mecánica sólido / líquido (por ejemplo, fija, vibratoria o pantallas de rotación, centrífugas, hidrociclones, los sistemas de prensa / tornillos), operando en línea con el influjo de las aguas residuales generadas</p>
--	-----------------------	---

		<p>recientemente a fin de evitar el estancamiento;</p> <p>(C) tratamiento térmico de evaporación del contenido de agua de los residuos, ya sea por la liberación de vapor a la atmósfera o de condensación en un líquido fracción (condensado) que contiene los sólidos volátiles insignificante o de carga COD, dando como resultado en una fracción sólida. Los ejemplos incluyen las tecnologías de evaporación y secado por aspersión.</p> <p>4. El contenido de materia seca de los sólidos separados se mantendrá superior al 20% a lo largo del proceso hasta su eliminación definitiva, destrucción o uso (por ejemplo, la distribución en el suelo). El intervalo de tiempo total para el proceso de separación hasta llegar al 20% materia seca deberá ser inferior a 24 horas.</p> <p>5. La separación de sólidos por gravedad (tanques de sedimentación / cuencas, lagunas, o geotextil contenedores / sacos) no está incluido en esta metodología.</p> <p>6. En el caso de los sistemas de gestión del estiércol de animales deben cumplir las siguientes condiciones:</p> <p>(A) Los animales serán administrados en condiciones de confinamiento;</p> <p>(B) Ningún material de cama orgánica es utilizada en los establos de los animales o se añaden intencionadamente a los la corriente de estiércol;</p> <p>(C) Si los residuos de la línea de base fue tratado en una laguna anaeróbica u sistema de tratamiento líquido, ese el líquido de la salida de</p>
--	--	---

		<p>la laguna fue reciclado como agua de lavado o se utiliza para regar los campos. De cualquier manera no es arrojado en el río / lago / mar. En el caso que la descarga de efluentes se de en el río / lago / mar, el sistema se considera como un sistema de tratamiento de aguas residuales y no un sistema de gestión del estiércol;</p> <p>(D) Un intervalo mínimo de seis meses se debe dar entre cada extracción de la sólidos acumulados en la laguna.</p> <p>7. En el caso de los sistemas de tratamiento de aguas residuales se deben cumplir las condiciones siguientes:</p> <p>(A) Los sistemas de tratamiento de la línea de base no incluyen un proceso de separación de sólidos finos (es decir, clasificación de menos de 10 mm de apertura, separación mecánica, etc.);</p> <p>(B) En caso de que el sistema de tratamiento inicial fue una laguna anaeróbica o un sistema de tratamiento líquido, un intervalo mínimo de 30 días debe darse entre cada extracción de los sólidos acumulados en la laguna.</p> <p>8. Esta metodología no es aplicable cuando el proyecto trata de sólidos retirados de una laguna ya existente o lodos provenientes de los poblados o de cualquier otro dispositivo de tratamiento biológicamente activa del sistema de tratamiento de las aguas residuales de la línea de base</p> <p>9. Los sólidos separados, deben tratarse en profundidad, las emisiones resultantes de un tratamiento adicional, almacenamiento, uso o disposición deben ser consideradas. Si los</p>
--	--	--

		<p>sólidos se queman para la generación térmica o de calor ese componente de la actividad de proyecto puede utilizar una metodología del Tipo I. Si los sólidos son mecánica o térmicamente tratados para producir combustible derivado de desechos (RDF) o biomasa estabilizada (SB), deben seguirse las disposiciones pertinentes de la metodología AMS-III.E. Si los sólidos son utilizados como alimentos para animales (por ejemplo, alimentar a las vacas, cerdos), las emisiones de la fermentación entérica y las emisiones del estiércol, según el sistema de tratamiento de deben considerarse como emisiones del proyecto.</p> <p>10. La fracción líquida del sistema de separación sólida del proyecto debe ser tratada en un sistema de tratamiento con un factor de conversión de metano menor (MCF) que el del sistema de la línea de base.</p> <p>11. Esta metodología se aplica a situaciones en las que los sistemas de tratamiento de referencia han sido operativos por lo menos 3 años antes de la fecha de inicio del proyecto. Nuevas instalaciones (proyectos de nueva planta) y actividades de proyectos que impliquen un cambio de equipo que resulta en una mejora de la eficiencia o aumento en la capacidad del sistema de tratamiento en comparación con la capacidad prevista del sistema de tratamiento de la línea de base, sólo son elegibles para aplicar esta metodología si se ajustan a los requisitos de la Guía General para metodologías de pequeña escala sobre estos temas.</p>
--	--	--

		<p>Además, se deberán seguir los requisitos para la demostración de vigencia restante del equipo repuesto como se describe en la guía general.</p> <p>12. En caso de floculantes se utiliza en las actividades del proyecto, las emisiones del proyecto y las fugas por el uso de floculantes se debe tomar en cuenta.</p> <p>13. Las medidas se limitan a los que se traducen en reducciones de emisiones inferior o igual a 60 Kt de CO2 equivalente por año.</p>
--	--	---

I. 2. Metodologías de eficiencia energética del lado de la demanda

AM0017 Rev. 2: Mejora de eficiencia en sistemas de vapor por reemplazo de trampas de vapor y retorno de condensado.

AM0018 Rev. 2.0.2: Sistema de optimización de vapor.

AM0020 Rev. 2: Metodología de línea de base para mejoras de eficiencia en bombeo de agua.

AM0046 Rev. 2: Distribución de lámparas eficientes en hogares.

AM0060 Rev. 1.0.1: Ahorro de energía por reemplazo de enfriadores (chiler) de mayor eficiencia energética.

AM0068 Rev. 1: Metodología para mejorar la eficiencia energética por modificaciones de instalaciones de producción de ferroaleaciones.

AM0086 Rev. 1: Instalación de purificadores de agua de energía cero para aplicaciones de agua potable.

AM0089 Rev. 1: Separación de aire usando recuperación de energía criogénica de la vaporización del GNL.

AMS-IIC Rev. 13: Actividades de eficiencia energética del lado de la demanda para tecnologías específicas (lámparas, balastos, refrigeradores, motores, ventiladores, aires acondicionados, sistemas de bombeo).

AMS-IIE Rev. 10: Eficiencia energética y medidas de sustitución de combustibles para edificios.

AMS-IIF Rev. 9: Eficiencia energética y sustitución de combustibles en instalaciones y aplicaciones agrícolas.

AMS-IIG Rev. 2: Eficiencia energética en aplicaciones térmicas de biomasa no renovable.

AMS-IIJ Rev. 4: Actividades del lado de la demanda para tecnologías de iluminación eficiente.

AMS-IIK Rev. 1: Instalación de sistemas de cogeneración ó trigeneración para suministro de energía a edificios comerciales.

AMS-IIIX Rev. 2: Eficiencia energética y recuperación de HFC-134a en heladeras residenciales.

AMS-IIIAE Rev. 1: Medidas de eficiencia energética y energías renovables en nuevos edificios residenciales.

AMS-IIIAL Rev. 1: Conversión de plantas de generación de potencia de ciclo simple a ciclo combinado.

I. 3. Metodologías vinculadas con la Industria del Cemento

Dentro de este sector se han utilizado metodologías de aplicación general así como específicas de la industria del cemento. A continuación se citan solamente las específicas para este sector industrial.

ACM0003 Rev.5: Metodología Consolidad para reducción de emisiones por sustitución parcial de combustible fósil con combustible alternativo o fuel con menor contenido de C en la fabricación de cemento.

Para instalaciones existentes de producción de clinker:

- **Inversión significativa para poder sustituir combustible.**
- **Durante los 3 últimos años previos no se usaron combustibles alternativos.**
- **La reducción de emisiones de CO2 se deben solo a la combustión y el CO2 de la des-carbonatación de la materia prima no es relevante.**
- **Solo para la capacidad instalada (tn clinker/año).**

Si se usan residuos de biomasa:

- **La biomasa no se produce químicamente previo a la combustión en la planta, pero puede ser secada mecánicamente. Además la preparación de la biomasa no emite GEI (CH4, por tratamientos anaeróbicos, efluentes acuosos o por la producción de carbón vegetal).**
- **La biomasa es almacenada bajo condiciones aeróbicas.**

Si se usa biomasa renovable:

- **La preparación del suelo para plantación no causa en el largo tiempo emisiones del C del suelo.**
- **Luego de la cosecha tendrá lugar la regeneración (natural o por plantación directa).**
- **No hay pastoreo en la plantación.**
- **No se da la revegetación natural en ausencia del proyecto (natural o x intervención del hombre).**
- **No se recolecta leña en la zona de plantación, previo al proyecto.**
- **Por lo menos 10 años antes de la implementación del proyecto el área no era bosque.**
- **Los trabajadores que desarrollaban tareas en el área de plantación deben ser conservados.**

- **El área del proyecto debe cumplir con los siguientes requerimientos:**
 - **Deben ser degradadas y en ausencia del proyecto no serían usadas para agricultura o forestación.**
 - **Si son usadas para agricultura, hay que demostrar que no existe forestación naturalmente.**
 - **Si el suelo severamente degradado se puede demostrar con uno o más de los siguientes indicadores:**
 - **Vegetación degradada. Ejemplo: La cubierta copa de árboles preexistentes ha disminuido en el pasado reciente por otras razones que no sean actividades de cosecha sostenibles;**
 - **Suelos degradados. Ejemplos:- la erosión del suelo se ha incrementado en el pasado reciente; ó – el contenido de materia orgánica del suelos ha decrecido en el pasado reciente.**
 - **Influencia del hombre. Ejemplos: - hay historial reciente de pérdida de vegetación y suelo debida a acciones del hombre; y demostrando que se llevan a cabo actividades/acciones del hombre que impiden la regeneración natural.**

La metodología no es aplicable a aquellas actividades de proyecto que implementan medidas de eficacia en la producción de clinker, tal como cambio de la configuración/del número de pre-calentadores.

Finalmente, esta metodología es aplicable solamente el escenario más plausible de la línea de base para el uso de combustibles en la planta del cemento es: que se continúa con la mezcla actual de combustibles o se usa una mezcla diferente pero de combustible fósil. Del procedimiento para la

selección del escenario más plausible de línea de base y la demostración de la adicionalidad, surge el escenario más plausible de línea de base para el uso de combustibles alternativos.

ACM0005 Rev.4: Metodología Consolidada para incremento del blending en la producción de cemento.

Proyecto que aumentan la participación de aditivos (bajando la participación de clinker) en la producción de cementos tipo bajo las prácticas habituales del país.

Los aditivos (se mezclan con clinker) y pueden ser cenizas volátiles, yeso (gypsum), escoria-escombros (slag).

Las condiciones de aplicación son:

- **No hay almacenaje de aditivos.**
- **Los participantes de proyecto deben demostrar que no hay asignación o uso alternativo para la cantidad adicional de aditivos usados en la actividad del proyecto. Si la disponibilidad de aditivos no se verifica las reducciones de emisiones del proyecto serán descontadas según lo contorneado abajo:**
 - **Esta metodología es aplicable a producción de la planta de la actividad de proyecto vendida en el mercado nacional y excluye la exportación del cemento mezclado.**
 - **Están disponibles los datos adecuados de los tipos de cementos que integran el mercado local.**
- **La actividad de proyecto es la reducción de la cantidad de clinker por tonelada de cemento mezclado.**
- **La actividad del proyecto solamente cuenta las reducciones de emisión de GEI asociadas con el incremento de nivel del blending;**

- Otras medidas tales como mejoras de eficiencia energética se deben considerar como una actividad de proyecto separada.
- Para estimar las reducciones de emisión de manera conservadora y reflejar las tendencias endógenas en el nivel de mezcla en la región, se usan aproximaciones de estudios de benchmark. El benchmark se define como la línea de base de la sección.

ACM0015 Rev.3: Metodología Consolidada para actividades de proyecto usando materias primas alternativas que no contienen carbonatos para la producción de la Clinker en Hornos de cemento.

Esta metodología es aplicable a las actividades del proyecto que utilizan materias primas alternativas que no contienen carbonatos para la producción de Clinker (escoria) (AMC²⁵) en hornos de cemento. La materia prima alternativa (AMC) que sustituye parcialmente o completamente a la materia prima que contiene carbonatos de calcio y/o de magnesio (ejemplo: piedra caliza) y que podría sino ser usado en los hornos.

Esta metodología es aplicable bajo las siguientes condiciones adicionales:

- El uso de materiales alternativos no aumentará ni la capacidad de producción ni el tiempo de la vida del equipamiento.
- Esta metodología es aplicable solamente a plantas de cemento existentes.
- El tipo y calidad de clinker producido será el mismo en la línea de base y el proyecto.
- Las materias primas alternativas nunca fueron utilizadas en las instalaciones de producción antes de la puesta en marcha de la actividad del proyecto.
- La cantidad de AMC disponible será por lo menos 1.5 veces que la cantidad requerida por todos los usuarios existentes, incluyendo otras

²⁵ AMC (alternative raw materials that do not contain carbonates)

aplicaciones de la industria del cemento, consumo el mismo AMC en el área de proyecto, es decir la cantidad total requerida para el proyecto así como otros usuarios de las materias primas alternativas. El área de proyecto en este contexto se define como el área definida por un radio de 200 kilómetros alrededor de la actividad del proyecto incluyendo por lo menos las diez plantas del cemento lo más cerca posible a la planta de la actividad del proyecto.

- Hay información histórica suficiente sobre las instalaciones de producción de clinker, las materias primas usadas, y la performance energía del horno.

Esta metodología no es aplicable para las siguientes actividades:

- Iniciativas de eficiencia energética por mejoras en equipos de proceso (mejora en torres, separadores de molienda, quemadores, sistemas de control expertos, etc.).
- Sustitución de combustibles.

La cantidad de clinker usado para producir nuevas variedades de cemento se excluye del cálculo de emisiones, puesto que estas nuevas variedades no pertenecen a la categoría del cemento de la práctica común.

AM0024 Rev.2.1: Metodología para reducciones del gas de efecto invernadero debidas a la recuperación y la utilización del calor residual para la producción de energía en las plantas del cemento.

Esta metodología es aplicable a actividades del proyecto que utilizan el gas caliente residual generado en proceso de fabricación de clinker (es decir en los hornos de cemento) para producir electricidad.

La metodología es aplicable bajo condiciones siguientes:

- La electricidad producida se utiliza internamente, donde se localiza la actividad de proyecto propuesta, y exceso de la electricidad se suministra a la red; se asume que no hay exportación de la electricidad a

la red en el en el escenario de línea base (en caso de existir una central eléctrica cautiva).

- La electricidad generada bajo la actividad de proyecto desplaza electricidad de la red o de una fuente de generación específica identificada. La fuente de generación específica identificada podía ser una fuente de la producción de energía cautiva o una nueva fuente generación.
- La red o la fuente de la generación específica identificada está claramente identificada.
- El calor residual debe ser utilizado solamente en la actividad del proyecto.
- En escenario de la línea base, el reciclado del calor residual es posible solamente dentro del límite del proceso de fabricación de clinker (ejemplo: las líneas de montaje de clinker en el escenario de línea base podrían incluir algunos sistemas de la recuperación de calor para capturar una porción del calor residual del enfriador final del horno de clinker y utilizar este para precalentar para las materias primas y el combustible entrantes - utilización supuesta del calor residual del Tipo 1 según lo descrito en nota explicativa siguiente).

Esta metodología no es aplicable a las actividades de proyecto:

1. Donde el uso actual del calor residual o alternativa identificada (práctica común) de uso del calor residual está situado fuera del proceso de fabricación de clinker (entonces llamado tipo 2 - utilización del calor residual según lo descrito en nota explicativa);
2. Que afectan las emisiones de procesos dde las plantas del cemento.

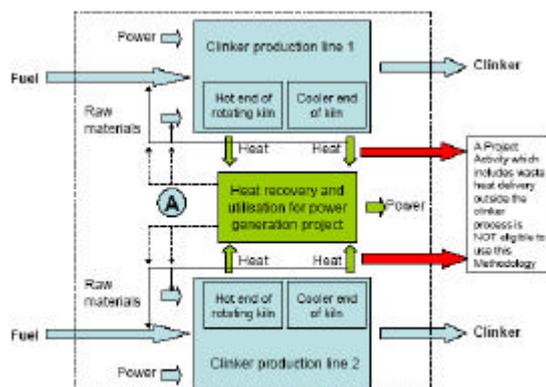


Figure 1. Schematic of sample Project Activity

Nota explicativa sobre la aplicabilidad de criterio 5 antedicho

El figura 1 muestra un ejemplo de una actividad del proyecto donde dos líneas de producción de clinker están conectadas a un recuperador de calor residual y utilizado por un proyecto generación eléctrica para explicar el concepto de Tipo 1 y Tipo 2- utilizando calor residual.

- a) La actividad del proyecto en vez de ventear el calor residual del proceso de fabricación de clinker, produce electricidad del calor capturado en el extremo caliente y el extremo frío del horno usando calderas de la recuperación de calor y unidades de la generación;
- b) Las líneas de producción de clinker a veces se diseñan con algunos sistemas de la recuperación de calor en lugar de capturar una porción del calor residual del extremo más frío del horno de clinker y lo utiliza para calentar para materias primas y combustible entrantes. Esto se muestra en la figura 1 como las líneas llenas finas. El calor residual es a veces de- templado previo al uso para calentamiento del carbón entrante al molino;
- c) Después que la actividad de proyecto está instalada el calor residual de la misma actividad de proyecto (es decir salida de la caldera de recuperación de calor) se puede utilizar para precalentar las materias primas y el combustible. Esto se muestra con líneas de puntos en el punto marcaron A.

- d) **Las mediciones antes y después del consumo específico de combustible por unidad de clinker de salida de las líneas de clinker conectadas a actividad del proyecto, por definición, capturarían el impacto verdadero de cualquier cambio en las emisiones como resultando de este cambio en los caudales caloríficos residuales.**
- e) **Con el propósito de determinar las condiciones bajo las cuales la metodología es aplicable, el uso potencial del calor residual en el escenario de la línea base se divide en dos categorías:**
 - I. **Utilización de calor residual- Tipo 1: Éste es cuando el calor residual se utiliza en el escenario de la línea base dentro del límite del balance energético del proceso de fabricación de clinker y el cual se refleja en el consumo específico de combustible de la línea de la clinker por la unidad de salida de clinker.**
 - II. **Utilización del calor residual – Tipo 2: Éste es el uso actual o el uso alternativo identificado (práctica común) del calor residual suministrado a usos fuera del límite del proceso de fabricación de clinker (ejemplo: a otros usuarios industriales locales, proyectos de calefacción locales, etc.).**

AM0033 Rev.2: Uso de las fuentes de calcio no-carbonatadas en la mezcla primaria para el procesamiento del cemento.

Esta metodología es aplicable a las actividades del proyecto de la industria del cemento, que sustituyen una parte o toda la materia prima usada para la producción de clinker por fuentes de calcio no-carbonatadas de piedra caliza y arcilla que continuarían siendo utilizadas durante el período de acreditación. La metodología es aplicable tanto a plantas existentes como a plantas nuevas.

Esta metodología es aplicable bajo las siguientes condiciones:

- **Las reducciones de emisiones de CO₂ se relacionan con el CO₂ generado de la descarnatación de materias primas (típicamente CaCO₃ y**

MgCO₃) y no están relacionadas con las emisiones de CO₂ generadas del quemado de combustible fósil.

- **Las materias primas (piedra caliza y arcilla) usadas para la producción de clinker son parcialmente o totalmente substituida por fuentes de calcio no carbonatadas. El tipo y la calidad de clinker producido siguen siendo iguales en línea base y en el proyecto.**
- **Las materias primas no carbonatadas están disponibles en la región (definido como área, incluyendo por lo menos diez plantas de cemento lo más cerca posible a la planta de la actividad del proyecto) o el país es tal que no ocurrirán fugas debido al desplazamiento de otras aplicaciones de estas materias primas no carbonatadas.**

AM0033 Rev.2: Uso de las fuentes de calcio no-carbonatadas en la mezcla primaria para el procesamiento del cemento.

ANEXO III - DETALLE DE CÁLCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES

Sector Agropecuario

Detalle - Cría Confinada de Porcinos

a) Quema de biogás sin aprovechamiento energético:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
N_{LT_breed}	Cantidad de Madres	Cabezas	$N_{LT_market}/20$	2da Comunicación Nacional	Se suponen 20 Capones por Madre	272
W_{site_breed}	Peso Promedio Madres	Kgs.	Tabla 10-A-8	IPCC 2006	Se toman valores de EUA.	198
N_{LT_market}	Cantidad de Capones	Cabezas	Dato	Base de cálculo	Se toma como base 1000 Capones	1.000
W_{site_market}	Peso promedio Capones	Kgs.	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Se toman valores de EUA.	46
B_{0,LT,y_breed}	Capacidad máxima de producción de metano del estiércol (Madres)	m^3CH_4/kg VS	Tabla 10-A-8	IPCC 2006	Se toman valores de EUA	0,48
B_{0,LT,y_market}	Capacidad máxima de producción de metano del estiércol (Capones)	m^3CH_4/kg VS	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Se toman valores de EUA	0,48
$VS_{default_breed}$	Sólidos volátiles excretados x Día (Madres)	kg MS/animal/ Día	Tabla 10-A-8	IPCC 2006	Se toman valores de EUA	0,50
$VS_{default_market}$	Sólidos volátiles excretados x Día (Capones)	kg MS/animal/ Día	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Se toman valores de EUA	0,27
n_{dy}	Días en el sistema de Gestión de estiércol.	Días	Año Calendario	Supuesto		365
VS_{LT,y_breed}	Sólidos volátiles excretados x Año (Madres)	kg MS/animal/ Año	Ecuación 2	Metodología III.D	Se supone el mismo peso que valores por defecto IPCC 2006	182,50
VS_{LT,y_market}	Sólidos volátiles excretados x Año (Capones)	kg MS/animal/ año	Ecuación 2	Metodología III.D	Se supone el mismo peso que valores por defecto IPCC 2006	98,55
GWP_{CH_4}	Potencial de calentamiento Global	tCO_2e/tCH_4	Dato	Metodología III.D		21
D_{CH_4}	Densidad del metano	t/m^3	Dato	Metodología III.D	Condiciones CNPT: 20 - 1 atm.	0,00067
MCF_j	Factor de Conversión Sistema de tratamiento	%	Tabla 10.17 - Volumen 4	IPCC 2006	Se toma como valor de temperatura promedio 15°C y Laguna Anaeróbica no cubierta	74%
$MS_{%BI,j}$	Fracción Gestionada en el sistema de tratamiento	%			Se asume que la totalidad del rodeo se gestiona con el mismo sistema	100%
UF_b	Factor de corrección por incertidumbres del modelo	%		Metodología III.D	Valor por defecto	94%
BE_y	Emisiones de la línea de base	$tCO_2e/año$	Ecuación 1 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{%BI,j} / (N_{LT,breed} + N_{LT,market}) \times 1.000$	547,24
$E_{PL,y}$	Emisiones debidas a perdidas de biogás	$tCO_2e/año$	Ecuación 6	Metodología III.D	$PE_{PL,y} = 0.10 \times GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{%i,y}$	100,05

$PE_{flare,y}$	Emisiones provenientes de la combustión de biogás	tCO ₂ e/año	-	"Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane" Annex 13 - EB 28	No se cuenta con información para poder estimar las emisiones por la combustión.	-
PE_{power}	Emisiones por el uso de combustibles fósiles y electricidad en el proyecto	tCO ₂ e/año	-	Metodología I.D	Se considera despreciable el consumo incremental de Combustibles Fósiles y Energía Eléctrica.	-
$PE_{transp,y}$	Emisiones por transporte incremental	tCO ₂ e/año	-	Metodología III.F	Se considera que no hay un incremento del transporte ya que se trata el efluente en el mismo establecimiento	-
$PE_{storage,y}$	Emisiones por acumulación del estiércol	tCO ₂ e/año	Ecuación 8	Metodología III.D	Se considera que no hay acumulación de estiércol antes y/o después del sistema de biodigestión.	-
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$PE_y = (PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}) / (N_{LT,breed} + N_{LT,market}) \times 1.000$	78,67
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_y - PE_y$	468,57

b) Generación de Energía Eléctrica:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER_y (AMSIID) Expresadas en Metano.	22,31
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EH_{i,CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EH_{i,CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	268.596.514
$n_{GE,y}$	Rendimiento Sistema de Generación	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de generación del 20% sin considerar aprovechamientos del sistema de refrigeración.	20%
$EG_{BL,y}$	Cantidad neta de Energía Eléctrica desplazada de la red.	MwH/año		Estimación	Balance Energético en función del metano capturado y rendimiento energético sistema.	62
$EF_{CO_2,Grid,y}$	Factor de emisión de la Red Eléctrica Argentina	tCO ₂ e/Mw H	Dato - Margen Combinado Ex Ante con 0,50 BM y 0,50 OM	"Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system"	Secretaría de Energía - Año 2009 - Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ , de la Red Argentina de Energía Eléctrica - http://energia3.mec.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311	0,497
$BE_{BL,y}$	Emisiones de la línea de base (Electricidad)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_{BL,y} = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	31,07
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMC_{F_j} \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS\%_{0B1,j} / (N_{LT,breed} + N_{LT,market}) \times 1.000$	547,24
BE_y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año			$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{BL,y}$	578,31
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$PE_y = (PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}) / (N_{LT,breed} + N_{LT,market}) \times 1.000$	78,67

ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{BL,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	499,64
--------	------------------------	------------------------	--	--	---	--------

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo)

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER_y (AMSIII-D) Expresadas en Metano.	22,31
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EG_{CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EG_{CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	268.596.514
$\eta_{Thermal,y}$	Rendimiento aprovechamiento térmico	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de del 70%.	70%
PCI_{GLP}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	11.297
$Q_{GLP,y}$	Cantidad de Gas Licuado de Petróleo desplazado	Kgs GLP/año		Estimación	Balance Energético en función del metano capturado y rendimiento del sistema.	16.643
$EF_{GLP,y}$	Factor de emisión del Gas Licuado de Petróleo	KgCO ₂ e/Kg GLP	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	2,98
$BE_{thermal,y}$	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	49,65
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS\%_{0BI,j} / (N_{LTbreed} + N_{LTmarket}) \times 1.000$	547,24
BE_y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año			$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{thermal,y}$	596,88
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5 - Ajustada base 1.000	Metodología III.D	$PE_y = (PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}) / (N_{LTbreed} + N_{LTmarket}) \times 1.000$	78,67
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	518,21

Detalle - Cría Confinada de Bovinos (Feed-Lot)

a) Quema de biogás sin aprovechamiento energético:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$N_{LT_other\ cattle}$	Cantidad de animales	Cabezas	Dato	Base de calculo	Se toma como base 1.000 terneros	1.000
$W_{default_other\ cattle}$	Peso promedio Terneros (valor por defecto)	Kgs.	Tabla 10-A-5	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	305
$W_{site_other\ cattle}$	Peso promedio Terneros en pie	Kgs.	Tabla 3.4-44	2da Comunicaci ón Nacional	Dato de Ternero/a Feed Lot en Pie	200
$B_{0,LT,y_other\ cattle}$	Capacidad máxima de producción de metano del estiércol	$m^3CH_4/kg\ VS$	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	0,10
$VS_{default_other\ cattle}$	Sólidos volátiles excretados x Día	$kg\ MS/animal/\ Día$	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	2,50
n_{dy}	Días en Sistema de Gestion	Días	Año Calendario	Supuesto		365
$VS_{LT,y_other\ cattle}$	Sólidos volátiles excretados x Año	$kg\ MS/animal/\ Año$	Ecuación 2	Metodología III.D		598,36
GWP_{CH_4}	Potencial de calentamiento Global	tCO_2e/tCH_4	Dato	Metodología III.D		21
D_{CH_4}	Densidad del metano	t/m^3	Dato	Metodología III.D	Condiciones CNPT: 20 - 1 atm.	0,00067
MCF_j	Factor de Conversión Sistema de tratamiento	%	Tabla 10.17 - Volumen 4	IPCC 2006	Se toma como valor de temperatura promedio 15°C y Laguna Anaeróbica no cubierta	74%
$MS_{\%BI,j}$	Fracción Gestionada en el sistema de tratamiento	%			Se asume que la totalidad del rodeo se gestiona con el mismo sistema	100%
UF_b	Factor de corrección por incertidumbres del modelo	%		Metodología III.D	Valor por defecto	94%
BE_y	Emisiones de la línea de base	$tCO_2e/año$	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{\%BI,j}$	585,62
$PE_{PL,y}$	Emisiones debidas a pérdidas de biogás	$tCO_2e/año$	Ecuación 6	Metodología III.D	$PE_{PL,y} = 0.10 \times GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{\%oi,y}$	84,19
$PE_{flare,y}$	Emisiones provenientes de la combustión de biogás	$tCO_2e/año$	-	"Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane" Annex 13 - EB 28	No se cuenta con información para poder estimar las emisiones por la combustión.	-
PE_{power}	Emisiones por el uso de combustibles fósiles y electricidad en el proyecto	$tCO_2e/año$	-	Metodología I.D	Se considera despreciable el consumo incremental de Combustibles Fósiles y Energía Eléctrica.	-
$PE_{transp,y}$	Emisiones por transporte incremental	$tCO_2e/año$	-	Metodología III.F	Se considera que no hay un incremento del transporte ya que se trata el efluente en el mismo establecimiento	-

$PE_{storage,y}$	Emisiones por acumulación del estiércol	tCO ₂ e/año	Ecuación 8	Metodología III.D	Se considera que no hay acumulación de estiércol antes y/o después del sistema de biodigestión.	-
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	84,19
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_y - PE_y$	501,43

b) Generación de Energía Eléctrica:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER _y (AMSIII-D) Expresadas en Metano.	23,88
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EH_{CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EH_{CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	287.435.793
$\eta_{GE,y}$	Rendimiento Sistema de Generación	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de generación del 20% sin considerar aprovechamientos del sistema de refrigeración.	20%
$EG_{BL,y}$	Cantidad neta de Energía Eléctrica desplazada de la red.	MwH/año		Estimación	Balace Energético en función del metano capturado y rendimiento energético sistema.	67
$EF_{CO_2,Grid,y}$	Factor de emisión de la Red Eléctrica Argentina	tCO ₂ e/MwH	Dato - Margen Combinado Ex Ante con 0,50 BM y 0,50 OM	"Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system"	Secretaría de Energía - Año 2009 - Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ , de la Red Argentina de Energía Eléctrica - http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311	0,497
$BE_{BL,y}$	Emisiones de la línea de base (Electricidad)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_{BL,y} = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	33,25
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMC_{F_j} \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times V_{SLT,y} \times MS\%_{BL,j}$	585,62
BE_y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año			$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{BL,y}$	618,87
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	84,19
ER_y	Reduccion de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{BL,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	534,68

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo)

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER _y (AMSIII-D) Expresadas en Metano.	23,88
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EG_{CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EG_{CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	287.435.793
$\eta_{Thermal,y}$	Rendimiento aprovechamiento térmico	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de del 70%.	70%

PCI_{GLP}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	11.297
$Q_{GLP,y}$	Cantidad de Gas Licuado de Petróleo desplazado	Kgs GLP/año		Estimación	Balace Energético en función del metano capturado y rendimiento del sistema.	17.810
$EF_{GLP,y}$	Factor de emisión del Gas Licuado de Petróleo	KgCO ₂ e/Kg GLP	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	2,98
$BE_{thermal,y}$	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	53,13
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS\%_{Bl,j}$	585,62
BE_y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año			$BE_y = BE_{CH_4,y} + BE_{thermal,y}$	638,75
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	84,19
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	554,56

Detalle - Tambos

a) Quema de biogás sin aprovechamiento energético:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$N_{LT_dairy\ cow}$	Cantidad de animales	Cabezas	Dato	Base de calculo	Se toma como base 1.000 Vacas en Ordeñe	1.000
$W_{default_dairy\ cow}$	Peso promedio Terneros (valor por defecto)	Kgs.	Tabla 10-A-5	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	400
$W_{site_dairy\ cow}$	Peso promedio Terneros en pie	Kgs.	Tabla 3.4-44	2da Comunicaci ón Nacional	Dato peso en Pie vaca en ordeñe	600
$B_{0,LT,y_dairy\ cow}$	Capacidad máxima de producción de metano del estiércol	$m^3CH_4/kg\ VS$	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	0,13
$VS_{default_dairy\ cow}$	Sólidos volátiles excretados x Día	$kg\ MS/animal/ Día$	Tabla 10-A-7	IPCC 2006	Valores x defecto Latinoamérica	2,90
n_{dy}	Días en Sistema de Gestion	Días	Año Calendario	Supuesto		365
$VS_{LT,y_dairy\ cow}$	Sólidos volátiles excretados x Año	$kg\ MS/animal/ año$	Ecuación 2	Metodología III.D		1.587,75
GWP_{CH_4}	Potencial de calentamiento Global	tCO_2e/tCH_4	Dato	Metodología III.D		21
D_{CH_4}	Densidad del metano	t/m^3	Dato	Metodología III.D	Condiciones CNPT: 20 - 1 atm.	0,00067
MCF_j	Factor de Conversión Sistema de tratamiento	%	Tabla 10.17 - Volumen 4	IPCC 2006	Se toma como valor de temperatura promedio 15°C y Laguna Anaeróbica no cubierta	74%
$MS_{\%BI,j}$	Fración Gestionada en el sistema de tratamiento	%	Estimación		Se supone que solo se recolecta el estiércol correspondiente al tiempo de ordeñe + espera (5 horas/24 horas) y el resto del estiércol generado es en pasturas y/o no recolectadle.	20,8%
UF_b	Factor de corrección por incertidumbres del modelo	%		Metodología III.D	Valor por defecto	94%
BE_y	Emisiones de la línea de base	$tCO_2e/año$	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{\%BI,j}$	420,86
$PE_{P,L,y}$	Emisiones debidas a perdidas de biogás	$tCO_2e/año$	Ecuación 6	Metodología III.D	$PE_{P,L,y} = 0.10 \times GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS_{\%oi,y}$	60,50
$PE_{flare,y}$	Emisiones provenientes de la combustión de biogás	$tCO_2e/año$	-	"Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane" Annex 13 - EB 28	No se cuenta con información para poder estimar las emisiones por la combustión.	-
PE_{power}	Emisiones por el uso de combustibles fósiles y electricidad en el proyecto	$tCO_2e/año$	-	Metodología I.D	Se considera despreciable el consumo incremental de Combustibles Fósiles y Energía Eléctrica.	-

$PE_{transp,y}$	Emisiones por transporte incremental	tCO ₂ e/año	-	Metodología III.F	Se considera que no hay un incremento del transporte ya que se trata el efluente en el mismo establecimiento	-
$PE_{storage,y}$	Emisiones por acumulación del estiércol	tCO ₂ e/año	Ecuación 8	Metodología III.D	Se considera que no hay acumulación de estiércol antes y/o después del sistema de biodigestión.	-
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	60,50
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_y - PE_y$	360,36

b) Generación de Energía Eléctrica:

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER _y (AMSIII-D) Expresadas en Metano.	17,16
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EH_{CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EH_{CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	206.567.529
$n_{GE,y}$	Rendimiento Sistema de Generación	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de generación del 20% sin considerar aprovechamientos del sistema de refrigeración.	20%
$EG_{BL,y}$	Cantidad neta de Energía Eléctrica desplazada de la red.	MwH/año		Estimación	Balace Energético en función del metano capturado y rendimiento energético sistema.	48
$EF_{CO_2,Grid,y}$	Factor de emisión de la Red Eléctrica Argentina	tCO ₂ e/MwH	Dato - Margen Combinado Ex Ante con 0,50 BM y 0,50 OM	"Tool to calculate the Emission Factor for an electricity system"	Secretaria de Energía - Año 2009 - Cálculo del Factor de Emisión de CO ₂ , de la Red Argentina de Energía Eléctrica - http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311	0,497
$BE_{BL,y}$	Emisiones de la línea de base (Electricidad)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_{BL,y} = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	23,90
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCf_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times V_{SLT,y} \times MS\%_{0BL,j}$	420,86
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{flare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	60,50
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{BL,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	384,25

c) Reemplazo de combustibles Fósiles (Gas Licuado de Petróleo)

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{CH_4,y}$	Cantidad de Metano Capturado	tCH ₄ e/año		Estimación	ER _y (AMSIII-D) Expresadas en Metano.	17,16
PCI_{CH_4}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Biogás	12.038
$EG_{CH_4,y}$	Energía Metano Capturado	Kcal/año		Estimación	$EG_{CH_4,y} = (Q_{CH_4,y} + EH_{CH_4,y}) \times 1000$	206.567.529
$n_{Thermal,y}$	Rendimiento aprovechamiento	%	Dato	Estimación	Se estima un rendimiento general del sistema de del	70%

	térmico				70%.	
PCI_{GLP}	Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	11.297
$Q_{GLP,y}$	Cantidad de Gas Licuado de Petróleo desplazado	Kgs GLP/año		Estimación	Balace Energético en función del metano capturado y rendimiento del sistema.	12.799
$EF_{GLP,y}$	Factor de emisión del Gas Licuado de Petróleo	KgCO ₂ e/Kg GLP	Cuadro 1.2	IPCC 2006	Valor correspondiente a Gas Licuado de Petróleo	2,98
$BE_{thermal,y}$	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología I.D	$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2, Grid, y}$	38,18
$BE_{CH_4,y}$	Emisiones de la línea de base (Metano)	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología III.D	$BE_y = GWP_{CH_4} \times D_{CH_4} \times UF_b \times SMCF_j \times B_{0,LT} \times N_{LT,y} \times VS_{LT,y} \times MS\%_{BI,j}$	420,86
PE_y	Emisiones de la Actividad de Proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 5	Metodología III.D	$PE_y = PE_{PL,y} + PE_{fiare,y} + PE_{power,y} + PE_{storage,y}$	60,50
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año			$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{CH_4,y} - PE_y$	398,54

d) Sistema aeróbico (pantanos secos)

Parámetro	Descripción	Unidad	Formula	Fuente	Observaciones	Valor
$Q_{ww,day,head}$	Caudal de Agua por cabeza/día	Lts/Cabeza /Día	Dato	INTA	Valor Manual INTA Gestion de residuos de TAMBO.	30
n_{dy}	Días por año	Días	Año Calendario	Supuesto		365
$Q_{ww,m,y}$	Caudal de agua anual	m ³ /año			$Q_{ww,y} = Q_{ww,day,head} \times n_{dy} \times N_{LT,DairyCow} / 1000$	10.950
$MCF_{anaerobic}$	Factor de corrección sistema de tratamiento anaeróbico	Adimensional	Tabla III-I-1	Metodología III.I	Valor para laguna anaeróbica de mas de 2 metros de profundidad.	0,80
$BOD_{removed,m,y}$	Demanda biológica de oxigeno removida en el sistema anaeróbico.	TnBOD/m ³	Dato	INTA	Valor Manual INTA Gestion de residuos de TAMBO.	0,003
B_0	Capacidad máxima de producción de metano del estiércol	kgCH ₄ /Kg BOD	Dato	Metodología III.I	Valor por defecto. Ver nota 5 por uso de BOD en lugar de COD.	0,6
GWP_{CH_4}	Potencial de calentamiento Global	tCO ₂ e/tCH ₄	Dato	Metodología III.I	Valor por defecto	21
UF_b	Factor de corrección por incertidumbres del modelo	%	Dato	Metodología III.I	Valor por defecto	94%
$BE_{ww,treatment,y}$	Emisiones de la línea de base del sistema de tratamiento anaeróbico	tCO ₂ e/año	Ecuación 2	Metodología III.I	$BE_{ww,treatment,y} = Q_{ww,y} \times COD_{removed,m,y} \times MCF_{anaerobic} \times B_0 \times UF_b \times GWP_{CH_4}$	311,26
$BE_{ww,discharge,y}$	Emisiones por la descarga del efluente	tCO ₂ e/año			Se considera incluido en el tratamiento de efluentes.	-
$BE_{s,treatment,y}$	Emisiones por el tratamiento de los sólidos de salida del sistema anaeróbico.	tCO ₂ e/año			No se considera sistema de tratamiento de lodos.	-
$BE_{s,final,y}$	Emisiones por la disposición final los sólidos de salida del sistema anaeróbico.	tCO ₂ e/año			Se considera una disposición final de lodos aeróbica	-
BE_y	Emisiones de la línea de base	tCO ₂ e/año	Ecuación 1	Metodología III.I	$BE_y = BE_{ww,treatment,y} + BE_{ww,discharge,y} + BE_{s,treatment,y} + BE_{s,discharge,y}$	311,26

$PE_{power,y}$	Emisiones por uso de energía eléctrica en el proyecto.	tCO ₂ e/año			Se considera 0 ya que el sistema de pantanos secos artificiales propuesto, no tiene consumos de relevancia.	-
$PE_{ww,treatment,y}$	Emisiones del Metano del sistema aeróbico	tCO ₂ e/año			Por simplificación se considera que no hay emisiones de metano.	-
$PE_{ww,discharge,y}$	Emisiones por la descarga del efluente	tCO ₂ e/año			Se considera un vuelco en condiciones aeróbicas	-
$PE_{s,treatment,y}$	Emisiones por el tratamiento de los sólidos de salida del sistema anaeróbico.	tCO ₂ e/año			Se considera un sistema aeróbico de tratamiento de lodos	-
$PE_{s,final,y}$	Emisiones por la disposición final los sólidos de salida del sistema anaeróbico.	tCO ₂ e/año			Se considera una disposición final de lodos aeróbica	-
PE_y	Emisiones del proyecto	tCO ₂ e/año	Ecuación 8	Metodología III.I	$PE_y = PE_{power,y} + PE_{ww,treatment,y} + PE_{ww,discharge,y} + PE_{s,treatment,y} + PE_{s,discharge,y}$	-
ER_y	Reducción de emisiones	tCO ₂ e/año	Ecuación 14	Metodología III.I	$ER_y = BE_y - PE_y$	311,26