



**TESIS DE GRADO**

**EN INGENIERIA INDUSTRIAL**

**PROPUESTA ENERGÉTICA SOSTENIBLE PARA**

**ESTABLECIMIENTOS AGROPECUARIOS**

**AUTOR: ELENA ALESSANDRETTI**

**LEGAJO: 45049**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**ING. FÉLIX JONAS**

**2011**



## RESUMEN EJECUTIVO

En los últimos años, el concepto de desarrollo sostenible ha ido ganando protagonismo tanto en las esferas públicas como privadas. Según las Naciones Unidas, el mismo pretende “*satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades*”. Su principal objetivo es conciliar los aspectos económico, social, y ambiental de las actividades humanas, tres pilares que deben tenerse en cuenta por parte de las comunidades, empresas y personas.

Cuando se hace referencia al desarrollo no se puede dejar de mencionar el rol protagónico que la energía desempeña. Es innegable que ésta tiene relaciones profundas y amplias con las tres dimensiones de la sostenibilidad.

Este proyecto surge a partir del interés del autor por el desarrollo sostenible y el afán de poner estos temas al alcance de los pequeños y medianos establecimientos agropecuarios tamberos de Argentina. Uno de los principales desafíos que enfrentan hoy en día los tambos, es resolver eficientemente el problema ambiental provocado por sus efluentes, constituidos básicamente por estiércol de ganado bovino. Son muy pocos los establecimientos que hoy en día cuentan con un proceso para tratar dichos efluentes, y son todavía menos los que pretenden obtener un subproducto útil a partir de los mismos. Teniendo en cuenta estos factores, el objetivo es explorar la posibilidad de convertir la problemática del tratamiento de los residuos orgánicos en los tambos argentinos en una oportunidad para la generación de energía eléctrica a partir de BIOGÁS. El mismo se obtendría mediante la digestión anaeróbica de dichos residuos pudiendo recuperar energía y fertilizantes con un alto impacto ambiental positivo.

Si bien en Argentina esta tecnología se encuentra en etapa experimental, con pocos casos de éxito comprobado, en otros países del mundo, como en Alemania, ya es una realidad.

El presente trabajo evaluará la factibilidad técnica y económica de una propuesta energética a partir de la aplicación de esta tecnología, a fin de que los establecimientos tamberos argentinos puedan encontrar una solución sostenible para el tratamiento de sus efluentes.



## **ABSTRACT**

During the last years the concept of sustainable development has gained prominence not only in public spheres but in private ones as well. According to The United Nations this concept tries to meet the needs of the present generation without compromising the ability of future generations to meet their own needs. Its principal aim is to blend the economic, social and environmental aspects of the human activities, three pillars that must be taken into account by communities, companies and people in general.

When we speak of development we can not avoid mentioning the protagonist role that energy plays. It is undeniable that energy has deep and wide relationships with the three dimensions of sustainability.

This project arises from the author's interest in sustainable development and its urge to make these subjects available to small and medium dairy farming establishments in Argentina. One of the main challenges that dairies face nowadays is to solve in an efficient way the environmental problem produced by their effluents, basically made up of bovine cattle manure. Nowadays there are very few establishments which count with a process to treat these effluents and less which try to obtain a useful by-product from the treat of them.

Having these factors into account, the aim is to explore the possibility of turning the problem of the treatment of the organic wastes of the Argentine dairies into an opportunity of generation of electric energy from BIOGAS. It would be obtained by the anaerobic digestion of these wastes allowing us to retrieve energy and fertilizers with a high positive environmental impact.

Although in Argentina this technology is in experimental phase, with few successful cases, in other countries such as Germany, this technology is already a reality.

The present work will evaluate the technical and economic feasibility of an energetic proposal based on this technology, so the Argentine dairy establishments would find a sustainable answer to the treatment of their effluents.



## **AGRADECIMIENTOS**

A Félix Jonas, por acompañarme en la elaboración de este proyecto final. Por el gran entusiasmo que demostró por el tema y por su generosidad en el seguimiento de la evolución del trabajo.

A la Dr. Elena Manghi, Ing. Agr. Laura Ferreira, a la Licenciada María Miglio, al Ing. Agr. Juan Carlos Alessandretti, al señor Luis Astarloa, al señor Fernando Llaver, al Dr. Oscar Rivarola, al Ing. Carlos Wowk, por sus valiosos aportes de información.

Al Lic. Jorge Pedro Uthurriaga, por su colaboración en el diseño del Lay-Out.

A la Lic. Laura Krauss, Lic. Verónica Lagos, Lic. Gonzalo Oromí y al Lic. Juan Quiroga por sus valiosos aportes y generosidad en el tiempo que me han dado para la finalización del proyecto.

A la Lic. Mercedes Romero y al señor Mariano Aldao por su valioso aporte en la compaginación final del proyecto.

A mis amigas y amigos, de la facultad, del colegio y de la vida, por su incondicional apoyo.

A mi familia, a Mariano y a Teresa por acompañarme durante todos estos años de carrera.

A Dios por no soltarme nunca la mano.



## TABLA DE CONTENIDOS

1	Introducción a la elección del tema .....	1
1.1	Desarrollo Sostenible .....	1
1.2	Tratamiento de efluentes del tambo .....	4
1.2.1	Las lagunas y el riesgo para las napas freáticas.....	5
1.2.2	Emisiones de CH <sub>4</sub> .....	6
1.3	Biogás: Fuente de energía para el desarrollo sostenible .....	10
1.3.1	¿Qué es el biogás? – Campos de Aplicación .....	10
1.3.2	Bioabono.....	12
1.3.3	Desarrollo de la tecnología del biogás en el mundo .....	13
1.3.4	Ventajas de la digestión Anaeróbica.....	16
2	Alcance del proyecto .....	19
3	La actividad tambera en Argentina .....	23
3.1	Las cifras de la producción láctea argentina .....	23
3.2	La cadena láctea .....	24
3.2.1	Eslabón industrial .....	25
3.2.2	Eslabón de producción primaria .....	25
3.3	Tendencias.....	28
4	El sector Eléctrico argentino.....	31
4.1	Estadísticas del Sector.....	31
4.1.1	Año 2010.....	31
4.1.2	Evolución Histórica .....	32
4.2	Agentes del mercado eléctrico argentino .....	33
4.3	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista .....	36
4.3.1	Mercado SPOT .....	37
4.3.2	Mercado de Contratos.....	39
4.3.3	Precios Energía Eléctrica – Año 2010 .....	39
4.4	Las Energías Renovables en Argentina.....	41
5	Descripción del Proyecto .....	45
5.1	Materia Prima.....	45
5.1.1	Silo de Maíz.....	46
5.1.2	Residuos Orgánicos del Tambo .....	47
5.2	Dimensionamiento y Localización del Proyecto.....	52

5.2.1	Disponibilidad de estiércol a un costo competitivo.....	53
5.2.2	Producción de energía eléctrica.....	58
5.3	Descripción de Procesos.....	59
5.3.1	Producción de Biogás.....	60
5.3.2	Producción de Electricidad.....	71
5.3.3	Procesos del Digestato.....	77
6	Análisis Económico – Financiero.....	79
6.1	Escenario Base.....	79
6.1.1	Ingresos.....	79
6.1.2	Costos.....	80
6.1.3	Inversiones.....	84
6.2	Estructura de Capital.....	87
6.3	Valor del Proyecto.....	90
6.3.1	Método de Valuación.....	90
6.3.2	Construcción del Flujo de Fondos.....	91
6.3.3	Sensibilidad del precio.....	92
6.3.4	Escenario Inflacionario.....	93
6.3.5	Alternativas para incrementar el valor.....	96
6.3.6	Riesgos.....	105
7	CONCLUSIONES.....	107
8	ANEXOS.....	109
	Anexo I: Calentamiento Global y Efecto Invernadero.....	109
	Anexo II: Detalles del equipo de Co-Generación seleccionado.....	115
	Anexo III: Detalle SADI.....	117
	Anexo IV: Cuadro de Resultados – Escenario Base.....	118
	Anexo V: Flujo de Fondos del IVA.....	119
	Anexo VI: Flujo de Fondos del Proyecto – Escenario Base.....	119
	Anexo VII: Cuadro de Resultados – Nuevo Escenario Base.....	120
	Anexo VIII: Flujo de Fondos - Nuevo Escenario Base.....	121
	Anexo IX: Resolución 240/2003.....	122
	Anexo X: Esquema de Instalaciones del Proyecto – Vista 1.....	125
	Anexo XI: Esquema de Instalaciones del Proyecto – Vista 2.....	127
9	BIBLIOGRAFÍA.....	129

# 1 INTRODUCCIÓN A LA ELECCIÓN DEL TEMA

## 1.1 Desarrollo Sostenible

El término desarrollo sostenible fue formalizado por primera vez en 1987 en el documento conocido como Informe de Brundtland, fruto de los trabajos de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas. Dicha definición se asumiría en el Principio 3° de la Declaración de Río (1992):

“Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades.”

El ámbito del **desarrollo sostenible** puede dividirse conceptualmente en tres partes: ambiental, económica y social.

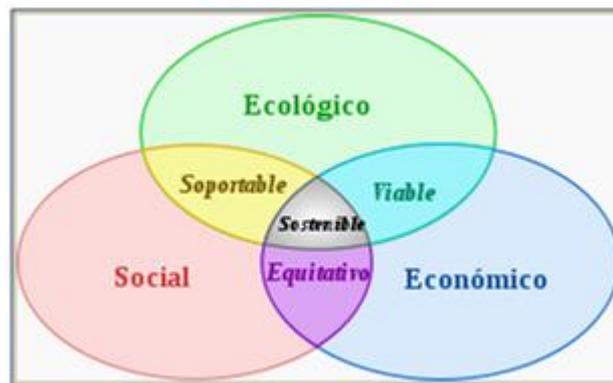


Figura 1-1: Tres esferas del desarrollo sostenible

- Económico: funcionamiento financiero "clásico", pero también capacidad para contribuir al desarrollo económico en el ámbito de creación de empresas de todos los niveles.
- Social: consecuencias sociales de la actividad de la empresa en todos los niveles: los trabajadores, los proveedores, los clientes, las comunidades locales y la sociedad en general.
- Ambiental: compatibilidad entre la actividad social de la empresa y la preservación de la biodiversidad y de los ecosistemas. Incluye un análisis de los impactos del desarrollo social de las empresas y de sus productos en términos de flujos, consumo de recursos difícil o lentamente renovables, así como en términos de generación de residuos y emisiones. Este último pilar es necesario para que los otros dos sean estables.

El objetivo del desarrollo sostenible es definir proyectos viables y reconciliar los aspectos económico, social, y ambiental de las actividades humanas; "tres pilares" que deben tenerse en cuenta por parte de las comunidades, tanto empresas como personas.

Cuando se hace referencia al desarrollo no se puede dejar de mencionar el rol fundamental que cumple la energía en este ámbito. ¿Qué relación existe entre la energía y el desarrollo? ¿Se podría considerar el acceso a la energía como un prerrequisito para alcanzar el desarrollo?

Vale la pena remitirse a las palabras de Helen Clark, administradora del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), quien el 27 de Abril del 2010, en el marco de la Reunión de los Ministros de Desarrollo del G8, expresó los lineamientos de un plan de acción en materia de los Objetivos del Desarrollo del Milenio (ODM). Estos lineamientos mencionan determinadas áreas, que según la experiencia del PNUD, son prioritarias a fin de alcanzar dichos objetivos.

*“También hay que dar prioridad al acceso a las necesidades de energía dado que afecta la productividad y la calidad de vida.” (...) “En esta época en la cual estamos conscientes de las **emisiones de carbono**, es vital que el crecimiento tenga una menor huella de carbono. Para lograrlo, sería muy útil alcanzar un acuerdo sobre el clima que genere financiamientos considerables para mitigar sus impactos.”*

Sus declaraciones apoyan la idea del papel protagónico que desempeña la energía en el desarrollo de una sociedad. Es innegable que ésta tiene relaciones profundas y amplias con las tres dimensiones de la sostenibilidad: la social, la económica y la ambiental.

En este sentido, el siguiente gráfico muestra con claridad la relación que existe entre el consumo de energía per cápita y el Índice de Desarrollo Humano (HDI), un indicador elaborado por el PNUD que muestra el nivel de desarrollo social y económico de un país. En el mismo se observa que para obtener un HDI de 0,8 o superior, es necesario un mínimo de consumo de energía per cápita de 1 tonelada de petróleo equivalente.

Cabe señalar que dado a que la eficiencia energética en los países que tienen un menor consumo per cápita es menor a la de aquellos países con un consumo per cápita mayor, el nivel relativo de servicios energéticos es aún menor en los países con menor consumo per cápita.

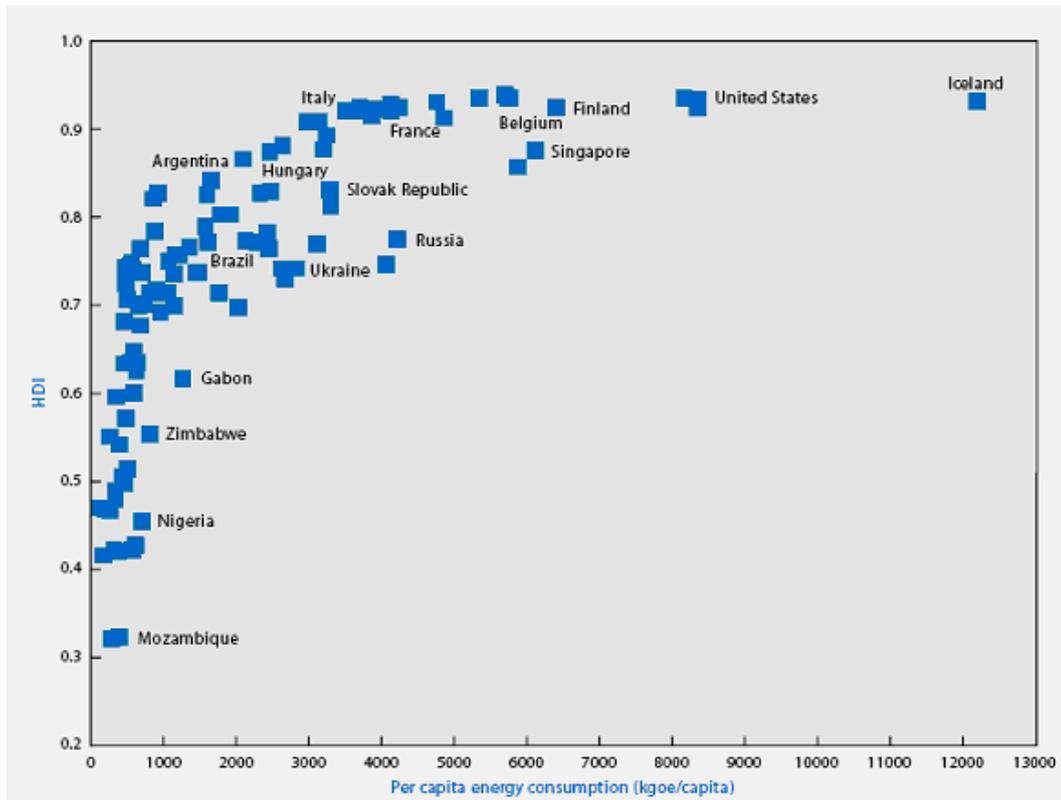


Figura 1-2: Relación entre HDI y el Consumo Energético per cápita (en kg de petróleo equivalente).<sup>1</sup>

Pero la energía no siempre ocupó un papel central en el debate por el desarrollo sostenible. En el año 1992 se celebra en Río de Janeiro (Brasil) la Conferencia sobre Medio Ambiente y Desarrollo de las Naciones Unidas (UNCED) que se conoce como “Cumbre de la Tierra”. Es a partir de este momento, donde temas relacionados al desarrollo sostenible comienzan a despertar atención a nivel global.

Uno de los principales resultados de dicha conferencia es el desarrollo del programa Agenda 21. Se trata de un plan detallado de acciones que deben ser acometidas a nivel mundial, nacional y local por entidades de la ONU, los gobiernos de sus estados miembros y por grupos particulares en todas las áreas en las que ocurren impactos humanos sobre el medio ambiente. Sin embargo, dicho programa no incluía ningún capítulo referidos específicamente a la energía.

Otro de los resultados más significativos de la UNCED es la creación de la Comisión de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (CSD) para asegurar un seguimiento eficaz de la histórica conferencia.

En el año 2000 se lleva a cabo la Cumbre del Milenio en el marco de la Asamblea General de las Naciones Unidas, donde los líderes del mundo detallaron los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) que se pretenden alcanzar para el año 2015. Notablemente ninguno de los objetivos hace referencia explícita al tema energético, aunque muchos de los indicadores que se utilizan para medir el progreso de las metas propuestas están relacionados con la energía.

<sup>1</sup> Fuente: IEA, 2002

Fue a partir de la novena reunión de la CDS, llevada a cabo en el año 2001, donde se llegó a un acuerdo intergubernamental en aspectos clave referidos a la energía y en las acciones referidas al tema que se deben desarrollar tanto a nivel nacional, regional como global:

- ✓ Aumentar la eficiencia energética en todos los sectores económicos.
- ✓ Aumentar el uso de las energías renovables.
- ✓ Desarrollar tecnología energética cada vez más avanzada.
- ✓ Desarrollar servicios energéticos en áreas rurales.
- ✓ Integrar consideraciones energéticas en los programas socio – económicos, especialmente en la elaboración de las políticas que afectan a los sectores que mayor energía consumen: sector público, transporte, industria, agricultura y construcción.
- ✓ Aumentar la cooperación regional e internacional en temas referidos a la energía.

Fue en esta novena sesión de la CDS, donde los gobiernos del mundo reconocieron por primera vez, que asegurar el acceso a la energía a los 2.000 millones de personas que aún no lo tienen, constituye un pre requisito para poder alcanzar la meta de reducir a la mitad la proporción de personas que viven con menos de US\$ 1 por día para el 2015.

El tema energético también fue intensamente debatido durante la Cumbre Mundial del Desarrollo Sostenible, llevada a cabo en el año 2002 en Johannesburgo.

De esta manera, la energía dejó de ocupar un lugar periférico en las discusiones sobre el desarrollo sostenible, reconociéndose mundialmente su rol protagónico en esta materia.

**Este trabajo busca introducir los conceptos del desarrollo sostenible en el ámbito concreto de los productores lecheros argentinos, analizando la posibilidad de desarrollar un proyecto que permita a los mismos solucionar uno de los principales problemas que tienen hoy los tambos: el tratamiento de sus efluentes. El objetivo es convertir los efluentes en una fuente de energía renovable ofreciendo una solución que no sólo cumpla con el pilar ambiental del desarrollo sostenible, sino que además permita estructurar un negocio, para que los aspectos económicos y sociales de la sostenibilidad también sean protagonistas.**

### *1.2 Tratamiento de efluentes del tambo*

Hoy en día, uno de los grandes desafíos que deberían afrontar los productores tamberos es la gestión de los residuos orgánicos de su establecimiento.

La forma en que se maneje y se use el estiércol determina el impacto que tendrá en el ambiente. Los nutrientes y materia orgánica que contiene el estiércol aplicados correctamente mejoran los rendimientos de cultivos y pasturas al igual que la fertilidad de los suelos. Sin embargo, un manejo descuidado puede tener un efecto contrario ya

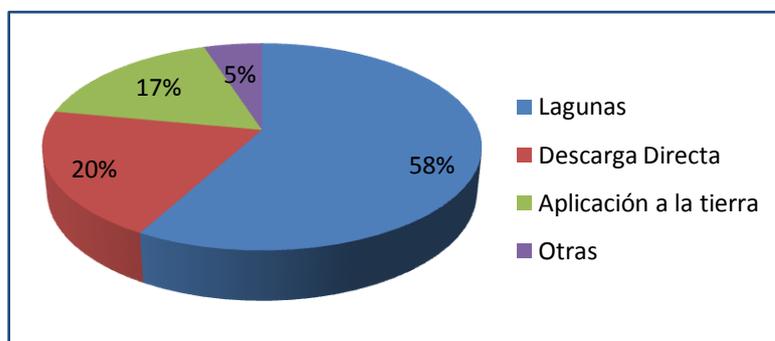
que puede degradar la calidad de las aguas superficiales y subterráneas, traer polución al medio ambiente e inhabilitar la capacidad del suelo para producir un buen crecimiento del cultivo.

### 1.2.1 Las lagunas y el riesgo para las napas freáticas

La mayoría de los pequeños y medianos establecimientos tamberos de Argentina, limitan el confinamiento del animal a dos veces por día, momento en el cuál se realiza el ordeño.

Una de las prácticas más utilizadas entre estos tambos es depositar la mezcla de estiércol orina y agua resultante del proceso de ordeño en grandes excavaciones en el suelo, llamadas “lagunas” o “fosas”, que generalmente suelen estar pobremente diseñadas y mantenidas, con el potencial riesgo de contaminación que ello implica.

En este sentido, vale la pena referirse al estudio llevado a cabo en 65 tambos representativos de las regiones productoras de leche más importantes del país<sup>2</sup>. El mismo señala que existe una relación directa entre el tamaño del establecimiento y el uso de lagunas. A partir de determinado tamaño, entre 200 y 300 vacas en ordeño, todos los tambos tienen lagunas, aunque las mismas no fueron construidas para cumplir con las normas de tratamiento de efluentes, sino como una estructura contendora de los efluentes. La *Figura 1-3* muestra el destino final de los efluentes de los tambos relevados en la provincia de Buenos Aires.



**Figura 1-3:** Destino Final de Efluentes de tambos de la provincia de Bs. As.

El gran riesgo de esta práctica es la contaminación de las napas freáticas del lugar, que en muchos casos se produce dando como resultado agua con una deficiente calidad bacteriológica.<sup>3</sup> La mala calidad del agua puede reflejarse en la disminución de su ingesta por parte del animal, con la consecuente disminución de la producción y de la calidad de la leche. Además, la calidad del agua utilizada en las diversas operaciones de ordeño puede ocasionar contaminación de la leche por diferentes especies bacterianas.

<sup>2</sup> Flores, M; Herrero MA; Iramain MS; Maldonado May, V; Nosetti, L y Pol, M. “Evaluación del uso y manejo de agua y efluentes en establecimientos lecheros.” 2002.

<sup>3</sup> Revista Bioenergy International Español N° 5, Octubre 2009

A fin de respaldar estos dichos, es interesante referirse a un trabajo de la Universidad de Río Cuarto<sup>4</sup>, que estudió la calidad del agua en perforaciones cercanas a tambos de la cuenca de Villa María, en Córdoba. El análisis se realizó en 50 establecimientos, y se determinó que:

- El 90% de las muestras de agua utilizadas en los tambos de la región en estudio no fueron aptas, según los criterios establecidos por el Código Alimentario Argentino.
- En particular, el 80% de las aguas estaban contaminadas por bacterias pertenecientes al grupo coliformes.
- En el 20% del total de las muestras se detectó la presencia de *E. coli*.
- Además, la especie *P.aeruginosa* fue identificada en el 42% de las aguas analizadas, permitiendo especular sobre la potencial disminución de calidad de la leche y sus productos derivados como consecuencia de su capacidad para desarrollarse a bajas temperaturas y de producir exoenzimas lipolíticas y proteolíticas.

Sumado a la contaminación de las napas freáticas, las lagunas de efluentes a cielo abierto generan malos olores y favorecen la proliferación de insectos, principalmente moscas, que constituyen un problema para la sanidad de las vacas y la misma calidad de la leche.

### 1.2.2 Emisiones de CH<sub>4</sub>

Otro problema asociado a la gestión de excretas del ganado tiene que ver con la emisión de metano (CH<sub>4</sub>), uno de los principales gases causantes del efecto invernadero. (Para ampliar información respecto al cambio climático y el efecto invernadero referirse al Anexo I)

De acuerdo con la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (CMNUCC): "Por gases de efecto invernadero se entiende aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos (de origen humano), que absorben y re emiten radiación infrarroja<sup>5</sup>". Debido a que estos gases tienen la capacidad de retener el calor emitido por la superficie terrestre, actúan como un gigantesco invernadero que mantiene y regula la temperatura en la Tierra. Aunque sólo representan el 1% de la composición atmosférica, cumplen funciones primordiales, ya que sin su existencia la Tierra sería demasiado fría para albergar la vida.

Los gases de efecto invernadero son:

- ✓ Vapor de agua (H<sub>2</sub>O)
- ✓ Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- ✓ Metano (CH<sub>4</sub>)

---

<sup>4</sup> Vissio, C; Dieser, S; Díaz, C; Gambero, L; Larriestra, A; Odierno, L; Bettera, S y Frigerio C. "Estudio de la calidad microbiológica del agua en tambos de la cuenca de Villa María (Córdoba)." Fac.Agron. y Vet., UNRC. Fac.Cs.Exac., Fco-Qcas y Nat. UNRC, Río Cuarto, Córdoba.

<sup>5</sup> Artículo 1 de la CMNUCC, 1992

- ✓ Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)
- ✓ Ozono (O<sub>3</sub>)
- ✓ Clorofluorocarbonos (CFCl<sub>3</sub>)

Si bien, el efecto invernadero es esencial para la vida del planeta, las concentraciones cada vez mayores de los GEI están afectando el equilibrio térmico de la Tierra. En los últimos trescientos años la cantidad de CO<sub>2</sub> aumentó un 30% (de 280 ppm a 368 ppm<sup>6</sup>); la de CH<sub>4</sub> un 150% (de 0.7 a 1.75 ppm) y la de NO<sub>2</sub> aumentó un 17% (de 0.27 a 0.316 ppm).

Los GEI difieren en la influencia térmica que ejercen sobre el sistema climático mundial, debido a sus diferentes propiedades radiativas y períodos de permanencia en la atmósfera. Tales influencias pueden expresarse mediante una métrica común basada en el forzamiento radiativo del CO<sub>2</sub>. El forzamiento radiativo es un indicador de la influencia que determinado factor ejerce sobre el balance de energía entrante y saliente del sistema Tierra-atmósfera, y constituye un índice de la importancia de ese factor como posible mecanismo de cambio climático. Los valores del forzamiento radiativo están expresados en vatios por metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>). Así, una **emisión de CO<sub>2</sub>-equivalente** es la cantidad de emisión de CO<sub>2</sub> que ocasionaría, durante un horizonte temporal dado, el mismo forzamiento radiativo integrado a lo largo del tiempo que una cantidad emitida de un GEI de larga permanencia o de una mezcla de GEI. Para un GEI, las emisiones de CO<sub>2</sub>-equivalente se obtienen multiplicando la cantidad de GEI emitida por su potencial de calentamiento mundial (PCM) para un horizonte temporal dado. Para una mezcla de GEI, se obtienen sumando las emisiones de CO<sub>2</sub>-equivalente de cada uno de los gases. Las emisiones de CO<sub>2</sub>-equivalente constituyen un valor de referencia y una métrica útil para comparar emisiones de GEI diferentes.

En la *Tabla 1-1* se muestra el potencial de calentamiento global de los distintos gases de efecto invernadero. En particular, se centrará la atención en el metano, ya que el proyecto en estudio generaría una reducción en las emisiones de este gas.

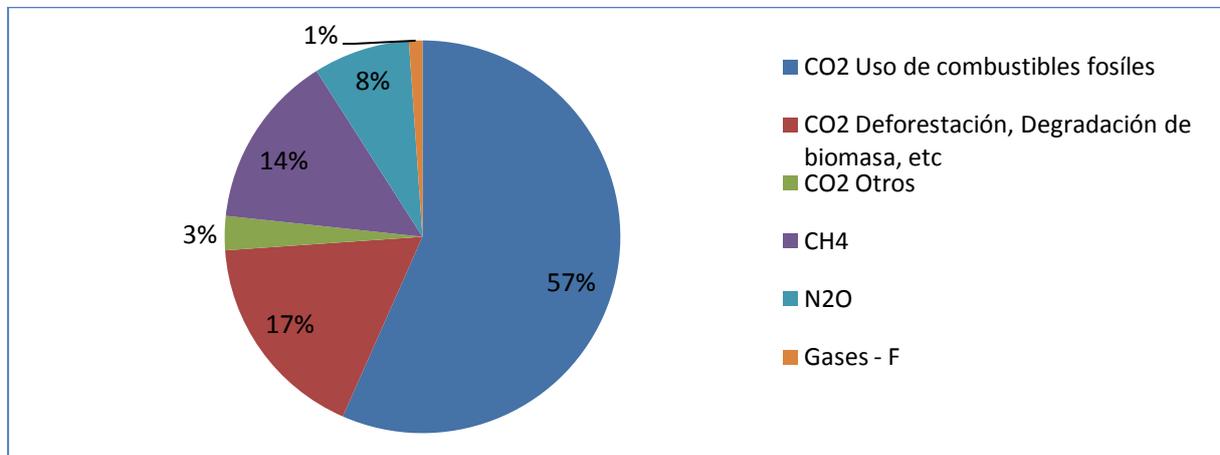
GEI	Potencial de calentamiento global
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	1
Metano (CH <sub>4</sub> )	21
Óxido Nitroso (N <sub>2</sub> O)	310
Perfluorcarbonos (PFCs)	6.500 - 9.200
Hidrofluorcarbonos (HCFs)	140 - 11.7000
Hexafluoruro de Azufre (SF <sub>6</sub> )	23900

**Tabla 1-1:** Potencial de Calentamiento Global de los distintos GEI<sup>7</sup>

<sup>6</sup> PPM: equivale a 1 mg/m<sup>3</sup>

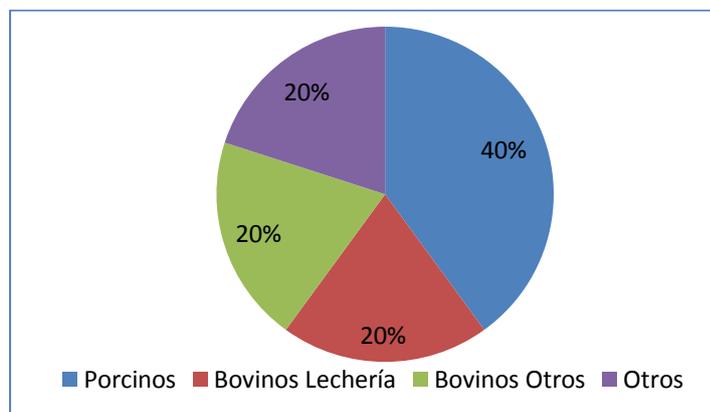
<sup>7</sup> Nolasco, Daniel. "Desarrollo de Proyectos MDL en plantas de tratamiento de aguas residuales". Banco Interamericano de Desarrollo. 2010.

Tal como muestra el siguiente gráfico, en el año 2004, las emisiones de CH<sub>4</sub> representaron el 14,3% de las totales en términos de CO<sub>2</sub>-eq.



**Figura 1-4:** Parte proporcional de diferentes GEI antropogénicos en las emisiones totales en el año 2004 en términos de CO<sub>2</sub>-eq<sup>8</sup>.

En particular, la gestión de excretas del ganado es responsable de aproximadamente el 4% del total de emisiones antropogénicas de metano a nivel mundial, generando más de 230 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente (MMTCO<sub>2</sub>E) al año. Tres grupos de animales representan más del 80% de las mismas.



**Figura 1-5:** Emisiones mundiales de CH<sub>4</sub> por manejo de excretas por tipo de ganado (2009)<sup>9</sup>

En particular, en Argentina, entre las actividades pecuarias, los tambos son los que presentan el mayor factor de emisión, incluso cuadruplicando el factor de emisión del sector porcino.

<sup>8</sup> Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), "Cambio Climático 2007 – Informe de Síntesis". 2007

<sup>9</sup> Methane to Markets. "Resource Assesment for Livestock and Agro – Industrial Wastes – Argentina" (pág. 7). Año 2009.

Provincia	Emisiones de CH <sub>4</sub> (tn CO <sub>2</sub> eq/año)			
	Feed lot (a)	Tambos (b)	Porcinos (c)	Aves (d)
Buenos Aires	4.761	1.290.000	615.000	60.663
Córdoba	128	1.787.000	83.000	6.517
Santa Fe	1.284	1.493.000	239.000	6.359
Entre Ríos	616	248.900	12.900	68.342
La Pampa	-	87.400	3.500	-
<b>Total</b>	<b>6.789</b>	<b>4.906.300</b>	<b>953.400</b>	<b>141.881</b>

<b>Factor de emisión (tnCO<sub>2</sub>e/1000 animales)</b>	<b>51,4</b>	<b>1.433</b>	<b>330</b>	<b>0,4</b>
----------------------------------------------------------------	-------------	--------------	------------	------------

**Tabla 1-2:** Emisiones de metano por actividad y por provincia. Fuente: Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (a: datos de CAEHV; b: datos de CNA 2002; c: datos de SIG agropecuario 2006; d: datos de SAGPyA 2008)

Recopilando las ideas principales desarrolladas hasta el momento se puede concluir que el problema de tratamiento de los residuos orgánicos del tambo tiene principalmente dos aristas: la de la contaminación ambiental del entorno del emplazamiento del tambo, así como la contribución a la emisión de gases de efecto invernadero.

Teniendo en cuenta estos factores se estudió el tratamiento de efluentes en tambos o granjas pecuarias de otros países. La **tecnología de la digestión anaeróbica**, con la consecuente producción de **biogás** y fertilizante, surge como una opción muy interesante, tanto desde el punto de vista ambiental como económico. Con distintos grados de desarrollo, ésta tecnología es hoy en día una realidad en varios países del mundo.

El programa AgSTAR, impulsado por la EPA (United States Environmental Protection Agency), del cual se hablará más adelante, sostiene que los sistemas de recuperación de biogás son especialmente eficaces en los establecimientos que trabajen con ganado confinado, dónde la gestión de excretas se convierte en una actividad fundamental, típicamente las granjas de producción porcina y los tambos. En este tipo de actividad, las tecnologías de digestión anaeróbica proporcionan un mejor rendimiento ambiental y económico en comparación con los sistemas tradicionales de gestión de excretas, tales como los depósitos de estiércol y las lagunas.

Teniendo estos factores en cuenta se decidió estudiar en mayor profundidad esa tecnología y su potencial aplicación.

### 1.3 Biogás: Fuente de energía para el desarrollo sostenible

#### 1.3.1 ¿Qué es el biogás? – Campos de Aplicación

El biogás es un combustible gaseoso producido a partir de biomasa. Es generado por descomposición biológica de materia orgánica, y está compuesto principalmente por metano (entre un 40 y 70 %) y dióxido de carbono (entre un 25 y 40 %). También contiene pequeñas cantidades de hidrógeno (H), nitrógeno (N) y sulfuro de hidrógeno (SH<sub>2</sub>). Su composición depende tanto de la materia prima que se transforma en biogás (sustrato), como del proceso en sí.

El metano es el componente que le confiere valor energético a este gas, con lo cual su poder calorífico depende del contenido de metano del mismo. Por ejemplo, un m<sup>3</sup> de biogás con un 60% de metano (CH<sub>4</sub>) y un 40% de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), con pequeñas cantidades de otros gases, tiene un poder calorífico cercano a los 5.144 kcal. (Para poder tener un punto de comparación es útil saber que el poder calorífico del metano es de 8.574 kcal/m<sup>3</sup>.) Un m<sup>3</sup> de este gas totalmente combustionado es suficiente para generar alrededor de 1,25 kW.h de electricidad, generar más de 20 hs de luz con una bombita de 60 Watt, poner en funcionamiento un refrigerador de 1m<sup>3</sup> de capacidad durante 1 hora, o hacer funcionar un motor de 1HP durante 2 horas.

La figura siguiente muestra las equivalencias entre 1 m<sup>3</sup> biogás con 70% de metano y otros combustibles:

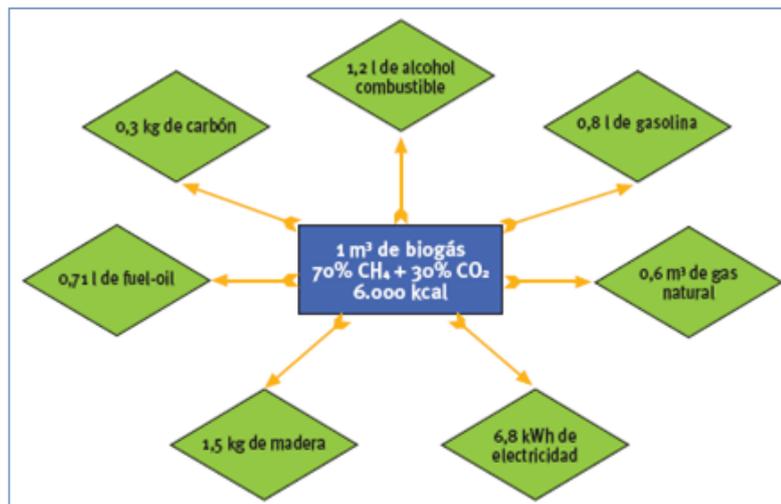


Figura 1-6: Equivalencias de biogás con otras fuentes de energía. Fuente: CIEMAT

Este combustible es producido a través de la fermentación anaeróbica de la materia orgánica por parte de microorganismos. Se trata de un proceso natural que ocurre en forma espontánea en la naturaleza. De esta forma se puede encontrar el denominado “gas de los pantanos”, que se produce cuando la vegetación asentada en el fondo de los mismos es digerida anaeróticamente, así como el gas de los yacimientos petrolíferos o el gas producido en el tracto digestivo de los rumiantes, como los bovinos.

De igual modo que en la naturaleza, este combustible puede ser generado en rellenos sanitarios y en biodigestores industriales o domésticos. Así, la tecnología de la digestión anaeróbica se fue especializando abarcando diferentes campos de aplicación con distintos objetivos.

<b>Campos de Aplicación</b>	<b>Objetivos Buscados</b>
Tratamiento de aguas y residuos industriales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilización de efluentes</li> <li>• Producción de energía</li> </ul>
Aplicación Rural	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción de energía</li> <li>• Fertilizantes orgánicos</li> <li>• Higiene</li> </ul>
Tratamiento de basura; Relleno Sanitario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Protección ambiental</li> <li>• Producción energía</li> </ul>
Tratamiento de líquidos Cloacales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Higiene y protección ambiental</li> <li>• Producción de energía.</li> </ul>

**Tabla 1-3:** Campos de aplicación de la digestión anaeróbica.<sup>10</sup>

Vale la pena mencionar ejemplos concretos que muestran el grado de desarrollo de esta tecnología en algunos países.

En Suecia, donde la cantidad de bioenergía consumida en el año 2009 sobrepasó a la obtenida del petróleo, existe una ciudad cuyos requerimientos energéticos se abastecen sólo con biogás. Se trata de Kristianstad, un municipio ubicado en el sur de Suecia, que cuenta con una población de 80.000 habitantes, y que utiliza residuos para generar su energía. Una planta en las afueras de la ciudad utiliza un proceso biológico para transformar la basura en biogás. El gas se quema para producir calor y electricidad, o se refina para utilizarse como combustible para autos. Los costos de implementación de esta estrategia, cubiertos por la ciudad a través de subsidios del Estado sueco, han sido considerables: el sistema centralizado de calefacción costó 144 millones de dólares, incluidas la construcción de una nueva planta de incineración y la instalación de generadores. Sin embargo, el ahorro energético ya cubrió la inversión inicial y hasta se reportan ganancias.<sup>11</sup>

En la ciudad mexicana de Monterrey, el subterráneo es el primero en Latinoamérica que funciona con bioenergía producida por desechos orgánicos. La bioenergía cubre el 82% de los requerimientos energéticos de ambas líneas del Metro de Monterrey, que tiene 238 mil usuarios. Esta medida permite ahorrar recursos del orden de USD 150.000 al año.<sup>12</sup>

En otro plano, la tecnología del biogás también se utiliza con el fin de promover el desarrollo de comunidades rurales que cuentan con acceso a fuentes de energía poco

<sup>10</sup> Hilbert, J. “Manual para la producción de Biogás”. I.N.T.A Castelar.

<sup>11</sup> Diario La Nación, 13 de Diciembre de 2010.

<sup>12</sup> Diario El Norte, 28 de Noviembre de 2007. (Monterrey México)

confiables y en muchos casos económicamente inaccesibles. Tal es el caso de Bolivia, que ha puesto en marcha un programa de instalación de 500 biodigestores, de bajo costo, de tecnología intermedia en zonas rurales de las regiones de Cochabamba, La Paz y el Trópico. La implementación de este tipo de tecnología, caracterizadas por su adaptabilidad, por el uso máximo de materiales locales (materiales comprados localmente) y por su facilidad de uso y mantenimiento, permite generar energía limpia, renovable, de bajo costo y descentralizada que contribuye a mejorar la calidad de vida de las comunidades rurales aisladas.<sup>13</sup>

### 1.3.2 Bioabono

Un subproducto importante del proceso de digestión anaeróbica, que tiene valor comercial, es el efluente líquido del biodigestor.

El efluente o bioabono está constituido por la fracción que no alcanza a fermentarse y por el material agotado. Se trata de un líquido espeso casi negro. La gran ventaja de ese abono es que la mayoría de los nutrientes (nitrógeno, fósforo y potasio) inicialmente presentes en el material a fermentar no se pierde. El peso total del abono es cerca de 90% del material crudo. El bioabono no tiene olor, no posee agentes causantes de enfermedades, tiene cerca del 90% de agua y ph ligeramente alcalino (cerca de 7.5), por ser líquido, puede ser distribuido con camiones tanques o agregado a restos vegetales para ser distribuido como sólido.

Por su consistencia casi líquida, permite un fácil manejo en sistemas de riego. Su uso ha sido probado en varios países y en diferentes cultivos, reportando incrementos en las cosechas y mejoramientos en las propiedades del suelo. El estiércol contiene un buen número de nutrientes para las plantas. El nitrógeno orgánico debe ser convertido a nitrógeno amoniacal antes de ser absorbido por las plantas. El valor de los nutrientes en el estiércol debe de ser tomado muy en cuenta. Una carga de una tonelada de estiércol típico (de vaca) con un contenido aproximado de 50% de humedad, contiene alrededor de 42 kg de nitrógeno (N), 18 kg de  $P_2O_5$  y 26 Kg. de  $K_2O$ .

El biodigestor mejora la capacidad fertilizante del estiércol. Todos los nutrientes tales como nitrógeno, fósforo, potasio, magnesio así como los elementos menores son conservados en el efluente. En el caso del nitrógeno, buena parte del mismo, presente en el estiércol en forma de macromoléculas es convertido a formas más simples como amonio ( $NH_4$ ), las cuales pueden ser aprovechadas directamente por la planta. El efluente es mucho menos oloroso que el afluente.

La composición del bioabono que se utiliza en los cultivos tiene en promedio un 8.5% de materia orgánica, 2,6% de nitrógeno, 1,5% de fósforo, 1.0% de potasio y un pH de 7.5. El bioabono sólido o líquido no posee mal olor a diferencia del estiércol fresco,

---

<sup>13</sup> Ing. MSc. Oliver Campero Rivero, “Biogas como medida de control de los GEI y el cambio climático: Una experiencia exitosa en Bolivia”

tampoco atrae moscas y puede aplicarse directamente al campo en forma líquida, o bien, el bioabono sólido puede deshidratarse y almacenarse para usarlo posteriormente en el entendido de que al deshidratarse puede haber pérdidas por volatilización hasta del 60%, sobre todo de nitrógeno. El bioabono no deja residuos tóxicos en el suelo, eleva la calidad del mismo y puede ser considerado como un buen fertilizante que puede competir o complementarse con los fertilizantes químicos. De ser necesario almacenar el abono habrá que cubrirlo para que el N no se volatilice.

*Control de patógenos:* Aunque el nivel de destrucción de patógenos variará de acuerdo a factores como temperatura y tiempo de retención, se ha demostrado experimentalmente que alrededor del 85% de los patógenos no sobrevive el proceso de biodigestión.

Aplicando bioabono durante varios años a los cultivos, se puede notar un mejoramiento en la estructura del suelo, aumenta la proporción de materia orgánica y le permite almacenar más agua.

### 1.3.3 Desarrollo de la tecnología del biogás en el mundo

#### *El caso europeo*<sup>14</sup>

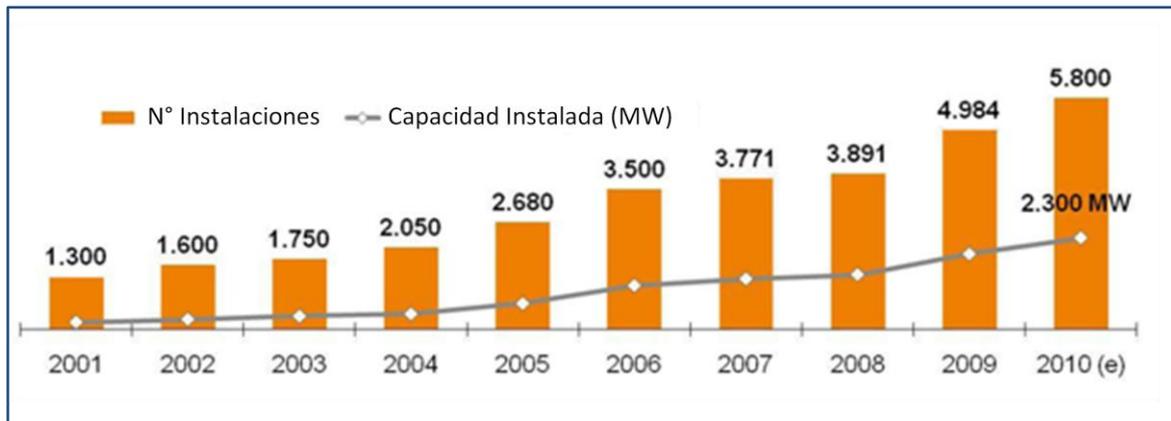
La producción de energía a partir de biogás en la Unión Europea en 2007 alcanzó un total de 69.000 gigavatios hora (GWh) y va en aumento constante en los últimos años.

El crecimiento mayor se dio con las instalaciones agrícolas de biogás y especialmente en Alemania, las plantas para la fermentación de residuos domésticos. La demanda aumentó sobre todo en los países de la UE que introdujeron un marco legal similar a la Ley Alemana en Energías Renovables (EEG) y así iniciaron modelos interesantes de retribución monetaria para la alimentación de la red con electricidad procedente del biogás. Los productores más importantes de biogás de Europa en el año 2007 se encuentran en Alemania, Gran Bretaña, Italia, España y Francia. En los Países Bajos, Austria y la República Checa se observa una gran dinámica de crecimiento.

En Europa, Alemania es el productor más importante de biogás. A finales de 2009, casi 4.500 plantas de biogás estaban en funcionamiento en Alemania con una capacidad total de unos 1,65 gigavatios (GW) de potencia eléctrica. Con la construcción y el funcionamiento de plantas de biogás se observa una positiva evolución estructural en las zonas rurales, creándose puestos de trabajo. En el año 2009, el sector alemán del biogás ofreció puestos de trabajo a unas 11.000 personas.

---

<sup>14</sup> La información que se presenta en esta sección se obtuvo del portal de internet “Renewables - Made in Germany”, una iniciativa que se lleva a cabo bajo la responsabilidad del Ministerio Federal de Economía y Tecnología de Alemania en colaboración con la Agencia Alemana de Energía, la Agencia de Cooperación Técnica Alemana, las Cámaras de Comercio alemanas de Asuntos Exteriores, Germany Trade and Invest, entre otros importantes organismos del sector de energías renovables.



**Figura 1-7:** Evolución del número de plantas de biogás en Alemania y su potencia eléctrica total instalada en megavatios (MW)<sup>15</sup>

En la actualidad se prefieren en Alemania granjas modernas en las que los agricultores aprovechan energéticamente productos agrícolas en empresas propias. Gracias a la tendencia a tener plantas cada vez más grandes y potentes, aumentó el interés de los proveedores y empresas de servicios energéticos por los proyectos de biogás. Por otro lado existe una tendencia hacia plantas más pequeñas de estiércol, con una capacidad de 50 kW hasta 250 kW.

A finales de Abril de 2010 había 32 plantas de biogás en Alemania conectadas a la red de gas natural, después que en el 2006 se pusieran en funcionamiento las dos primeras plantas para la alimentación de biogás en las redes de gas natural. El interés del gobierno federal alemán es que para el año 2020 haya más de 1.000 plantas de biogás suministrando a las redes de gas natural y sustituir así el 6 % del consumo actual de gas natural.

### *El programa AgStar en Estados Unidos<sup>16</sup>*

El programa AgStar nace en Estados Unidos en el año 1994, impulsado por la Agencia de Protección Ambiental EPA – United States Environmental Protection Agency), el Departamento de Agricultura (U.S. Department of Agriculture), y el Departamento de Energía de Estados Unidos (U.S. Department of Energy).

El objetivo de esta iniciativa es reducir las emisiones de metano provenientes de la gestión de residuos de la industria ganadera, promoviendo el uso de sistemas de recuperación de biogás.

El siguiente gráfico muestra la evolución en la cantidad de sistemas de recuperación de biogás instalados en Estados Unidos, totalizando 162 digestores en operación a fines del año 2010 y una producción de más de 450 millones de kW.h al año de energía.

<sup>15</sup> Fuente: Asociación Alemana de Biogás, 2010. (Fachverband Biogas, 2010)

<sup>16</sup> Los datos que se presentan en esta sección se obtuvieron del informe del programa AgStar del año 2010.

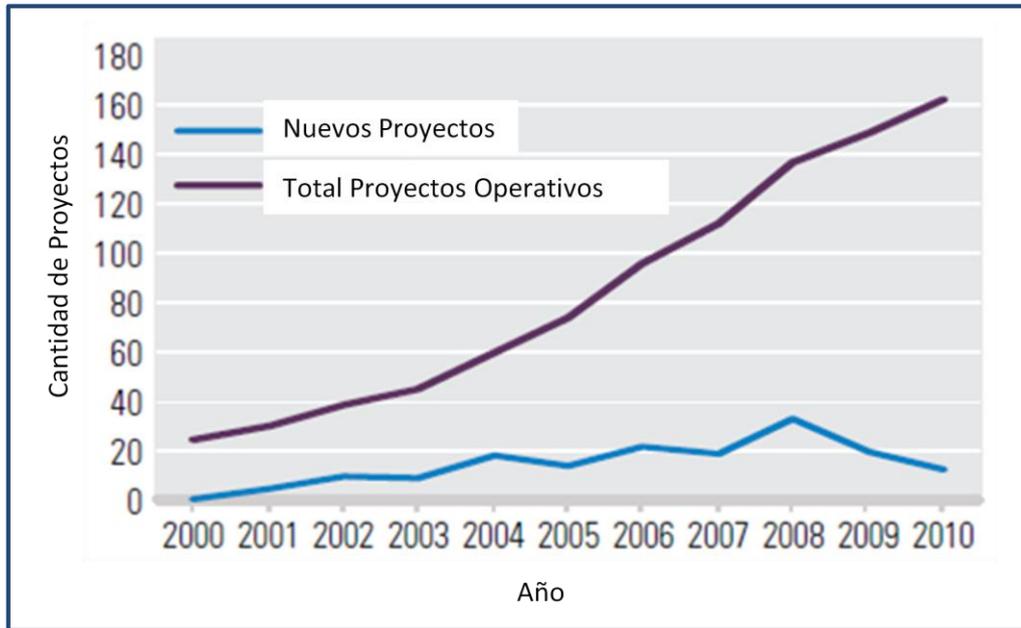


Figura 1-8: Proyectos de Digestión Anaeróbica en Estados Unidos<sup>17</sup>.

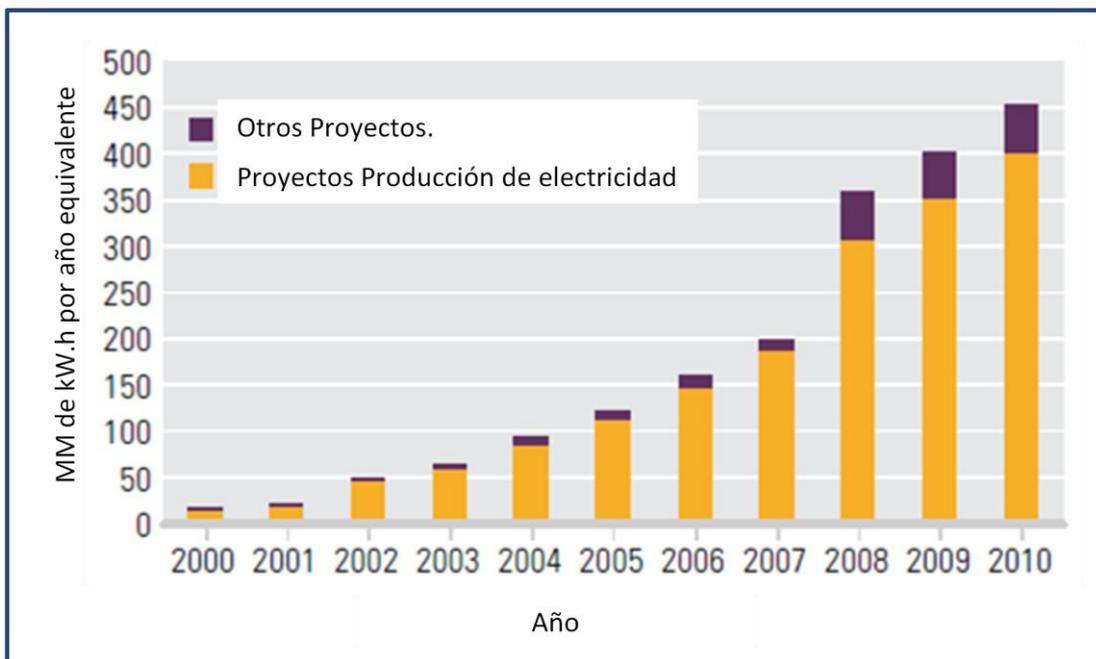
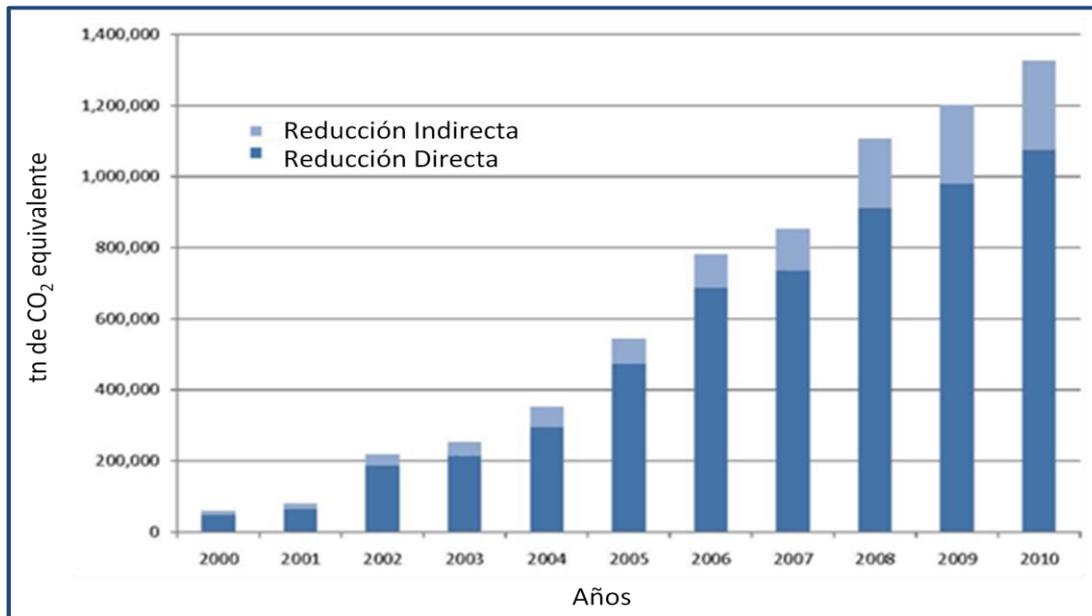


Figura 1-9: Proyectos de producción de electricidad y otros. Se considera un equivalente en kW.h para la energía térmica, y para proyectos no eléctricos.

La tecnología de la digestión anaeróbica reduce las emisiones de gases de efecto invernadero de dos maneras. Por un lado, los digestores capturan el metano contenido en los residuos orgánicos que de otra manera sería liberado a la atmósfera (**reducción directa**). Por otro lado, si el CH<sub>4</sub> obtenido se utiliza para generar energía, se estaría dejando de utilizar algún combustible fósil, evitando de esta manera emitir a la atmósfera cantidades adicionales de gases de efecto invernadero (**reducción indirecta**)

<sup>17</sup> Fuente: Programa AgStar



**Figura 1-10:** Reducción anual de emisiones de GEI en Estados Unidos como resultado de sistemas de tratamiento de residuos orgánicos a partir de la digestión anaeróbica. Incluye reducciones directas e indirectas.<sup>18</sup>

### 1.3.4 Ventajas de la digestión Anaeróbica

Los conceptos presentados en las secciones anteriores llevan a concluir que el proceso controlado de digestión anaeróbica es uno de los más idóneos para la reducción de emisiones de efecto invernadero, el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos y el mantenimiento y mejora del valor fertilizante de los productos tratados. Algunos de los beneficios asociados a la utilización de la digestión anaerobia como tratamiento de los efluentes en un tambo son:

- ✓ Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la reducción de emisiones incontroladas de CH<sub>4</sub>, (que produce un efecto invernadero 21 veces superior al CO<sub>2</sub>), y reducción del CO<sub>2</sub> ahorrado por sustitución de energía fósil.
- ✓ Producción de energía renovable si el gas se aprovecha energéticamente.
- ✓ Reducción significativa de malos olores (en el orden del 90% - 100%)
- ✓ Se evita la contaminación de suelos y napas freáticas
- ✓ Se evita la proliferación de insectos que abundan en las actividades pecuarias, especialmente moscas y mosquitos.
- ✓ Como subproducto en la obtención de biogás se obtiene un abono orgánico con alto contenido en minerales que tendría valor comercial.

Teniendo en cuenta estos factores, el objetivo es explorar la posibilidad de convertir la problemática del tratamiento de los residuos orgánicos en los tambos argentinos en una

<sup>18</sup> EPA (Environmental Protection Agency) – Programa AgStar

oportunidad para la generación de energía eléctrica a partir de BIOGÁS. Es decir, se plantea una propuesta energética a fin de que los establecimientos tamberos argentinos puedan encontrar una solución sostenible para el tratamiento de sus efluentes, no sólo desde el punto de vista ambiental sino también económico.

De esta manera se podría contribuir al desarrollo sostenible desde varios puntos. En primer lugar, se trabajaría sobre las emisiones relacionadas a la gestión del estiércol del ganado vacuno. Por otro lado, se estaría contribuyendo a la generación de energía a partir de fuentes renovables. Y además se resolvería un problema concreto que hoy afecta a muchos productores tamberos del país, a partir de un enfoque sostenible tanto desde el punto de vista económico, social como ambiental.



## 2 ALCANCE DEL PROYECTO

El presente trabajo pretende analizar la factibilidad técnica y económica de convertir la problemática del tratamiento de los residuos orgánicos de un grupo de tambos de la cuenca “Córdoba Sur” en una oportunidad de negocio de generación de energía.

A partir del tratamiento anaeróbico de los residuos orgánicos se obtiene biogás, con un contenido aproximado de metano del 65%. Este combustible puede utilizarse para generar energía eléctrica o como fuente directa de calor al combustionarse. Como subproducto del proceso de digestión anaeróbica se obtiene un efluente, rico en nutrientes, que tiene valor como fertilizante.

Ahora bien, el análisis podría abordarse en dos niveles muy diferentes desde el punto de vista de estructuración del negocio: caso particular o proyecto centralizado.

### Caso Particular

Una alternativa es estudiar el caso de algún establecimiento en concreto que decide poner en marcha un proyecto de producción de biogás para solucionar el problema del tratamiento de los residuos en el tambo. El biogás obtenido se utilizaría “tranqueras adentro”. Dado que en el tambo los principales requerimientos energéticos son de electricidad, y que no se suelen llevar a cabo procesos que requieran fuentes de calor, el biogás obtenido se transformaría en energía eléctrica utilizando un generador. Según el tamaño del tambo, y la disponibilidad diaria de residuos orgánicos, la electricidad obtenida podría satisfacer toda o parte de la demanda eléctrica del establecimiento. Es importante señalar que, debido a la exigencia de realizar el ordeño dos veces al día y de mantener la leche constantemente refrigerada, la independencia energética es fundamental para los momentos en que podría encontrarse cortado el suministro de la red. Esta situación suele ser frecuente en zonas rurales. Para estos casos, se suele utilizar un generador accionado por un motor de combustión interna a gas-oil.

El principal ingreso del proyecto así planteado sería el ahorro que se produce al consumir menos energía eléctrica de la red y al sustituir el uso del gas-oil por el de gas en los cortes de suministro. Por otro lado, las inversiones iniciales estarían asociadas a la construcción del biodigestor y la adquisición de un generador eléctrico que pueda ser alimentado a partir de biogás. Cabe señalar, que la eficiencia en el proceso de generación del gas está asociada, entre otros factores, al nivel de tecnología del digestor. Esto implica que cuanto mayor sea el rendimiento esperado para la producción de gas, mayor será la inversión inicial requerida.

Un análisis en este nivel podría concluir si para el caso en estudio resulta económicamente conveniente realizar el proyecto. También se podría estudiar qué escala mínima debería tener un tambo para que el ahorro generado por el proyecto le permitiera al productor recuperar la inversión en un tiempo razonable.

### Proyecto centralizado

La otra alternativa es plantear un proyecto de producción de biogás centralizado. De esta manera, un único biodigestor sería alimentado con los residuos orgánicos provenientes de varios tambos de la misma zona. El biogás obtenido podría transformarse en energía eléctrica para ser vendida en la red, o bien, tratarse y ser vendido como combustible a empresas que lo necesiten como fuente de calor en sus procesos productivos.

El hecho de centralizar la producción de biogás permite estructurar un negocio de mayor escala, donde intervienen más jugadores y existen más variables a tener en cuenta. Los ingresos provendrían principalmente de la comercialización de los productos finales. Además, cabría la posibilidad de presentar el proyecto a la Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (OAMDL), obteniendo certificados de reducción de emisiones (CER's) que podrían ser vendidos en el mercado homónimo.

En cuanto a los costos de producción, la alternativa de un proyecto centralizado introduciría la cuestión del transporte de los residuos desde los tambos hasta la planta procesadora. Asimismo, debería tenerse en cuenta el costo de transmitir la electricidad por la red hasta el punto de consumo o el de tratar y transportar el gas en caso que se opte por la comercialización del mismo como combustible.

El presente trabajo circunscribe el análisis a un proyecto de **producción centralizada** de biogás para la obtención de energía eléctrica. Se analiza la factibilidad técnica, económica y financiera de instalar una planta de generación de energía eléctrica de 1 MW de potencia que utilizaría biogás como combustible. El mismo se obtendría a partir de la co-digestión anaeróbica de los efluentes de un grupo de tambos de la cuenca lechera “Córdoba Sur” y el agregado de un cultivo de alta carga orgánica, como puede ser silo de maíz o de sorgo.

El proyecto estaría enmarcado dentro de un programa similar al GENREN (desarrollado en la sección “*Las Energías Renovables en Argentina*”), partiendo del supuesto de que la energía producida no se comercializará en el mercado SPOT, sino que existirá un contrato por un plazo de 15 años que garantizará la compra del total de la electricidad generada por el proyecto.

Se dimensiona el proyecto teniendo en cuenta la disponibilidad de materia prima, así como la limitación que impone el programa GENREN de licitar potencias de por lo menos 1MW. Luego, se selecciona la localización que minimice los costos y maximice la disponibilidad de materia prima. Se calculan los costos asociados a la operación y las inversiones requeridas para llevar a cabo el proyecto.

Con todo esto, y calculando el costo promedio ponderado de capital para el proyecto y la estructura de capital óptima, se está en condiciones de analizar a qué precio mínimo se debería comercializar la electricidad generada para que el proyecto sea rentable. De

esta forma, se podrá concluir si es factible plantear un proyecto de este tipo en el escenario de precios actuales de energía en Argentina.

Se identifican las variables clave del proyecto, sensibilizando el impacto que éstas pudieran generar en un escenario inflacionario y se estudian alternativas para incrementar el valor del proyecto.

También se identifican los principales riesgos del proyecto y se proponen posibles alternativas para mitigarlos.

Por último se plantean otras alternativas alrededor del tema del proyecto que sería interesante continuar profundizando.



### 3 LA ACTIVIDAD TAMBERA EN ARGENTINA

#### 3.1 Las cifras de la producción láctea argentina

En el año 2009 Argentina ocupó el 10° lugar entre los mayores productores de leche del mundo, con una producción aproximada de 10.000 millones de litros. Asimismo ocupó el 5° lugar como exportador.<sup>19</sup>

Las exportaciones durante el año 2009 superaron las 336.000 toneladas y alcanzaron un valor de U\$S 736 millones. El valor medio de la tonelada exportada durante el año 2009 alcanzó los U\$S 2.184, un 37,7% menor que el valor récord histórico para Argentina del año anterior.<sup>20</sup>

Históricamente la Argentina fue un país exportador de excedentes ya que la mayoría de los lácteos se consumían internamente. Sin embargo, desde hace unos años a la fecha, el volumen de ventas al exterior de productos lácteos viene incrementándose significativamente a un ritmo sostenido. La actividad exportadora tomó un papel más importante luego de la crisis de 2001: ante un nuevo escenario cambiario a partir de la devaluación, las exportaciones se incrementaron llegando a representar casi el 30% de la producción de leche cruda en el año 2006.<sup>21</sup>

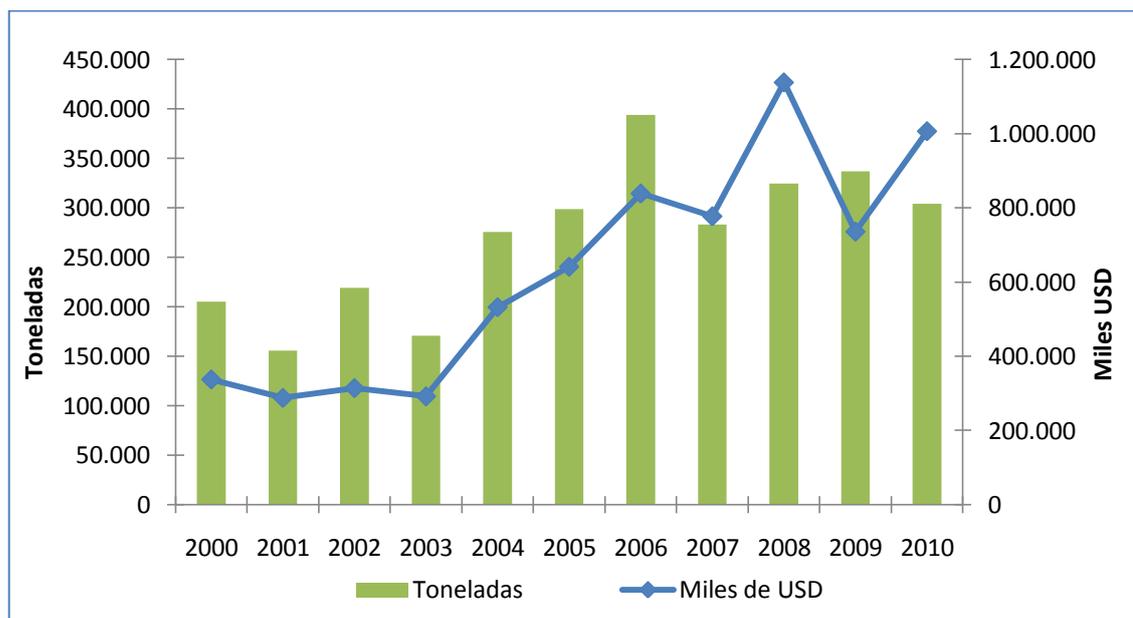


Figura 3-1: Evolución Exportaciones 2000 – 2009.<sup>22</sup>

Antes de la crisis brasileña, que generó la devaluación de su moneda, las exportaciones de lácteos estaban orientadas principalmente a ese país. Durante los últimos años, el destino de las exportaciones lácteas se diversificó, involucrando a alrededor de 100

<sup>19</sup> Revista Infortambo. Número 256 – Septiembre 2010

<sup>20</sup> SAGyP – Año 2009

<sup>21</sup> Ing. Agr. Mercedes Barilatti, “Sistema Agroalimentario: Sector Lácteo” – Año 2009

<sup>22</sup> Fuente: Elaboración propia - SENASA

países, donde los principales compradores son Brasil, Argelia, Venezuela, Chile y México. Esta atomización en las ventas es muy positiva ya que se deja de ser Brasil dependientes y se amplían los mercados para la mejor colocación de los productos.

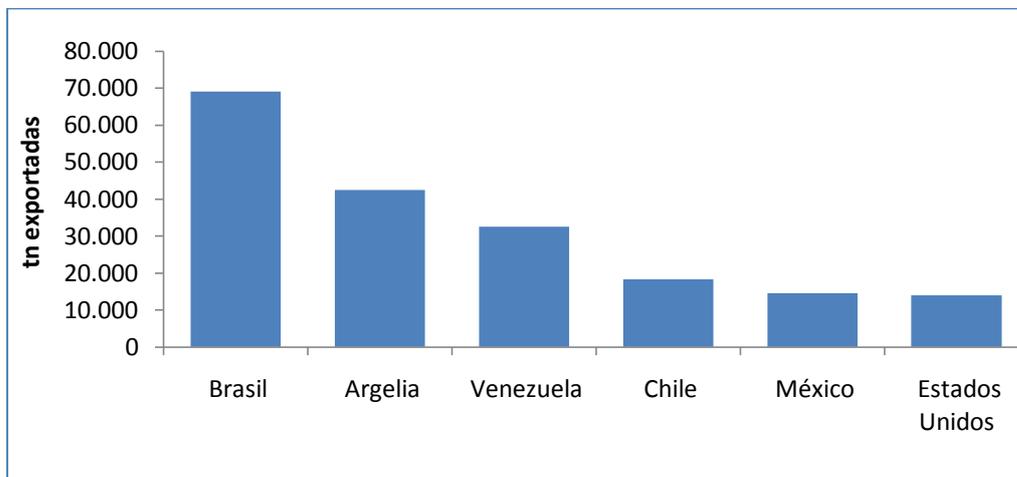


Figura 3-2: Principal destino de exportaciones lácteas – Año 2009.<sup>23</sup>

### 3.2 La cadena láctea

La cadena láctea conforma uno de los complejos agroalimentarios más importantes y dinámicos dentro de la economía argentina, siendo considerada como uno de los principales por su distribución territorial y generación de empleo, lo que la constituye en un motor fundamental para las economías regionales, donde conviven grandes, medianas y pequeñas empresas de producción primaria e industrial.

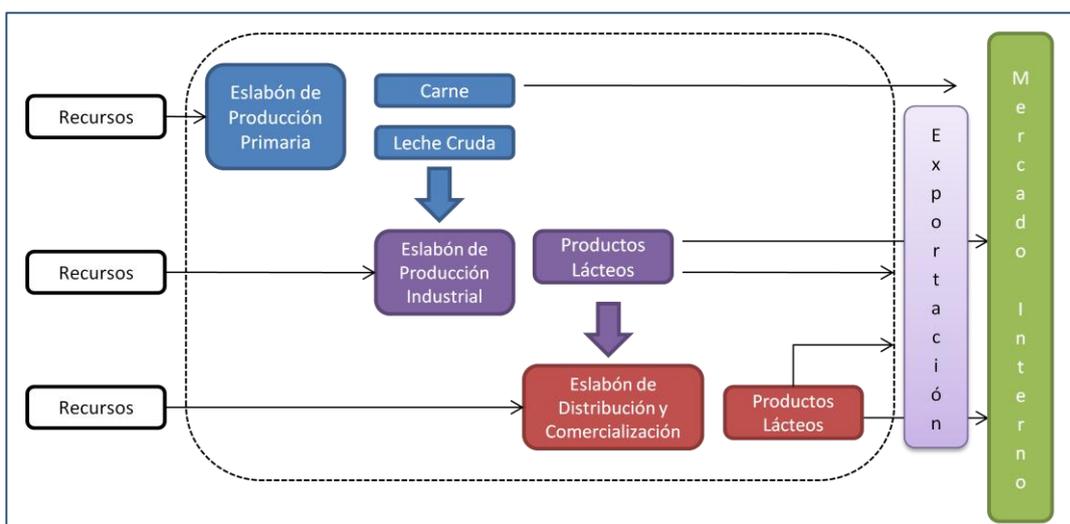


Figura 3-3: Esquema de la cadena láctea argentina

<sup>23</sup> Fuente: Elaboración propia – SAGyP Año 2011

### 3.2.1 Eslabón industrial<sup>24</sup>

Según datos de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), la industria láctea comprendía en 2007 a 918 empresas, que ocupaban aproximadamente a 29.000 personas y generaban ingresos totales por alrededor de 12.600 millones de pesos. Estas estadísticas ubican a los Lácteos en un lugar destacado en la industria de Alimentos y Bebidas, con participaciones del orden del 9%, 10% y 13%, respectivamente, en cada uno de los tres parámetros.

Según los datos estadísticos disponibles, se puede establecer una división del sector industrial lácteo en tres segmentos:

- 10-12 empresas que reciben más de 250.000 litros diarios, diversificadas en sus líneas de producción y con actividad exportadora.
- 90-100 empresas que reciben entre 20.000 y 250.000 litros diarios, jugando un fuerte papel en el sector quesero.
- Más de 1.000 empresas y tambos fábrica con menos de 20.000 litros diarios de recepción, que se dedican casi en forma exclusiva a la fabricación de quesos.

Las industrias lácteas en Argentina están distribuidas principalmente en aquellas provincias donde la actividad lechera es importante. La mayor proporción de plantas están localizadas en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe (91%), siendo Buenos Aires la más importante con un 36%.

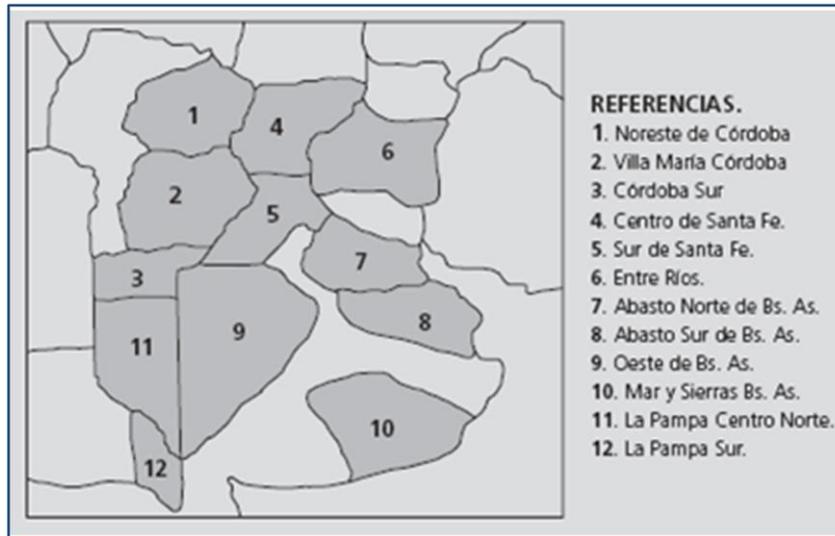
A nivel nacional, el 61% de las plantas lácteas están dentro del rango operativo más chico, que va de los 5.000 a los 20.000 litros diarios, constituyendo las denominadas “PYMES lácteas”, que permiten el desarrollo de la actividad tampera en zonas donde las grandes empresas no tienen estructura.

### 3.2.2 Eslabón de producción primaria

La producción tampera argentina está concentrada en las provincias de Buenos Aires, Santa Fé, Córdoba, Entre Ríos, y en menor medida La Pampa y Tucumán.

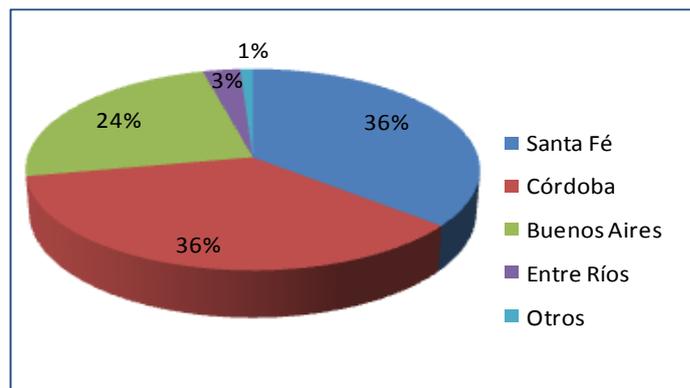
---

<sup>24</sup> En esta sección se consideraron datos del informe de Ing. Walter Mancuso (INTA Paraná), Ing. Juan Cruz Terán (INTA Rafaela) - “El Sector Lácteo argentino”, XXI Concurso Internacional de Lechería para profesionales de América Latina (Año 2008)



**Figura 3-4:** Principales cuencas lecheras del país

El aporte en volumen de leche que realiza cada una de las principales provincias lecheras de Argentina se presenta en la *Figura 3-5*, destacándose la fuerte participación de las cuencas santafecina, con más de 4.500 tambos, y cordobesa, con alrededor de 3.000 establecimientos tamberos<sup>25</sup>.



**Figura 3-5:** Aporte a la producción total de leche

En lo que se refiere al tamaño de los tambos, según el último censo agropecuario del año 2002, el 34% de los tambos de la República Argentina tiene hasta 100 cabezas, y el 46% tiene entre 101 y 350.

<sup>25</sup> Según Censo Agropecuario del 2002.

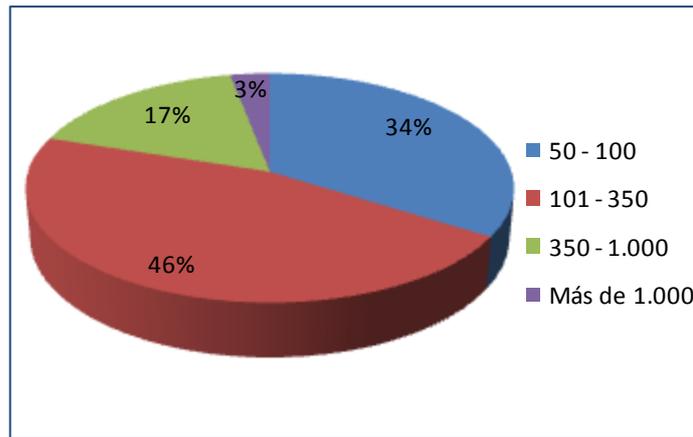


Figura 3-6: Cabezas de ganado en ordeño por tambo

Los sistemas predominantes en las principales cuencas lecheras pueden considerarse pastoriles con suplementación de forrajes y alimentos concentrados, cuya proporción en la dieta depende del sistema y la relación de precios con la leche.<sup>26</sup>

En los últimos años de la década pasada, el número de tambos en Argentina decreció abruptamente, registrándose el cierre de casi 4.000 operaciones desde 1998. La mayoría de los tambos que se vieron obligados a cesar sus actividades no fueron capaces de hacer las inversiones de capital necesarias para reducir los costos de producción y seguir siendo rentables.<sup>27</sup> También hubo un período importante de desinversión entre el año 2007 y 2009 debido a la baja rentabilidad del sector, producto de la intervención estatal y de la prolongada sequía. Según datos de la Sociedad Rural Argentina en el año 2007 había 11.500 tambos y a fines del 2009 quedaban alrededor de 10.500.

Más allá de que el número de establecimientos se vio reducido, la producción de leche se mantuvo relativamente constante entre 9.500 y 10.000 millones de litros por año.

<sup>26</sup> Ing. Walter Mancuso (INTA Paraná), Ing. Juan Cruz Terán (INTA Rafaela) - "El Sector Lácteo argentino", XXI Concurso Internacional de Lechería para profesionales de América Latina (Año 2008)

<sup>27</sup> Methane to Markets – "Resource Assessment for Livestock and Agro-Industrial Wastes – Argentina", Junio 2009.

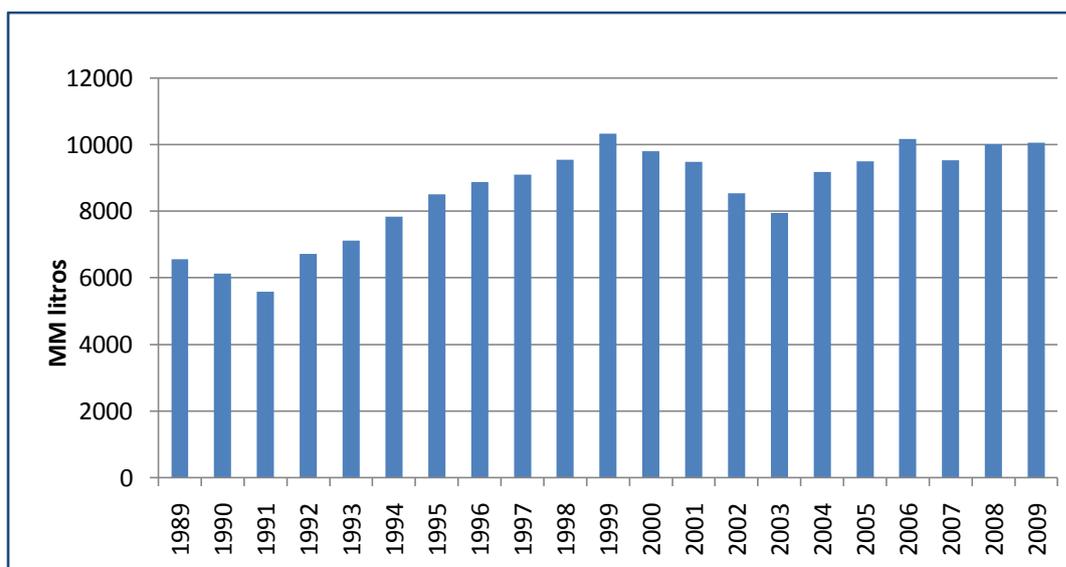


Figura 3-7: Evolución producción de leche en Argentina<sup>28</sup>

### 3.3 Tendencias

Según un informe del Instituto de Tecnología Agropecuaria (INTA) la producción láctea argentina podría alcanzar los 18.000 millones de litros de leche en 2020, desde los poco más de 10.000 millones actuales. Especialistas del Programa Lechero del INTA indicaron que este crecimiento del 80% en la producción implica elaborar 21,8 litros diarios por animal a diferencia de los 16,9 actuales y pasar de 1,7 a 2,3 millones de vacas en ordeño. Los desembolsos que deberá hacer la cadena láctea para llegar a esa marca rondan los u\$s 800 millones, en menos de diez años.<sup>29</sup>

En paralelo, se prevé que para 2017 las exportaciones mundiales de lácteos se incrementarán 10,8%, respecto de 2008. De acuerdo con información de la FAO, entre 2008 y 2018, el consumo mundial de manteca crecería 33,4%; el de quesos, un 21,6%; la leche en polvo descremada, 18,9% y la leche en polvo entera, 32%.

Según estudios del Programa de Inserción Agrícola (PIA) del que participan la Sociedad Rural Argentina (SRA), Confederaciones Rurales (CRA) el Centro de la Industria Lechera (CIL), y el Instituto para las Negociaciones Agrícolas Internacionales (INAI), ninguno de los cuatro exportadores principales de lácteos, que concentran el 80% de las ventas externas, alcanzará el crecimiento de la producción calculado para la Argentina.

El PIA, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) explica que Europa, el primer exportador de lácteos en 2008, crecerá sólo 1,9% para 2017; Nueva Zelanda, el segundo exportador, un 31,9%; Australia, 19,7% y Estados Unidos, 10,7%.

Tal como se señaló en la sección anterior, hoy en día, la producción lechera argentina es una actividad atomizada, sólo un 20% de los tambos tienen más de 350 cabezas en

<sup>28</sup> Fuente: elaboración propia – SAGyP – Año 2009

<sup>29</sup> Mayo 2011 – El Cronista

ordeño, y tiene características principalmente extensivas, con bajo índice de confinamiento.

Estos rasgos muestran una cara de la actividad que la convierten en poco atractiva para desarrollar un proyecto de recuperación y tratamiento de efluentes centralizado como el que aquí se plantea. Sin embargo, el crecimiento esperado en la producción de leche para los próximos años en el país, que muy probablemente venga de la mano de una mayor intensificación de las actividades productivas, obliga a los actores involucrados a plantearse desafíos en el ámbito del tratamiento de efluentes.

Es probable que con un nuevo escenario de mayor productividad en los tambos, este tema deje de ocupar un papel secundario y pase a ser uno de los grandes desafíos que esta oportunidad única traiga consigo.



## 4 EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

### 4.1 Estadísticas del Sector

#### 4.1.1 Año 2010

Durante el año 2010 la demanda de energía eléctrica fue de 115.734 GW.h, registrando un crecimiento del 5,8 % respecto la del año anterior.

Si se analiza la producción de energía eléctrica del año 2010, casi el 60% de la electricidad producida tiene su origen en sistemas térmicos convencionales: turbina de gas, turbina de vapor y ciclo combinado. Las energías renovables tuvieron una importante participación, con un 35 % de la producción, gracias a la generación a partir de energía hidráulica.

Aunque no se ha considerado en la siguiente figura, existe una pequeña participación de energía eólica y fotovoltaica.

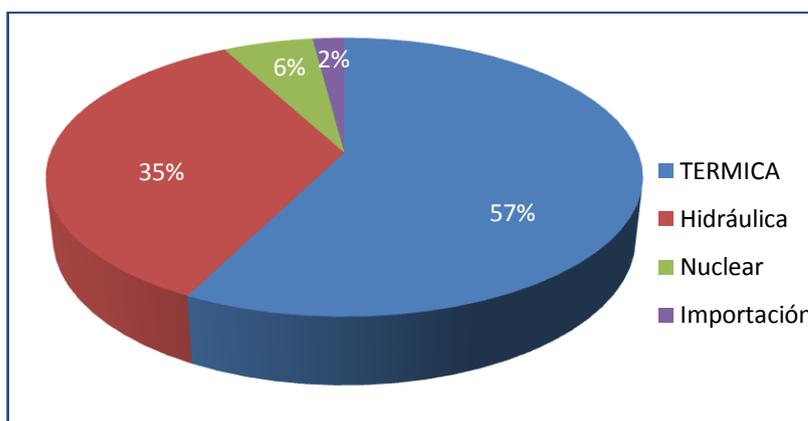


Figura 4-1: Participación en la generación de electricidad – Año 2010<sup>30</sup>

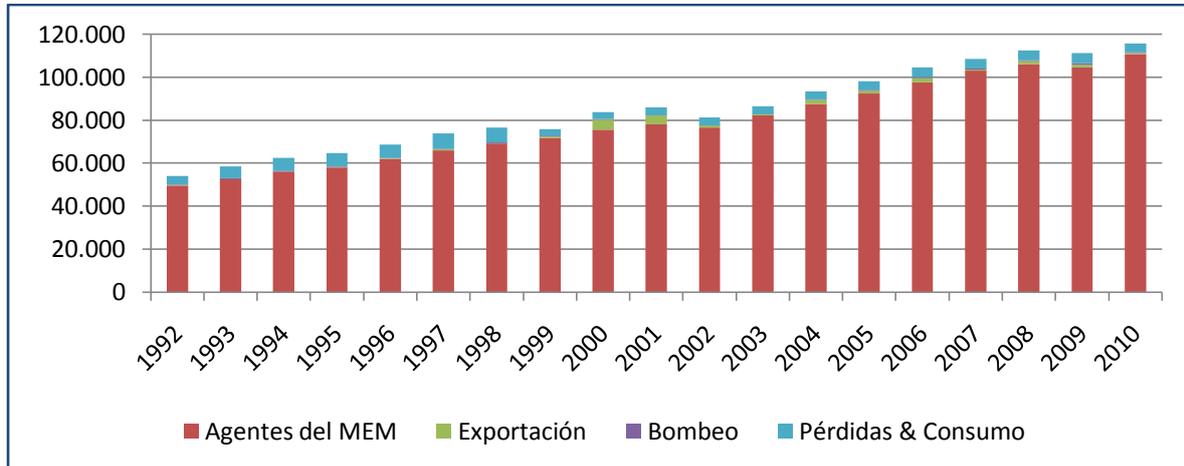
El requerimiento de la demanda pudo ser satisfecho sin mayores dificultades a lo largo del año dado la incorporación de nuevo parque generador y una disponibilidad del parque térmico existente en niveles similares a los últimos periodos. Como años anteriores, entre los meses de julio y agosto fue necesario recurrir a la importación de Brasil a los efectos de procurar una mejor gestión operativa y un menor consumo de combustibles líquidos.

El nivel de precios de la energía eléctrica para el año 2010 se presentará más adelante, una vez introducidos los conceptos que permitan interpretar el tema de las tarifas con mayor claridad.

<sup>30</sup> CAMMESA, Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista – Año 2010.

### 4.1.2 Evolución Histórica

Tal como se observa en la *Figura 4-2*, la demanda del sector eléctrico registra una tendencia creciente, aunque se vio muy impactada en el 2002 por la crisis nacional que estalló en el 2001 y en el 2009 por la crisis económica global del año 2008, especialmente en la demanda industrial.



**Figura 4-2:** Evolución de la demanda eléctrica desde los años 1992 a 2010.<sup>31</sup>

En lo que respecta al sector de generación eléctrica, que debido a las características intrínsecas del bien que se está transando (la energía eléctrica no se puede almacenar a costos razonables) acompaña las tendencias y movimientos de la demanda, vale la pena destacar la importancia de la generación térmica e hidráulica, que juntas cubrieron históricamente aproximadamente el 90% de la demanda.

Es importante señalar el crecimiento de la participación de la generación térmica en el total de la energía eléctrica generada en el sistema. En el año 1992, las fuentes térmicas cubrían un 46% de la demanda, mientras que en el año 2010 significaron un 57% del total producido y en el año 2008, registran un máximo aportando el 60% de la energía total consumida.

Este crecimiento en términos relativos también se dio en términos absolutos. Si se analiza el período 1992 – 2010, se observa que la producción de energía eléctrica a través de fuentes térmicas fue la que mayor crecimiento registró, alrededor de un 167%, seguida de la electricidad generada a partir de recursos hidráulicos, con un aumento del 103%.

Es decir, se podría concluir que el crecimiento en la demanda de electricidad desde el año 1992 hasta el año 2010, estuvo acompañado de un crecimiento en la oferta de electricidad generada a partir de fuentes térmicas e hidráulicas que permitieron cubrir las necesidades energéticas.

<sup>31</sup> Idem Nota N° 30.

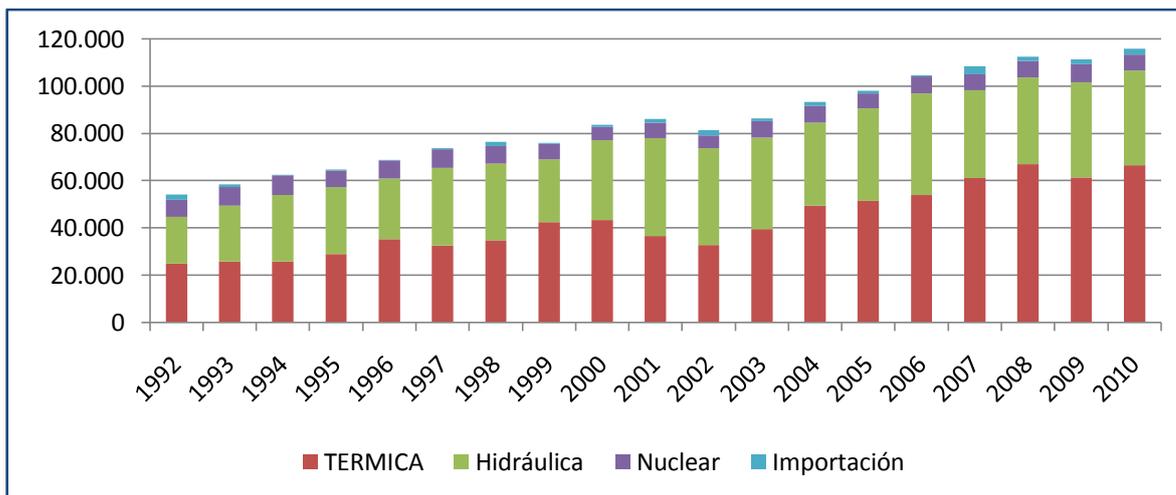


Figura 4-3: Evolución de la generación de electricidad por fuentes<sup>32</sup>

## 4.2 Agentes del mercado eléctrico argentino<sup>33</sup>

Con la publicación en 1992 de la Ley 24.065 se inició una reforma en el sector eléctrico argentino, a través del cual se separó la industria en diferentes segmentos. Lo que se buscaba con esta reforma era aumentar la competencia del sector.

En la actualidad, el mercado eléctrico mantiene la estructura definida en dicha ley, en la que se definen los siguientes agentes del mercado eléctrico:

- ✓ Generadores.
- ✓ Transportistas.
- ✓ Distribuidores.
- ✓ Grandes usuarios.
- ✓ Comercializadores.

### Generación

La actividad de generación, a excepción de la generación hidroeléctrica y la nuclear, se ha dejado completamente en manos privadas. Se trata de un mercado competitivo, con numerosas empresas.

En el país existen tres formas distintas de generación interconectada:

- 1) Las centrales de generación de electricidad, que bajo jurisdicción nacional se enlazan entre sí y con los principales centros de consumo del país a través de las líneas o redes de transporte interjurisdiccional que constituyen el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y atraviesan el territorio de las provincias a tensiones elevadas (500 kV, 220 kV y 132 kV).

<sup>32</sup> Idem Nota N° 30.

<sup>33</sup> La información presentada en esta sección se obtuvo principalmente del informe “Marco Regulatorio Eléctrico”, elaborado por la doctora Elena Manghi. También se consultó el informe “La cogeneración en Argentina” (2009), desarrollado en el marco del proyecto TECH4CDM.

- 2) Generación aislada, que frecuentemente está asociada con sistemas de distribución de electricidad ubicados en distintas provincias y no enlazadas con el SADI.
- 3) Generación dispersa que aprovisiona de energía a la población rural dispersa. Este servicio se presta bajo jurisdicción local a través de unidades de generación individuales o servicios colectivos de poca envergadura, de fuente eólica, solar, biomasa, microcentrales hidráulicas, pequeños grupos diesel, etc.

### Transporte

La actividad de transporte vincula eléctricamente a los generadores con las distribuidoras o grandes usuarios. Es esta vinculación eléctrica la que hace posible la existencia del mercado.

La transmisión es un monopolio y además tratándose del servicio público tiene un alto grado de regulación. Los transportistas no participan en la compra – venta de electricidad, sino que cobran por el servicio de transporte que brindan.

La transmisión en el territorio argentino fue organizada de la siguiente manera:

*Sistema de Transporte en Alta Tensión (líneas de 500 kV y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kV):* Las líneas de alta tensión fueron otorgadas en concesión en monopolio a TRANSENER S.A, por un plazo de noventa y cinco años. Estas líneas conectan las diferentes áreas del país.

*Distribución troncal (líneas de 132 kV a 400 kV):* fueron dadas en concesión a transportistas regionales y son:

- ✓ TRANSNOA: comprende las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.
- ✓ DISTROCUYO: comprende las provincias de San Juan y Mendoza.
- ✓ TRANSBA : comprende las redes en la provincia de Buenos Aires.
- ✓ TRANSNEA: comprende las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, y parte de Entre Ríos.
- ✓ C.O.T.D.T. COMAHUE: abarca redes en las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa.
- ✓ TRANSPA: área originalmente aislada del SADI y conectada hoy por la línea Puerto Madryn –Río Colorado que vincula el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico ( MEMSP). Incluye parte de la provincia de Río Negro, Chubut y Santa Cruz.

En cada área de concesión, cada una de dichas empresas cumple el servicio de transporte en forma monopólica. La Ley N° 24.065 dispone la regulación de las tarifas,

la supervisión de la calidad y el cumplimiento de todas las obligaciones que les impone la ley y su contrato de concesión, sobre todo por tratarse de un servicio público.

Entre las obligaciones que le impone la ley cabe señalar la de permitir el libre acceso a sus instalaciones (“Open Access”), operar y mantener sus instalaciones de manera que no constituyan peligro para la seguridad pública y adecuar las instalaciones y su operación a las medidas de protección de los ecosistemas.

### Distribución

El distribuidor es el titular de un contrato de concesión responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.<sup>34</sup>

Se trata de un monopolio respecto a sus redes, pero no así en cuanto a la comercialización de la energía ya que usuarios de determinados consumos pueden adquirir la electricidad directamente del generador.

Respecto a estos usuarios con capacidad de contratar el suministro libremente con el generador, las distribuidoras brindan la Función Técnica de Transporte (FTT). En este sentido, cuando las distribuidoras cumplen la función técnica de transporte tienen la obligación de permitir el libre acceso a la capacidad remanente de sus instalaciones.

A cambio de ejercer la FTT, los distribuidores recibirán el pago de un peaje cuya tarifa se compone de:

- ✓ Un cargo mensual por el uso de la capacidad de transporte
- ✓ Un cargo por energía transportada
- ✓ Un cargo adicional por el uso de sistemas de transporte de otros agentes.

Los sistemas de distribución pueden estar vinculados al SADI o asilados. Estos últimos suelen integrar generación y distribución de electricidad también bajo jurisdicción local, ubicados en distintas provincias y no enlazados con el SADI.

### Grandes usuarios

Los grandes usuarios son consumidores con una potencia superior a los 50 kW y contratan el consumo a un generador o un comercializador, y no a los distribuidores. Pagan el transporte a precios regulados y pagan peaje al distribuidor.

Existen tres tipos de grandes usuarios según el nivel de potencia y la energía consumida:

- ✓ GUMA: (Grandes Usuarios Mayores) empresas con demandas superiores a 1 MW.
- ✓ GUME: (Grandes Usuarios Menores) empresas con demandas entre 0,1 MW a 2 MW.
- ✓ GUPA: (Grandes Usuarios Particulares).

---

<sup>34</sup> Artículo 9 Ley N° 24.065

**CAMMESA** (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A) coordina y administra el sistema eléctrico, tanto desde el punto de vista operativo (despacho físico) como económico (despacho económico). Es una empresa de gestión privada con propósito público. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional.

CAMMESA tendría funciones asimilables al “Poder Ejecutivo” dentro del sistema eléctrico argentino.

Por su parte, la **Secretaría de Energía**, que depende del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, es quien establece las reglas vigentes del sistema. Sus objetivos principales son la propuesta y la ejecución de la política nacional en materia de energía, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos y respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del medio ambiente.

La Secretaría de Energía tiene un rol asimilable al “Poder Legislativo”.

El **Ente Nacional Regulador de la Electricidad** (ENRE) es el organismo de carácter autárquico, encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar a las empresas del sector. Es decir, representaría el “Poder Judicial” dentro del sistema eléctrico argentino.

Vale la pena mencionar a **ENARSA** (Energía Argentina S.A), ya que sería quién compre la energía eléctrica generada por el proyecto.

Esta compañía fue creada en Diciembre del año 2004, por la Ley Nacional 25.943. El objeto de la misma es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural. Asimismo, podrá generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica y realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos.

### **4.3 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista<sup>35</sup>**

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conecta la oferta de electricidad de los generadores con la demanda de distribuidores y grandes usuarios a través del SADI.

Las transacciones en este mercado se llevan a cabo en un lugar de referencia, el Centro de Cargas del Sistema (CCS), ubicado en Ezeiza.

---

<sup>35</sup> Aclaración: en esta sección se describe el la lógica de funcionamiento del mercado eléctrico y la determinación de precios originalmente establecida por la ley. Cabe aclarar que la Resolución 240/2003 de la Secretaría de Energía introduce cambios sustanciales en la determinación de las tarifas que serán descriptos más adelante.

En la organización del MEM funcionan dos mercados y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores:

- ✓ Mercado Spot.
- ✓ Mercado a Término (o de Contratos).

### 4.3.1 Mercado SPOT

Se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. El precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal. El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM).

En este mercado los Generadores reciben ingresos tanto por la potencia puesta a disposición como por la energía generada, con precios particulares según el Nodo de la red de transmisión donde se encuentran conectados. El precio que reciben por la electricidad vendida, es el producto del PM y su Factor de Nodo (FN).

$$\text{PN generador} = \text{PM} * \text{FN}$$

El PM se obtiene en el centro de carga del sistema eléctrico, el área Gran Buenos Aires. Se determina en forma horaria a partir del costo variable de producción de la última máquina despachada para satisfacer la demanda horaria. En su cálculo se consideran no sólo los costos de operación de las máquinas, sino también las pérdidas del transporte (cada generador entra al despacho según su costo marginal dividido su FN).

En la actualidad, dentro de un esquema de normas transitorias, el precio Spot sancionado es el precio de corte resultante como si todas las unidades fueran despachadas con Gas Natural.

El FN está asociado a las pérdidas de energía en la red y representa la relación entre el costo marginal asociado a satisfacer una variación unitaria de carga en un nodo y el costo marginal de suministrar la misma variación en el centro de cargas. Este factor intenta manifestar en el precio de la energía en un nodo, si el consumo de energía en su área de influencia colabora a descargar el sistema de transmisión o este será sometido a un uso más intenso.

El FN inferior a 1 representa a un nodo superavitario, o sea generador, cuyos saldos fluyen al centro de cargas (Ezeiza). Una región generadora como el Comahue poseerá factores de nodo inferiores a la unidad debido a que un incremento de demanda en esa zona origina una disminución de sus saldos exportables al Gran Buenos Aires y como consecuencia la energía transmitida por el sistema será inferior, las líneas tenderán a descargarse y sus pérdidas a disminuir. Los nodos abastecidos desde el Sistema Gran Buenos Aires – Litoral, el cual es el centro de cargas y que se representa por la barra de Ezeiza, poseerán factores de nodo superiores a la unidad.

Los nodos que son abastecidos desde centros generadores lejanos, producen un mayor empleo de la red de transmisión y un incremento de las pérdidas cuando su demanda aumenta. Este efecto debería, elevar el factor de nodo consumidor y disminuye el factor del nodo abastecedor.

El efecto del Factor de Nodo en los precios implica una penalización de los aumentos de demanda cuya satisfacción depende de un incremento de oferta en un nodo lejano, ya sea por imposibilidad u onerosidad del abastecimiento local.

Con el objetivo de que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora y que puedan tener una tarifa a usuarios finales más estable, se creó un mecanismo de fijación de precios trimestral. Cada tres meses, CAMMESA estima y prevé el precio spot promedio para el próximo trimestre. Dicho precio es sancionado por la Secretaría de Energía como precio estacional que regirá para dicho período.

De esa manera, el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real de los generadores, las diferencias entre ambos precios se acumulan en una cuenta especial denominada “Fondo de Estabilización” a fin de atender los desfasajes financieros.<sup>36</sup>

Tanto el precio SPOT fijado para los distribuidores como el precio SPOT que se les paga a los generadores están afectados por el Factor de Nodo (FN).

### 4.3.1.1 Resolución 240/2003

La resolución 240/2003 de la Secretaría de Energía establece que para el cálculo del precio SPOT se reconocerá como costo variable de producción aquel que corresponde a las máquinas que utilizan gas natural. En el caso de resultar necesario aplicar restricciones a la demanda, el precio SPOT máximo será de 120 \$/MW.h. (Consultar Anexo IX).

En este sentido, todos los generadores cuyo costo variable supere el establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido. Las diferencias entre el Precio de Nodo respectivo y el costo reconocido, serán recaudadas a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho”.

Es decir, anteriormente los generadores cuyo costo variable de producción fuera menor que el costo de producción variable del último generador despachado recibían una remuneración mayor que sus costos, es decir, tenían un beneficio. Ahora, en el marco de la nueva resolución, sólo obtendrán beneficios aquellos generadores que tengan un costo variable de generación inferior a los generadores que utilicen gas natural.

Es interesante observar las distorsiones que esta resolución generó en el sector. En la *Figura 4-4*, se muestran los datos reales para el día 05/08/2011. El precio SPOT durante ese día se mantuvo en los 120\$/MW.h, mientras que los costos fueron siempre superiores, llegando a alcanzar los 1.500 \$/MW.h a las 15hs.

<sup>36</sup> Manghi, Elena. *Marco Regulatorio Eléctrico*.

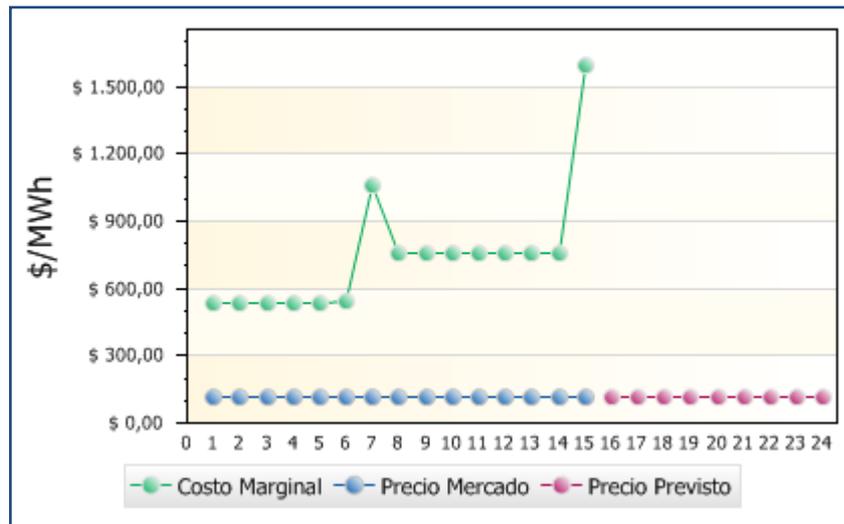


Figura 4-4: Precio vs Costo de generación – Datos del 05/08/2011<sup>37</sup>

### 4.3.2 Mercado de Contratos

Dentro del Mercado Eléctrico Mayorista pueden efectuarse libremente contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA o GUME/GUPA.

El límite previsto para celebrar un contrato con un generador es su capacidad de producción.

Para los GUMAS la condición es que contrate por lo menos el 50 % de su demanda y que ésta sea mayor a 4.380 MW.h anuales.

Los GUMES y GUPAS contratan la totalidad de su demanda.

En lo que respecta a este mercado, los precios son pactados libremente, entre las partes.

### 4.3.3 Precios Energía Eléctrica – Año 2010

El precio de la energía, determinado según las Res. SE 240/03, que supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope de 120 \$/MWh, fue evolucionando a lo largo del año según las variaciones del precio de dicho combustible y del parque térmico convocado, con promedios mensuales que variaron entre un mínimo de 100 \$/MWh y un máximo de 119 \$/MWh.

El precio monómico, incluyendo los cargos de potencia y sus servicios asociados y los sobrecostos debido a la utilización de combustibles distintos al gas natural tuvo una media anual del orden de los 204 \$/MWh.

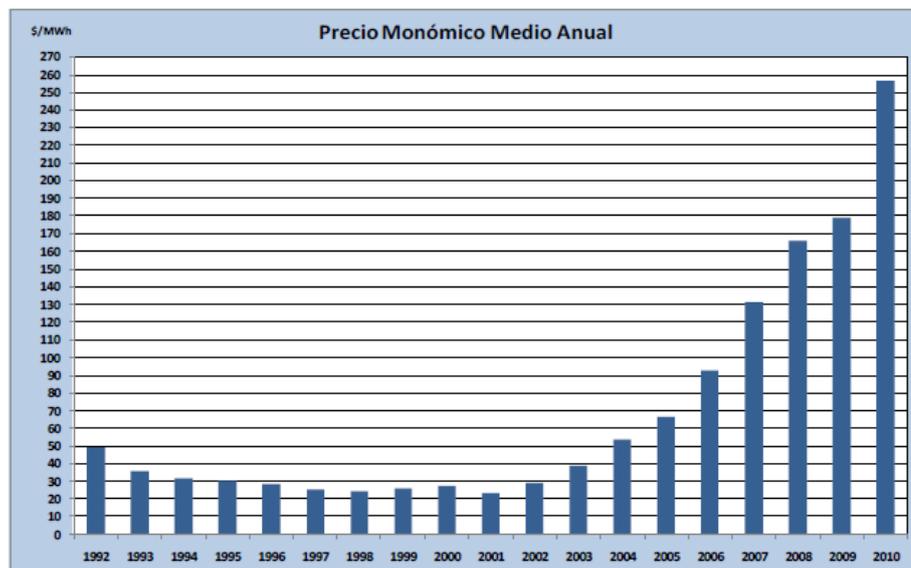
Si adicionalmente se incluyen los cargos a la demanda excedente de los GU, la cuenta de importación de Brasil y los Contratos de Abastecimiento MEM, el precio monómico

<sup>37</sup> CAMMESA – Información on-line: “Datos de la Operación”.

representativo de costo total de operación del MEM alcanza una media del orden de los **256 \$/MWh**, frente a los 179 \$/MWh del año anterior.

Como resumen del año de las variables económicas más relevantes, se destacan que el aumento del precio monómico en el 2010, comparado con el 2009, se debió a:

- ✓ Aumento del PM spot por aumento del precio de gas.
- ✓ Aumento impacto Brasil por mayor importación a cargo de Argentina.
- ✓ Aumento de los costos de contratos MEM por ingreso los contratos FONINVEMEM e incremento generación distribuida de ENARSA.
- ✓ Aumento de sobrecostos de despacho por aumento despacho térmico con combustibles alternativos y mayor precio combustibles alternativos (FO/GO).



**Figura 4-5:** Evolución precio monómico (sin considerar los cargos por transporte).

En cuanto al mercado de contratos, actualmente los que se enmarcan en el Programa Energía Plus, rondan los **70 USD/MW.h**.

En lo que respecta al precio que percibe el consumidor final, de acuerdo a las pautas establecidas por el gobierno nacional, continuó aplicándose durante 2010 la misma política de precios diferenciales, manteniendo sin variantes la tarifa para los distintos tipos de usuarios de los Distribuidores. El precio monómico estacional, representativo de lo recaudado de los agentes distribuidores, fue del orden de 55 a 61 \$/MWh

De la misma forma que el año anterior los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, que fueron cubiertos por aportes del tesoro nacional.

#### 4.4 *Las Energías Renovables en Argentina*

El marco regulatorio argentino para las energías renovables se basa en la Ley Nacional 26.190, “**Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la generación eléctrica**”. La misma declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. Las tecnologías que se incluyen son las: eólica, mareomotriz, hidráulica hasta 30MW, gases de vertedero, y gases de plantas de depuración y biogás. El objetivo de la Ley es alcanzar el 8% en la participación de las fuentes de energías renovables en el consumo eléctrico nacional para el año 2016, sin considerar a los grandes generadores hidráulicos.

La normativa prevé un régimen de inversiones para la construcción de nuevas obras destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Entre los beneficios promocionales, las empresas podrán practicar la amortización acelerada del impuesto a las ganancias por las inversiones que efectúen, o bien podrán optar por la devolución anticipada del impuesto al valor agregado (IVA) correspondiente a los bienes amortizables incluidos en cada proyecto -excepto automóviles.

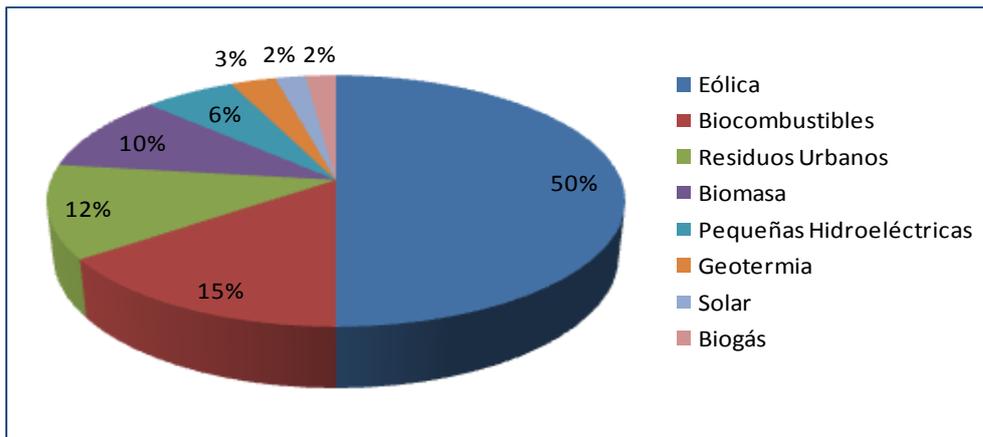
Además, se crea el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE), cuyos recursos surgen de un gravamen de 0,30 pesos por MW/h sobre las tarifas de las empresas distribuidoras y los grandes usuarios del mercado mayorista. Con ese fondo se remunerará hasta 900 \$/MW.h a los generadores solares fotovoltaicos y hasta 15 \$/MW.h a las empresas responsables de la generación eólica, geotérmica, de biomasa, biogás y sistemas hidroeléctricos de hasta 30 MW de potencia. Esta remuneración regirá por 15 años.

El Decreto 562/09 estableció, asimismo, la puesta en marcha del Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables, coordinado por el CFEE, del que participan el Gobierno nacional y las administraciones provinciales.<sup>38</sup>

Simultáneamente a la reglamentación de esta Ley se ha lanzado en mayo de 2009 el **Programa GENREN**, de generación eléctrica utilizando fuentes de energías primarias renovables. Este programa por primera vez toma como referencia un precio fijo en moneda constante y por un plazo de diez años en un llamado a licitación, sin tomar como base un mero incentivo por sobre el valor del MWh en el MEM. Se llamó a licitación un total de 1.015 MW, siendo la mitad para energía eólica.

---

<sup>38</sup> Fuente: Asociación Argentina de Energía.



**Figura 4-6:** Licitación de Potencia Programa GENREN por fuente de energía.<sup>39</sup>

Los aspectos sobresalientes del programa GENREN se pueden resumir como sigue:

- ✓ ENARSA, el ente regulador del mercado eléctrico, compra la energía eléctrica proveniente de los adjudicatarios de la licitación para entregarla a CAMMESA, la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico, siempre dentro de los sistemas vinculados a la red interconectada nacional, operaciones garantizadas a precio constante en US\$ por el lapso de 15 años.
- ✓ Los módulos licitados deben ser mayores que 1MW hasta un máximo de 50MW.
- ✓ Las ofertas deben contener componentes locales en proporción adecuada en cada caso.
- ✓ Las empresas extranjeras deben asociarse con una compañía local para poder licitar.
- ✓ Los contratos se realizarán en USD.

La empresa estatal de energía ENARSA es la encargada de establecer el vínculo contractual con cada una de las empresas seleccionadas en el proceso licitatorio. A su vez, ENARSA suscribirá con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) los contratos de abastecimiento; los mismos podrán tener una duración máxima de 15 años, de acuerdo con la Resolución 712/09 de la Secretaría de Energía. Esto significa que el oferente deberá cumplir con la generación comprometida, mientras que ENARSA se encargará de vender esa energía al mercado mayorista. CAMMESA deberá abonar, además, un cargo adicional mensual de hasta el 10% del precio pautado, y con ese dinero se conformará un fondo de garantía de pago de las obligaciones futuras.

El 30 de junio de 2010 se adjudicaron los proyectos de la licitación GENREN. El total de oferentes fueron 21 empresas, presentando 51 proyectos. La potencia ofertada fue de

<sup>39</sup> Fuente: Secretaría de Energía.

1.436,5 Megavatios (41% superior a la licitada). Se adjudicaron 895 MW. Los MW restantes para llegar a los 1.015 originariamente licitados serían re-licitados.

Resultaron adjudicados proyectos según el siguiente desglose: 754 MW que corresponden a generación eólica, 110,4 MW a térmica con biocombustibles, 10,6 MW a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y 20 MW a solar fotovoltaica

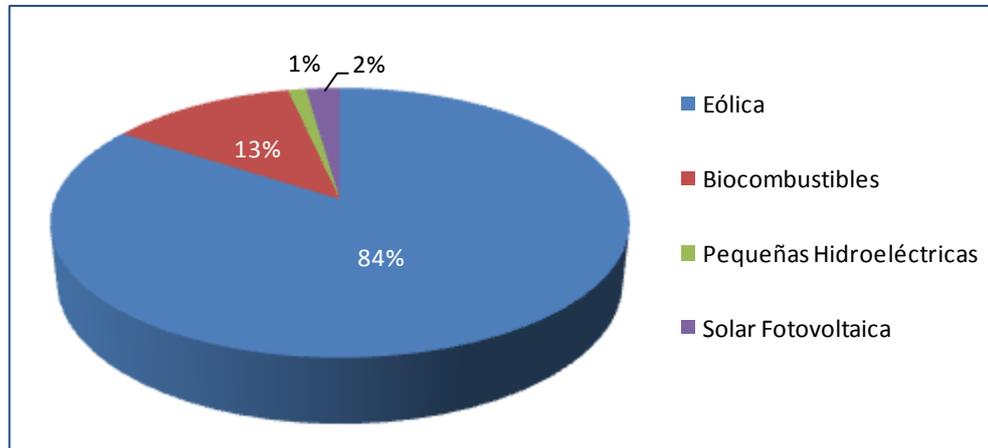


Figura 4-7: Adjudicación Programa GENREN<sup>40</sup>.

Resulta interesante indagar en los precios a los cuales estas licitaciones fueron ganadas. Tal como se observa en la tabla siguiente, la generación a partir de las fuentes eólica, hidroeléctrica y solar no recibe pago por potencia disponible, mientras que las centrales térmicas alimentadas con biocombustibles sí.

En cuanto a los precios de la electricidad generada, se observa un precio promedio de **263 USD/MW.h**, y un precio promedio ponderado en función de la cantidad total de energía licitada para todo el programa de **144 USD/MW.h**. Es interesante el precio récord alcanzado por la energía solar fotovoltaica, llegando incluso a los 600 USD/MW.h.

En todos los casos, se ha previsto el reintegro de la totalidad de los gastos e inversiones de CAMMESA, como así también todo gasto relativo a la actividad del MEM (Transporte, tasa de fiscalización ENRE, etc.)

	Plazo (Años)	Punto de Entrega	Precio Potencia (USD/MW.mes)	Precio Energía (USD/MW.h)	Reintegro gastos Transporte + CAMMESA
Eólica	15	CCG	-	117 - 135	SI
Hidroeléctrica	15	CCG	-	165	SI
Solar Fotovoltaica	15	CCG	-	540 - 600	SI
Biocombustibles	15	CCG	18.000 - 23.000	(17 - 23) + Combustible	SI

Tabla 4-1: Adjudicación licitaciones GENREN

<sup>40</sup> Fuente: Secretaría de Energía.

Entre los beneficios de este programa se pueden mencionar:

- ✓ La generación de más de 7.000 puestos de trabajo.
- ✓ Inversiones esperadas por más de USD 2.000 MM.
- ✓ Más de 2 MM de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas.
- ✓ Promoción del desarrollo industrial local.
- ✓ Desarrollo de las Economías Regionales.
- ✓ Diversificación de la Matriz Energética.
- ✓ Impacto federal y distribuido.

El programa GENREN presenta una oportunidad única para el desarrollo de las energías renovables en Argentina. La posibilidad de tener garantizada la compra del total de la energía producida durante un plazo de 15 años y que el precio pagado por la misma sea establecido en moneda constante, brinda características de estabilidad a los proyectos, atenuando los riesgos asociados a las importantes inversiones que los mismos requieren. Por otro lado, ningún proyecto de energías renovables resulta rentable si se consideran los precios que actualmente se pagan en el mercado.

**Por estos motivos, el siguiente proyecto se analiza en el marco de un programa similar al GENREN. Es decir, se partirá del supuesto de que existirá un contrato de abastecimiento por un plazo de 15 años, que se aplicarán condiciones similares a las que se proponen en GENREN y se estudiará cuál sería el precio de la licitación a partir del cual el proyecto comenzaría a ser rentable.**

## 5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

### 5.1 *Materia Prima*

La materia prima que alimentará el biodigestor del proyecto, es principalmente el estiércol proveniente de las vacas en ordeño de los tambos de la cuenca lechera Córdoba Sur que están buscando una solución para el tratamiento de sus efluentes.

Sin embargo, está demostrado que la eficiencia en la producción de biogás aumenta con el tratamiento conjunto de residuos orgánicos de diferente tipo (*co-digestión*), ya que se aprovecha la complementariedad de las composiciones permitiendo perfiles de proceso más eficaces. La ventaja principal radica en el aprovechamiento de la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los sustratos por separado.

Por ejemplo, los estiércoles son muy buenos para la producción de biogás, porque contienen bacterias que provienen de los tractos digestivos de los animales, pero su fracción orgánica se ve reducida y por lo tanto, no tienen un alto potencial de producción de biogás. Por otro lado, el proceso de digestión anaeróbica de únicamente cultivos energéticos como el maíz y el girasol no funciona correctamente dado que no se generan las condiciones ideales para la degradación por parte las bacterias. Por lo tanto, el agregado de estiércoles, que aporten inóculo y reduzcan el porcentaje de sólidos favorece mucho el proceso.

También se han conseguido buenos resultados para mezclas de residuos ganaderos con varios tipos de residuos de la industria de carne y mataderos, ricos en grasas, y de la industria lechera, consiguiendo altas producciones de metano. De la misma manera, se han conseguido buenos resultados con la co-digestión de lodos de depuradora y la fracción orgánica de residuos municipales, la mezcla de estos últimos con aguas residuales urbanas, y la co-digestión de fangos de depuradora y residuos de frutas y verduras. Los residuos urbanos e industriales acostumbran a contener altas concentraciones de materia orgánica fácilmente biodegradable, por lo cual presentan un mayor potencial de producción de biogás que los residuos ganaderos. Sin embargo, estos residuos pueden presentar problemas en su digestión, como deficiencia en nutrientes necesarios para el desarrollo de microorganismos anaerobios, baja alcalinidad o excesivo contenido en sólidos que provoquen problemas mecánicos.

Los residuos ganaderos pueden ser una buena base para la co-digestión ya que, generalmente, presentan un contenido en agua elevado, una alta capacidad tampón y aportan una amplia variedad de nutrientes necesarios para el crecimiento de microorganismos anaerobios.

En el siguiente proyecto se plantea la co-digestión del estiércol aportado por los tambos, que actuaría de sustrato base, y otro sustrato con alta concentración de carga orgánica que mejoraría la eficiencia del biodigestor. Lo ideal sería contar con residuos de industrias alimenticias o mataderos de la zona, que incluso podrían llegar a generar un ingreso adicional al proyecto pagando por el servicio de tratamiento de residuos que se le estaría ofreciendo. Si bien existiría una demanda potencial por este servicio, no se

cuenta con datos precisos acerca de la disponibilidad de este tipo de residuos por la zona. Por este motivo, se evaluará el proyecto suponiendo que no se puede contar con ellos.

Habiendo descartado el co-sustrato más económico, se evalúa la posibilidad de incluir plantas oleaginosas, de gran contenido energético y amplia disponibilidad en la región agrícola-ganadera donde se desarrolla el proyecto.

El uso de este tipo de mezclas para la producción de biogás es una forma muy común en Europa, particularmente en Alemania. En este país, la gran mayoría de las plantas están trabajando en base a este tipo de mezclas, consumiendo al año casi 600.000 hectáreas de maíz y 15 millones de toneladas de estiércoles. La energía generada es suficiente para abastecer 3 millones de hogares<sup>41</sup>.

### 5.1.1 Silo de Maíz

Entre los cultivos con mayor capacidad de producción de biogás sobresale el maíz. En particular, el silo de maíz, que aprovecha la totalidad de la planta, tiene un ratio de generación de biogás de 202 m<sup>3</sup>/tn<sup>42</sup>, el mayor entre los cultivos generalmente utilizados, que compara con los 46 m<sup>3</sup> de biogás que podrían obtenerse a partir de una tonelada de estiércol de ganado lechero. El contenido de CH<sub>4</sub> del biogás producido a partir de silo de maíz ronda el 52%. Estas características convierten al silo de maíz en un cultivo sumamente atractivo para proyectos de generación de energía.

El costo de producción del silo de maíz ronda los 21 USD/tn, considerando un costo de implantación del maíz de 300 USD/ha, un rinde promedio de 35 tn/ha y un costo de confección del silo de 12,2 USD/tn<sup>43</sup>. Si se considera que el productor espera una rentabilidad de por lo menos un 20%<sup>44</sup>, el costo final que impactaría en el proyecto es de unos 24,9 USD/tn.

Un cultivo sustancialmente más barato que el maíz, y también muy utilizado en la co-digestión es el sorgo. El silo de sorgo tiene un ratio de generación de biogás de 128 m<sup>3</sup>/tn y el contenido de metano en el gas es de un 55%<sup>45</sup>.

El costo de implementación del sorgo es de 210 USD/ha, con un rendimiento similar al del maíz y el mismo costo de confección del silo. Esto arroja un costo total de 21,8 USD/tn tomando en consideración la rentabilidad para el productor.

Teniendo en cuenta que la oferta de ambos cultivos estaría asegurada en la zona, las variables que hay que evaluar a fin de elegir uno u otro como co-sustrato son las que se comentaron anteriormente:

---

<sup>41</sup> Gruber, Hilbert, Sheimberg. “Una planta de biogás en base de estiércol animal en mezcla de silaje de maíz en el marco agropecuario argentino. Octubre 2010

<sup>42</sup> Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR – Agencia Alemana de Materias Primas Renovables) “Biogas – An introduction”

<sup>43</sup> Revista Márgenes Agropecuarios – Junio 2011.

<sup>44</sup> La rentabilidad esperada por el productor surge de analizar el costo de oportunidad de producir silo y dejar de vender el grano en el mercado internacional. Se considera el precio histórico del maíz de 120 USD/tn y un rendimiento en peso de producción de grano del 21%.

<sup>45</sup> FNR ( Agencia Alemana de Materias Primas Renovables). “Biogas – An introduction”

- ✓ Ratio de generación de biogás (m<sup>3</sup>/tn de silo).
- ✓ Contenido de metano, que determinará el poder calorífico del biogás obtenido
- ✓ Costo de aprovisionamiento.

A continuación se muestra una tabla que resume estas consideraciones concluyendo que *es conveniente utilizar silo de maíz en lugar de silo de sorgo* ya que resulta más económico en el costo por MW.h producido. Esto se debe principalmente a la gran capacidad de producción de biogás de este cultivo.

	Silo de Maíz		Silo de Sorgo	
	Cant.	Unidad	Cant.	Unidad
Producción de biogás	202	m <sup>3</sup> /tn silo	128	m <sup>3</sup> /tn silo
Contenido de CH <sub>4</sub>	52%	%	55%	%
Precio por tn	24,9	USD/tn	21,8	USD/tn
Poder calorífico biogás	5,18	kW.h/m <sup>3</sup>	5,48	kW.h/m <sup>3</sup>
Eficiencia del motor	35%	%	35%	%
Producción electricidad	366,54	kW.h/tn silo	245,66	kW.h/tn silo
Costo por kW.h	0,068	USD/kW.h	0,089	USD/kW.h
Costo por MW.h	68	USD/MW.h	89	USD/MW.h

**Tabla 5-1:** Comparación del costo de producción de energía eléctrica a partir de silo de maíz y de sorgo.

### 5.1.2 Residuos Orgánicos del Tambo

El estiércol proveniente de los tambos que abastecerán al proyecto constituirá el sustrato base en la co-digestión. Es fundamental estimar la disponibilidad de esta materia prima ya es una de las variables fundamentales para determinar la capacidad de producción de biogás que tendrá la planta. A fin de estimar esta disponibilidad, se deben considerar varios factores:

- ✓ Establecimientos lecheros en la zona.
- ✓ Cantidad de vacas en ordeño.
- ✓ Producción de estiércol por animal.
- ✓ Factor de recolección del estiércol

El objetivo de esta sección es analizar en detalle cada uno de estos puntos para obtener una estimación de la cantidad de materia prima que potencialmente podría alimentar al biodigestor diariamente.

**Establecimientos lecheros – Cantidad de Cabezas**

Se realizó un relevamiento de los principales establecimientos lecheros de la cuenca Córdoba Sur, teniendo en cuenta la importancia de que las distancias entre ellos no sean sustanciales, de manera de poder diseñar un esquema de recolección de materia prima eficiente desde el punto de vista logístico y económico.

El siguiente mapa muestra las principales localidades donde están ubicados los tambos relevados, destacando el hecho de que todas se encuentran comunicadas por rutas. Este punto no es menor, ya que facilitaría la recolección de la materia prima.

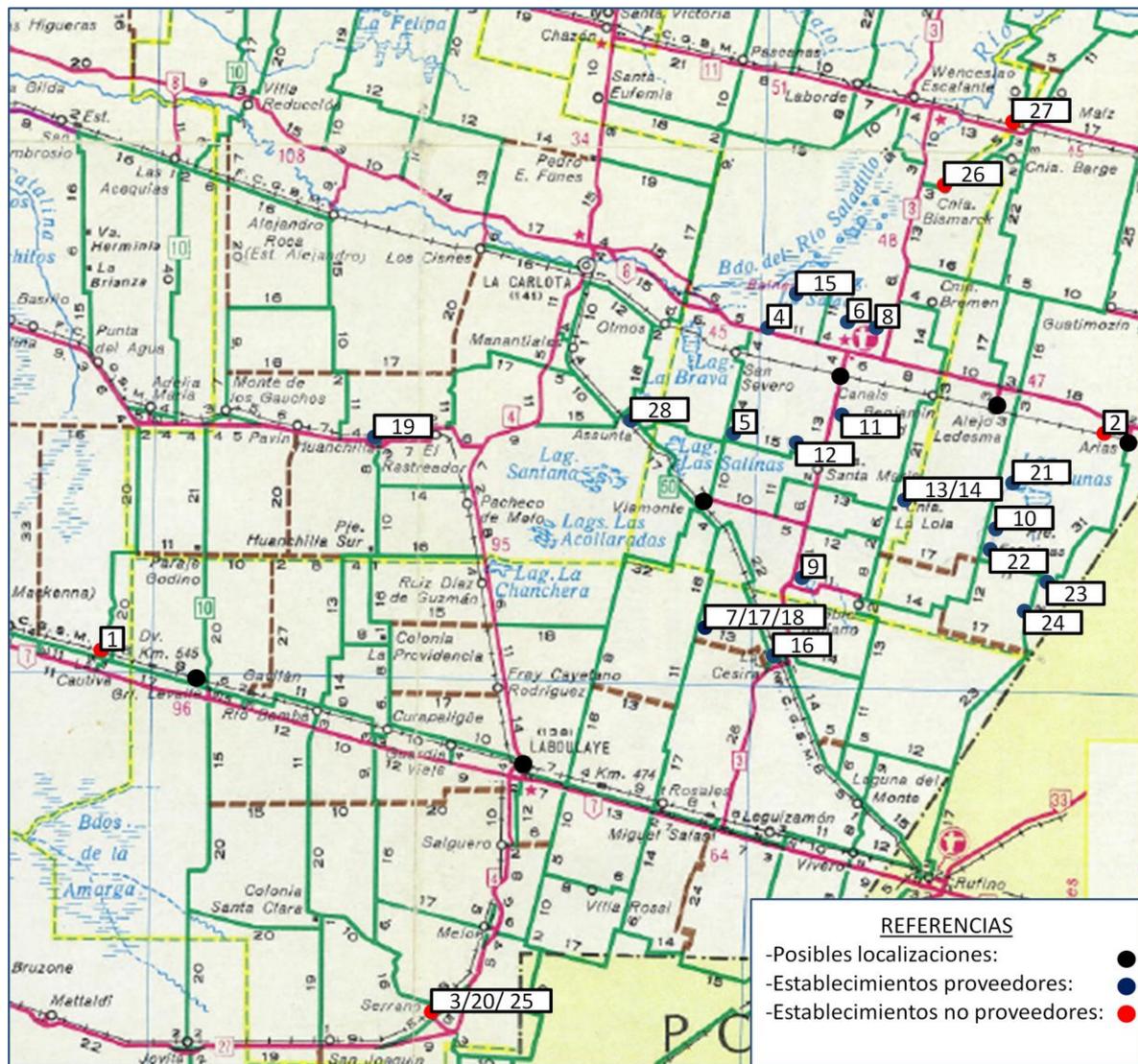


Figura 5-1: Principales tambos relevados en la cuenca Córdoba Sur

Localidad	# Tambos	Vacas en Ordeño
Alejo Ledesma	3	1.015
Arias	3	3.486
Assunta	1	700
Canals	6	2.064
Colonia Bismarck	1	500
Colonia Sta. María	3	940
La Cautiva	1	1.278
La Cesira	2	1.867
Monte Maíz	1	500
Serrano	3	1.880
Viamonte	4	2.610
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>16.840</b>

**Tabla 5-2:** Cantidad de tambos y vacas en ordeño por localidad

Del relevamiento realizado en la zona sur de la provincia de Córdoba surge que habrían aproximadamente 28 tambos con más 16.800 vacas en ordeño.

Cabe destacar que, en los tambos, el número de vacas en ordeño suele ser muy estable. Esta es una característica propia del desarrollo de la actividad tampera que da un valor agregado al proyecto, ya que garantiza una disponibilidad de materia prima segura y estable durante el año. No hay estacionalidad en relación a la disponibilidad de materia prima.

### ***Producción de estiércol***

*NOTA: La producción de estiércol por animal, así como las características del mismo (composición, %ST, %SV), constituyen variables fundamentales que afectan directamente la cantidad de materia prima disponible para alimentar al biodigestor. A fines del siguiente estudio de prefactibilidad, se tomarán valores promedio de la literatura. Sin embargo cabe aclarar que, debido a la importancia de este factor, si se decide llevar a cabo el proyecto sería necesario contar con información precisa, y las excretas deberían ser muestreadas y analizadas correctamente.*

El volumen de estiércol producido por animal depende fundamentalmente de su peso, edad y tipo de alimentación.

El siguiente cuadro muestra las características principales del estiércol vacuno fresco para el caso de vacas lecheras, suponiendo un peso promedio del animal de 500kg.

Propiedades del Estiércol Fresco		
Estiércol (Heces + Orina)	42,9	kg/día
Densidad	1	kg/litro
Sólidos Totales (SV)	12,6%	% estiércol
Sólidos Volátiles (SV)	81,0%	% ST
Nitrógeno Total	0,202	kg/día
Fósforo Total	0,027	kg/día
Potasio Total	0,209	kg/día

**Tabla 5-3:** Principales características del estiércol.

Los sólidos totales contenidos en el estiércol representan la cantidad real de materia orgánica presente en el mismo. Los sólidos volátiles representan la porción de sólidos totales que pasan a la fase gaseosa, es decir, la materia orgánica susceptible de ser convertida en biogás.

Respecto de los macronutrientes contenidos en el estiércol, los que se encuentran presentes en mayor proporción son el nitrógeno, el fósforo y el potasio. Cabe recordar que estos componentes son los que dan al estiércol su propiedad de abono orgánico.

El nitrógeno se presenta en tres fracciones: inorgánico, orgánico fácilmente degradable, y orgánico resistente a la degradación. Las dos primeras fracciones representan más del 50% del nitrógeno total. En los sistemas abiertos de almacenamiento de estiércol, como el caso de las lagunas, se pierde entre un 60% y un 70% del nitrógeno. Por el contrario, en el caso de la descomposición anaeróbica, el nitrógeno se conserva y además se presenta como amonio, lo que lo hace fácilmente absorbible por las plantas.

El fósforo, por su parte, se encuentra principalmente en las heces de la vaca y no tanto en la orina. Se presenta en dos fracciones, inorgánico y orgánico, que representan alrededor del 78% y 22% respectivamente.

El potasio se encuentra en un 70% del total en la orina.

### ***Factor de recolección***

En el apartado anterior se estimó la cantidad de estiércol que produce una vaca lechera. Sin embargo, es importante aclarar que no todo lo producido por el animal es realmente aprovechable para el proyecto. Esto es así principalmente porque el tambo es una actividad con un grado de intensificación relativa, donde no todo el estiércol producido por los animales se recolecta de manera eficiente desde el punto de vista de los costos.

El estiércol que servirá de materia prima al proyecto es aquel que se deposite en las instalaciones de ordeño. Este valor es difícil de estimar porque el momento de defecación responde principalmente a causas biológicas del animal. Sin embargo, parámetros como el tiempo que las vacas permanecen en el tambo, así como la concentración de cabezas en el corral de espera, son variables que deben ser tenidas en cuenta en la determinación de dicho valor.

La literatura estima este factor en un promedio de 20%<sup>46</sup>. Es decir, que del total de estiércol producido diariamente por una vaca, alrededor del 20% se deposita en las instalaciones del tambo y puede ser recolectado de manera eficiente para su posterior tratamiento. A fines del presente análisis de prefactibilidad se considerará este valor aunque se recomienda muestrear este parámetro al momento de encarar un proyecto determinado.

A continuación se introduce brevemente el flujo que siguen las vacas dentro de las instalaciones de un tambo, ya que éste explicaría el lugar donde tienden a concentrarse las excretas.

Un tambo está constituido básicamente por tres áreas con características particulares cada una de ellas: la sala de ordeño, la de leche y el corral de espera.

Las vacas aguardan su turno para ser ordeñadas en el corral de espera. La concentración de las vacas en dicho corral favorece la generación de adrenalina y ésta promueve la defecación<sup>47</sup>. Además, si bien los bovinos no pueden controlar voluntariamente el paso de las excretas para ser eliminadas, habría un componente alelomimético que ocasiona que muchas veces gran parte de los individuos de un rebaño de ordeño defeque cuando una vaca lo hace<sup>48</sup>. Este fenómeno se observa con frecuencia en el corral de espera.

Luego, agrupadas en tandas de 15 a 18 animales, pasan a la sala de ordeño, diseñada con forma de “espina de pescado”. La misma está atravesada longitudinalmente por una fosa, donde se ubica el personal que manipula las máquinas. Los animales se ubican a ambos lados de la fosa, en un nivel superior, en “boxes” individuales ubicados a 45° para facilitar su acceso y salida. En este lugar, mientras se lleva a cabo el ordeño, las vacas ingieren la ración que complementa su dieta. Este proceso insume en promedio unos 6 minutos. Luego de ser ordeñadas siguen su recorrido, abandonando las instalaciones del tambo hacia un potrero. Una vez reunido todo el ganado ya ordeñado es arreado hacia los potreros de pastoreo.

Tal como se desprende de la breve explicación anterior, el estiércol en un tambo se acumula principalmente en el corral de espera y en la sala de ordeño, ambos suelen tener piso de cemento. Los residuos entonces son evacuados por gravedad hacia un pozo de decantación utilizando el agua de lavado como vehículo. Los residuos que se acumulen en la fosa son transportados al pozo de decantación utilizando una bomba estercolera.

---

<sup>46</sup> Filippín, Follari, y Vigil – “Diseño de un biodigestor para obtener gas metano y fertilizantes a partir de la fermentación de excrementos de vaas lecheras en la facultad de agronomía de la Universidad Nacional de La Pampa”

<sup>47</sup> Lager, José Rodolfo (Médico veterinario, especialista en producción lechera) – “Pietín y bienestar de las vacas lecheras”

<sup>48</sup> Universidad de Córdoba, España. Departamento de Producción Animal. Economía y gestión de empresas veterinarias.

[http://www.uco.es/organiza/departamentos/prod-nimal/economia/aula/img/pictorex/06\\_07\\_05\\_Tema\\_17.pdf](http://www.uco.es/organiza/departamentos/prod-nimal/economia/aula/img/pictorex/06_07_05_Tema_17.pdf)

Considerando los factores desarrollados anteriormente se podría estimar para los 28 tambos relevados una producción aproximada de estiércol de unos 722.034 kg diarios, de los cuáles resultarían aprovechables para el proyecto unos 144.407 kg diarios.

Localidad	# Tambos	Vacas en Ordeño	Estiércol generado diariamente (kg/día)	Estiércol recolectado diariamente (kg/día)
Alejo Ledesma	3	1.015	43.515	8.703
Arias	3	3.486	149.452	29.890
Assunta	1	700	30.013	6.003
Canals	6	2.064	88.513	17.703
Colonia Bismarck	1	500	21.438	4.288
Colonia Sta. María	3	940	40.298	8.060
La Cautiva	1	1.278	54.806	10.961
La Cesira	2	1.867	80.062	16.012
Monte Maíz	1	500	21.438	4.288
Serrano	3	1.880	80.587	16.117
Viamonte	4	2.610	111.914	22.383
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>16.840</b>	<b>722.034</b>	<b>144.407</b>

Tabla 5-4: Resumen disponibilidad diaria de estiércol

## 5.2 Dimensionamiento y Localización del Proyecto.

La escala de un proyecto depende de múltiples factores, entre los que se podrían mencionar principalmente que exista demanda suficiente para lo producido, que los costos de producción sean competitivos, y que la disponibilidad de la materia prima esté garantizada.

En el caso particular del proyecto, la demanda de la electricidad producida estaría garantizada en virtud del contrato de abastecimiento con la parte compradora, con lo cual, **la variable que definirá la escala es la disponibilidad de materia prima a un costo competitivo.** A su vez, esta variable está íntimamente ligada a la localización de la planta, ya que de ésta última dependen los costos asociados al aprovisionamiento de materia prima.

Tal como se mencionó en secciones anteriores, las principales materias primas del proyecto serán, el estiércol proveniente de los efluentes de los tambos y silo de maíz que se incorporará como co-sustrato. Suponiendo que la disponibilidad de silo no es una limitante en la región donde se planea llevar a cabo el negocio, y además considerando que no es el sustrato base, la variable limitante pasa a ser la disponibilidad de estiércol a un costo competitivo. También es importante recordar que uno de los objetivos de este estudio es analizar la posibilidad de convertir el tratamiento de los residuos de los

tambos en una oportunidad de negocio, por lo que resulta lógico que el proyecto se dimensione a partir de la disponibilidad de éstos últimos.

### 5.2.1 Disponibilidad de estiércol a un costo competitivo

En la sección anterior se presentaron los principales tambos relevados en la cuenca “Córdoba Sur”, así como la cantidad de estiércol que éstos podrían proveer diariamente. Sin embargo, es de suponer que, desde el punto de vista de los costos, no resultaría conveniente utilizar como materia prima para el proyecto el estiércol proveniente de todos los tambos, debido a la dispersión geográfica de los mismos. Es decir, la incidencia del costo de transporte podría anular la rentabilidad marginal de una unidad adicional de materia prima cuanto ésta proviene de un establecimiento ubicado a una distancia considerable de la planta.

Por este motivo resulta fundamental definir qué tambos serán los proveedores del proyecto y cuánta materia prima pueden aportar.

Un buen punto de partida para comenzar el análisis es comparar el costo de producción de electricidad a partir de silo de maíz y a partir del estiércol proveniente de los tambos, teniendo en cuenta que éste último no debería ser mayor que el primero.

Tal como se señaló en la sección referida a la materia prima, la incidencia del costo del silo de maíz en la producción de electricidad es de 68 USD/MW.h.

A fin de determinar la incidencia del costo del estiércol en la producción de electricidad se deberían tener en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Costo del estiércol en sí mismo.
- ✓ Costo de transporte.
- ✓ Factor de dilución del estiércol.
- ✓ Eficiencia en la producción de biogás a partir de estiércol vacuno
- ✓ Poder calorífico del biogás obtenido
- ✓ Eficiencia del generador de electricidad

#### Costo del estiércol en si mismo

Una cuestión a resolver es determinar cuánto y cómo se pagará a los productores por el estiércol que aportan, o si por el contrario, se podría considerar la opción de cobrar a los mismos por el servicio de tratamiento de los efluentes de su actividad productiva, como sucede en otros países del mundo. La clave de este análisis radica en el costo de oportunidad que tendría un productor al entregar los residuos de su tambo.

Hoy en día existen básicamente dos posturas respecto al destino final de los efluentes de un tambo: utilizarlos como abono en el campo o simplemente desecharlos, tratando de minimizar el impacto en la contaminación de las napas subterráneas.

Para aquellos productores que actualmente no utilizan los efluentes como abono, el costo de oportunidad de entregarlos para el proyecto sería nulo, e incluso podría

generarles un ahorro en la problemática de la disposición final de los mismos. Es decir, para estos casos se podría suponer que no sería necesario pagar por el estiércol. Ahora bien, ¿sería posible cobrar a estos productores por el servicio de tratamiento de efluentes que se les está brindando? Teniendo en cuenta que los costos asociados a la disposición final no son considerables, y que además no existen incentivos para minimizar el impacto ambiental por parte de las autoridades en materia ambiental (como ser multas, o premios), no se consideran ingresos relacionados a este punto.

Para el caso de los productores que actualmente utilizan el estiércol como abono, se plantea la opción de entregarles el efluente del proceso de producción de biogás (digestato) a cambio del estiércol que entregarían al proyecto. Desde el punto de vista de la calidad, el digestato tiene mejores propiedades fertilizantes que el estiércol sin tratar. Además, los productores no tendrían que soportar ningún costo asociado al traslado del mismo, ya que se diseñaría un recorrido que permitiese aprovechar el viaje de los camiones vacíos para entregar el digestato.

**Es decir, el proyecto supone que no se pagará a los productores por el estiércol que entreguen como materia prima, ni tampoco se les cobrará por el servicio de disposición final de efluentes.**

### Costo de transporte

El estiércol será transportado en camiones cisterna con una capacidad de 35.000 litros. Debido a la modalidad de recolección de materia prima del proyecto, (diariamente se visitarán los distintos tambos hasta llenar la capacidad del camión para regresar a la planta, proceder a la descarga y luego reanudar otro recorrido), la tarifa del transportista no estaría directamente relacionada con los kilómetros recorridos. En estos casos el transportista cobra por poner el camión a disposición del cliente durante un máximo de 12hs diarias. La tarifa en el mercado por este servicio ronda los \$1.400 por día.

**En el proyecto se considera un incremento del 17% debido a que parte del recorrido del camión será por caminos de tierra, resultando un costo de \$1.650 por día por camión.**

### Factor de dilución del estiércol

Como se explicó anteriormente, el estiércol se acumula en el corral de espera y en la sala de ordeño y es arrastrado por el agua de lavado hasta el lugar de disposición final. En promedio, se utilizan 1,5 litros de agua de lavado por kilo de estiércol<sup>49</sup>.

Esto implicaría que se si se retira el estiércol de la fosa donde el productor suele acumularlo, junto con el estiércol se estaría transportando agua, incurriendo en un costo innecesario.

---

<sup>49</sup> Filippín, Follari, y Vigil – “Diseño de un biodigestor para obtener gas metano y fertilizantes a partir de la fermentación de excrementos de vacas lecheras en la facultad de agronomía de la Universidad Nacional de La Pampa”.

Un método para evitar transportar agua es hacer pasar los efluentes por un filtro de bandas previo a la carga al camión, permitiendo retener la fracción sólida del estiércol y desechar los líquidos. La desventaja de esta solución es que junto con el agua también se desecha el orina de los animales, implicando la pérdida de los nutrientes presentes en el mismo.

La propuesta a fin de tratar de disminuir los costos de transporte es lograr reducir el factor de dilución del estiércol, utilizando un **máximo de 0,5 litros de agua por kilo de estiércol**. Esto sería posible si antes de proceder con la limpieza de las instalaciones del tambo se realiza un barrido del corral de espera y la sala de ordeño sin el agregado de agua. El proyecto supone que los productores estarían dispuestos a introducir este cambio en el proceso de limpieza. Es importante tener en cuenta que el agregado de agua de lavado no se elimina por completo de manera de mantener una concentración de sólidos totales en el estiércol que permita que el mismo sea manipulado a través de bombeo. Esta característica facilita mucho la operación tanto de recolección de materia prima como de acondicionamiento de la misma antes de ser introducida en el digestor.

Transporte diario mínimo por camión

Teniendo en cuenta que el costo de disponer el camión durante 12 hs es de alrededor de USD 400 por día, y que la incidencia del transporte en el costo de producción de electricidad puede ser como máximo de 68 USD/MW.h (corresponde al costo de producción de electricidad a partir de un sustituto como el silo de maíz), entonces, a partir de la materia prima transportada por un camión durante un día se deberían producir por lo menos unos 5,9 MW.h.

Considerando que para el caso del estiércol de ganado vacuno, el factor de producción de biogás está en unos 0,45 m<sup>3</sup>/kgSV, aproximadamente unos 46 m<sup>3</sup> por tonelada de estiércol fresco, que el contenido de metano del gas ronda el 65%<sup>50</sup> y que el generador tienen una eficiencia del 35%, cada camión debería transportar un mínimo de 56,5 tn de estiércol fresco por día. Ahora bien, como el estiércol está diluido con 0,5 litros de agua por kilo de estiércol, **el camión debería transportar diariamente un mínimo de 84,8 tn de estiércol diluido.**

Costo diario del camión	1.650	\$/((día*camión)
	400	USD/((día*camión)
Incidencia máx. del transporte en costo de producción de electricidad	68	USD/MW.h
Producción min de electricidad	5,9	MW.h/(camión*día)
Cant. mín de estiércol diluido a transportar por camión por día	84,8	tn estiércol diluido/(camión*día)

**Tabla 5-5:** Resumen costos de transporte y cantidad mínima de estiércol a transportar.

<sup>50</sup> Valores promedio de la literatura consultada.

Ahora bien, la cantidad de estiércol que un camión puede transportar por día está limitada por la cantidad de tambos que el mismo pueda visitar en las 12hs de trabajo. Es decir que la variable limitante es en este caso el tiempo insumido por el camión en llegar al tambo, cargar el estiércol, volver a la planta y descargar. Las variables que afectan estos tiempos son:

- ✓ Velocidad promedio del camión.
- ✓ Caudal de carga y descarga.
- ✓ Distancia de los tambos a la planta.
- ✓ Concentración de los tambos.

### Velocidad del camión

Teniendo en cuenta que parte del recorrido de los camiones es por ruta y parte por camino de tierra se asume una velocidad promedio de 45 km/h.

### Caudal de carga y descarga

La carga de la materia prima desde la fosa de efluentes en cada tambo al camión se hará a través de una bomba estercolera. En el mercado se pueden encontrar bombas de un amplio rango de caudales, desde los 44 a los 200 gal/min. Para el proyecto se considera una bomba centrífuga con un caudal de 600 litros/h que iría montada en el camión.

Para la descarga en planta se utilizarían 2 bombas de ese mismo caudal con el objetivo de reducir al mínimo el tiempo de descarga.

### Distancia de los tambos a la planta y concentración de tambos.

Este punto es el más importante para definir la escala del proyecto, ya que se trata de la variable que más impacta en los tiempos del recorrido.

Anteriormente se señaló que un camión debe transportar como mínimo 84,8 tn de estiércol por día para que resulte rentable frente a la producción de electricidad a partir de silo de maíz. Esta cantidad equivale aproximadamente a unos 2,4 camiones llenos por día.

Ahora bien, a fin de lograr llenar el camión un mínimo de 2,4 veces por día es fundamental diseñar un recorrido logístico eficiente que minimice las distancias de los tambos entre si y de los tambos a la planta. A tal fin se debe definir en primer lugar la localidad en la que se instalará la planta.

Se analizaron seis posibles localidades cercanas a los tambos que tienen punto de conexión a la red de distribución de electricidad. Estas localidades son: Alejo Ledesma, Arias, Canals, General Levalle, Labulaye y Viamonte. Se seleccionará la localidad que maximice el factor “F”:

$$F_1 = \frac{\sum_1^n \text{cantidad de estiércol transportado desde el tambo } i}{\sum_1^n \text{tiempo de carga, transporte y descarga desde el tambo } i}$$

Donde:

**l:** toma el nombre de cada una de las localidades

**n:** cantidad de tambos seleccionados como proveedores para la localidad l.

**i:** tambo proveedor ( $1 \leq i \leq n$ )

Además para una localidad dada se debe cumplir las siguientes restricciones:

- ✓  $\sum$  tiempo de carga, transporte y descarga debe ser menor a 720 min.
- ✓  $\sum$  cantidad de estiércol transportado debe ser mayor que 84,7 tn por día.
- ✓ La cantidad máxima de estiércol a transportar por camión es de 35.000 litros.

Las principales variables que influyen en  $F_1$  y que determinarán el n para cada localidad l son: la distancia de los tambos i a l, el tamaño de los tambos y la distancia entre ellos, es decir, la concentración de los mismos. Considerando estos puntos se diagramarán posibles recorridos para cada una de las localidades y se seleccionará aquella localidad que maximice el factor F cumpliendo las restricciones.

A priori podría analizarse la sumatoria de las distancias individuales de cada tambo a cada localidad. Este indicador refleja qué localidades tienen los tambos más cercanos, aunque no contiene información acerca de la cantidad de materia prima que los mismos pueden aportar. Resulta interesante entonces analizar la sumatoria de los cocientes individuales de materia prima sobre distancia para cada tambo. La localización de la planta resulta tanto más conveniente cuanto mayor sea este cociente.

Del análisis de estos dos indicadores se descarta localizar la planta en Arias, Ledesma, Labulaye y Gral Levalle, circunscribiendo el análisis por recorridos a las localidades de Canals y Viamonte. (Para ampliar detalles referirse a la

Figura 5-1)

	Arias	Ledesma	Canals	Viamonte	Labulaye	Gral. Levalle
$\sum$ Distancia desde tambos a ptos de conexión (km)	2.509	2.063	1.659	1.695	2.718	3.992
$\sum$ (Cant. Estiércol / distancia a planta) (kg/km)	7.859	9.340	13.931	12.245	5.583	3.706

**Tabla 5-6:** Resumen indicadores calculados por localidad

Se diagramaron posibles recorridos del camión suponiendo la planta situada en las localidades de Canals y Viamonte, respetando en todos los casos las restricciones mencionadas anteriormente y considerando que se retira el estiércol acumulado de dos días. Cabe señalar que este es el plazo máximo sugerido para recolectar el estiércol una vez depositado por el animal. Si el estiércol permanece más de dos días en contacto con el aire comenzaría un proceso de descomposición aeróbica que quitaría rendimiento al proceso de digestión anaeróbico que se llevará a cabo en la planta.

Si se instalase la planta en Canals se contrataría 1 camión por día, habría 16 tambos proveedores y se recolectaría un promedio de 99.724 kg diarios de estiércol.

Si se instalase la planta en Viamonte se alternaría la contratación de 1 y 2 camiones por día, habría 21 tambos proveedores y se recolectaría un promedio de 146.671 kg diarios de estiércol diluido.

**Por este motivo se decide localizar la planta en Viamonte. La planta tendrá 21 tambos proveedores y recibirá un promedio diario de 146.671kg de estiércol diluido.**

### 5.2.2 Producción de energía eléctrica

Tal como se señaló en el apartado referido a la materia prima, el digester del proyecto trabajará en base a la co-digestión del estiércol proveniente de los tambos y un agregado de silo de maíz a fin de incrementar efectividad del proceso de digestión anaeróbica.

Según el análisis realizado anteriormente, la disponibilidad diaria de estiércol será de 146.671 kg. Esta cantidad de sustrato permitiría obtener cerca de 4.500 m<sup>3</sup> de biogás por día a partir del cual se generarían más de 18.000 kW.h. Si se pretende alcanzar un mínimo de 24.000 kW.h diarios, correspondiente a disponer de una potencia de 1 MW durante las 24 hs del día, sería necesario agregar a dichos efluentes 37.688 kg de silo de maíz diariamente. De esta manera, la co-digestión produciría un total de 12.104 m<sup>3</sup> al día que generarían los 24.000 kW.h que se pretenden.

El sustrato que alimentará al digester será una mezcla de un 80% de efluentes provenientes de los tambos seleccionados y el agregado de un 20% de silo de maíz.

Concepto	Unidad	Estiércol Diluido	Silo de Maíz	TOTAL
Materia Prima	kg/día	146.671	37.688	184.359
	%	80%	20%	100%
Producción de gas	m3/tn MP	31	202	N/A
	m3/día	4.491	7.613	12.104
Contenido de Metano	%	65%	52%	N/A
Poder calorífico	kW.h/m3	6,48	5,18	N/A
Generación Electricidad	kW.h/día	10.186	13.814	24.000
Potencia Disponible 24hs	kW	424	576	1.000

**Tabla 5-7:** Resumen materias primas y generación de energía eléctrica

Cabe aclarar que esta proporción podría variar a lo largo del desarrollo del proyecto a fin de ajustarse a los cambios que pudieran afectar los costos de transporte del estiércol y a las fluctuaciones del precio internacional del maíz. Es decir, en el desarrollo del proyecto habría que monitorear constantemente estas variables y ajustar las proporciones de materia prima a fin de minimizar los costos de aprovisionamiento.

A fines del presente estudio de pre-factibilidad, las proporciones se supondrán fijas a lo largo de toda la vida del proyecto.

Considerando entonces una disponibilidad diaria de estiércol diluido de 146,7 tn (80% del sustrato total) y un aporte de silo de maíz de 37,7 tn (20%), la planta de co-digestión anaeróbica del proyecto generaría alrededor de 12.104 m<sup>3</sup> de biogás al día, con un contenido de energía de unos 68,6 MW.h. Si este gas alimentara un equipo de co-generación con una eficiencia del 35%, se podría obtener unos 24 MW.h de electricidad al día, lo que implicaría que la planta estaría en condiciones de brindar una potencia de 1 MW durante las 24hs del día.

### 5.3 Descripción de Procesos<sup>51</sup>

En esta sección se describen los principales procesos que se llevarán a cabo en la planta de generación de electricidad. Se los divide en tres grupos: aquellos relacionados con la producción de biogás, los relacionados con la generación de energía eléctrica y los relacionados al digestato. Es conveniente ilustrar los mismos en un diagrama de procesos, que brinde al lector una idea global, para luego describir en detalle cada una de sus etapas.

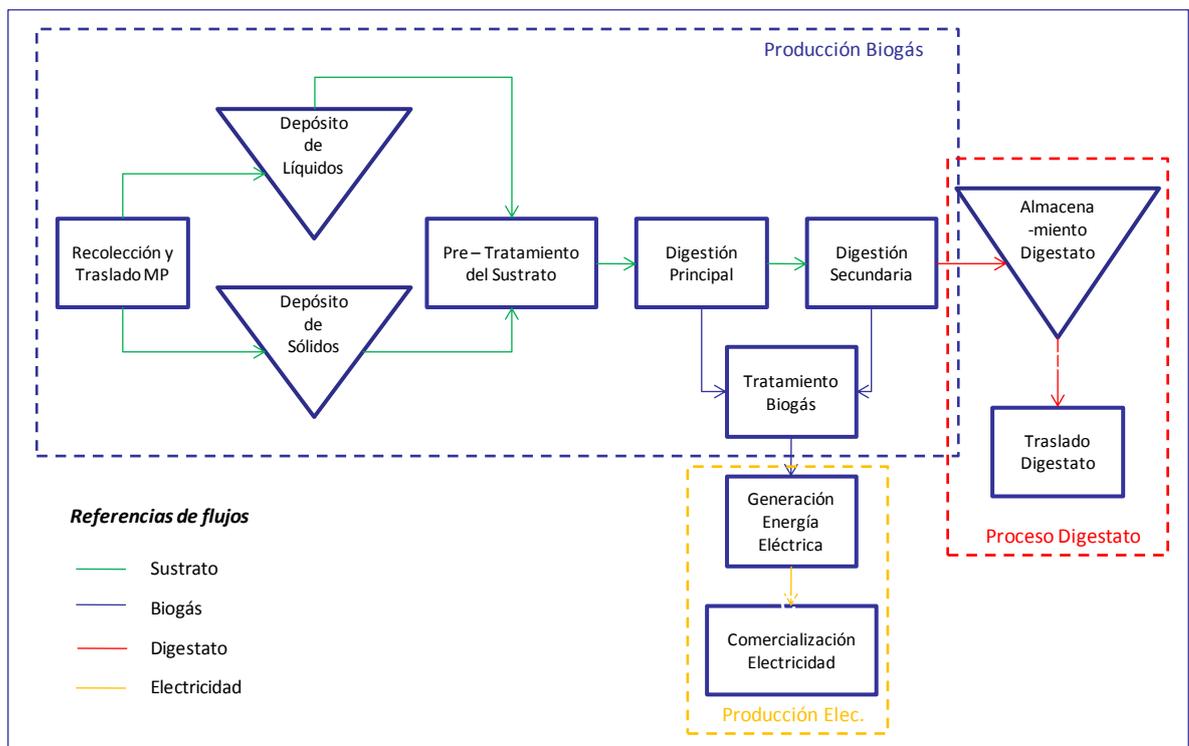


Figura 5-2: Diagrama de Procesos

<sup>51</sup> En el desarrollo de esta sección se tuvo en cuenta el informe “Biogas Regions”, avalado por la Unión Europea, que describe veinte casos exitosos en la aplicación de la tecnología de digestión anaeróbica para la producción de biogás en Austria, Bélgica, Francia, Suiza y Alemania.

El proceso de digestión anaeróbica se inicia con la descarga de la materia prima a procesar, estiércol y silo de maíz, en dos depósitos, uno de sólidos y otro de líquidos. Desde los depósitos, la materia prima mezclada en las proporciones adecuadas pasa a la cámara de carga, donde se lleva a cabo el **pre-tratamiento del sustrato**. Aquí se acondiciona el estiércol y el silo de maíz antes de ser introducido en el digestor principal. En éste último comienza el proceso de **digestión anaeróbica**, que se completa en el segundo digestor. El sustrato permanece 30 días en cada uno de los reactores. Los productos de este proceso son, por un lado el biogás y, por el otro, la biomasa digerida. El biogás se produce tanto en el primer como en el segundo digestor, y se almacena en la parte superior de los mismos, cubierta por una membrana flexible adecuada a tal fin. La **biomasa digerida**, se **almacena** en un tanque donde permanece hasta ser transportada nuevamente a los tambos para su utilización como abono en los campos. Por su parte, el **biogás** obtenido es sometido a una serie de **tratamientos**, a fin de eliminar el vapor de agua y el ácido sulfúrico que éste pudiera contener. Una vez tratado, se genera electricidad en un equipo de co-generación para su posterior despacho a la red.

Para ampliar detalles de las instalaciones consultar los Anexos X y XI.

### 5.3.1 Producción de Biogás<sup>52</sup>

La producción de biogás involucra, entre otros, los siguientes procesos:

- ✓ Pre-Tratamiento del sustrato
- ✓ Digestión Anaeróbica
- ✓ Acondicionamiento del biogás

#### 5.3.1.1 Pre-Tratamiento del sustrato

Antes de introducir los residuos dentro del reactor hay que realizar una serie de operaciones de acondicionamiento. La finalidad de estas operaciones es introducir el residuo lo más homogéneo posible, con las condiciones físico-químicas adecuadas al proceso al que va a ser sometido, y sin elementos que puedan dañar el digestor.

El pre-tratamiento del sustrato se llevará a cabo en la cámara de carga, que estará equipada con un mecanismo de agitación de paletas para lograr la homogeneización de ambos sustratos. Es importante recordar, que por tratarse de excretas de animales, el sustrato no debe almacenarse demasiado tiempo, ya que puede decaer la productividad de biogás al producirse fermentaciones espontáneas.

Las variables principales que se controlarán en etapa son: la temperatura, el PH y el contenido de sólidos del sustrato, realizando las acciones necesarias para llegar a los parámetros de operación del biodigestor. También se debe verificar que no existan

---

<sup>52</sup> En el desarrollo de esta sección se incorpora información y gráficos obtenidos del “Manual para la producción de Biogás”, Hilbert Jorge, INTA

elementos inhibidores en concentraciones que puedan llegar a poner en riesgo el proceso de producción de gas.

### Temperatura

Tal como se explicará más adelante, el digestor del proyecto trabajará en el rango de temperatura mesofílico, a unos 35°C. Las bacterias mesofílicas son sensibles a cambios bruscos de temperatura. Es por este motivo que pre-calentar el sustrato antes de su ingreso al digestor es fundamental.

El calor necesario para precalentar el sustrato se obtendrá de los gases de escape del generador.

### PH

El pH dentro del digestor debe mantenerse cercano a la neutralidad. Es importante controlar la alcalinidad de la muestra antes de ingresar al digestor, para evitar la acidificación. Es recomendable una alcalinidad superior a 1,5 g/l CaCO<sub>3</sub>. El PH se regulará con la adición de ácidos o bases según corresponda.

### Contenido de sólidos

La concentración adecuada de sólidos en el sustrato es una variable fundamental en el proceso de producción de biogás. Una concentración demasiado elevada limitaría la movilidad de las bacterias metanogénicas dentro del sustrato y por lo tanto podría verse afectada la producción de gas. Por otro lado, si la concentración de sólidos es muy baja, las bacterias no tendrían suficiente alimento para vivir. Es por esta razón que es importante controlar la concentración de sólidos en el sustrato de entrada al digestor.

Para los digestores continuos como el que se utiliza en este proyecto, el porcentaje de sólidos óptimo oscila entre el 10% y el 15%<sup>53</sup>.

Para el caso particular de este proyecto, y considerando que:

- ✓ El estiércol fresco tiene una concentración de sólidos volátiles del 10% que disminuye a 7% con el agua de lavado (0,5 litros de agua/kilogramo de estiércol fresco).
- ✓ El silo de maíz contiene un 35% de sólidos volátiles.
- ✓ La proporción de estiércol diluido y silo de maíz es un 80% - 20%.

**La concentración final obtenida en la mezcla es de 12,6%, valor comprendido en el rango de concentraciones óptimas. Esto implica que no sería necesario el agregado de agua ni espesantes. Es decir, por cada kilogramo de silo de maíz que se incorpora al digestor, debe agregarse 3,9 litros de efluente.<sup>54</sup>**

---

<sup>53</sup> Gruber, Hilbert, Sheimberg, “Estudio de caso preliminar de generación eléctrica de 1 MW con una planta de biogás de alta eficiencia”, INTA, 2010.

<sup>54</sup> Se considera la densidad del efluente en 1kg/litro.

Cantidad diaria de sustrato	Cantidad kg/día	Concentración SV (%)
Estiércol	146.671	7%
Silo de Maíz	37.688	35%
Total	184.359	12,6%

**Tabla 5-8:** Concentración resultante del sustrato que ingresa al digestor

Concentración de Inhibidores

La presencia de metales pesados, antibióticos y detergentes en determinadas concentraciones, pueden inhibir e incluso interrumpir el proceso fermentativo. De la misma manera, una concentración demasiado elevada de ácidos volátiles (más de 2.000 ppm para la fermentación mesofílica y de 3.600 ppm para la termofílica) o de Nitrógeno o Amoníaco, destruyen bacterias metanogénicas.

La siguiente tabla muestra los niveles de concentración máxima para algunos inhibidores comunes.

Inhibidores	Concentración Inhibidora
SO4	5.000 ppm
NaCl	40.000 ppm
Nitratos	0,05 mg/ml
Cu	100 mg/l
Cr	200 mg/l
Nitratos	200 - 500 mg/l
CN	25 mg/l
ABS (detergente sintético)	20 - 40 mg/l
NaCl	3.500 - 5.500 mg/l
K	2.500 - 4.500 mg/l
Ca	2.500 - 4.500 mg/l
Mg	1.000 - 1.500 mg/l

**Tabla 5-9:** Inhibidores del proceso de generación de gas

Se podría decir que en el caso del proyecto, existe una probabilidad razonable de encontrar alguno de estos inhibidores en la materia prima que ingresa al digestor, principalmente en los efluentes del tambo. Éstos podrían contener trazas de detergente proveniente de la limpieza de las instalaciones, o antibióticos que alguna vaca pudiera estar eliminando a través de la orina. De la misma manera, el agua que se mezcla junto con el estiércol en el proceso de limpieza de las instalaciones puede contener

concentraciones elevadas de sales, que también habría que monitorear. Cabe resaltar que el agua de la zona donde están ubicados los establecimientos suele ser dura. Por estos motivos resulta fundamental realizar análisis químicos al sustrato antes de su incorporación al digestor, para asegurar que las concentraciones de inhibidores sean las adecuadas.

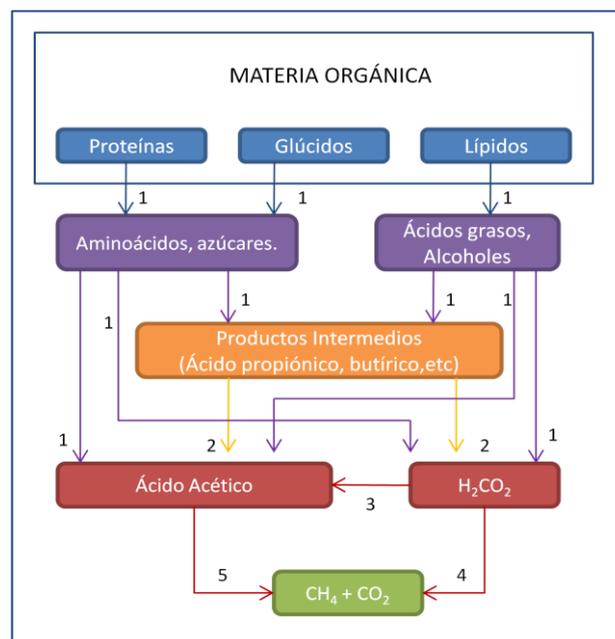
### 5.3.1.2 Digestión Anaeróbica

En esta sección del trabajo se describirá en primer lugar los principios de la digestión anaeróbica, introduciendo brevemente al lector en los procesos químicos que los distintos tipos de microorganismos llevan a cabo para degradar la materia orgánica. Por otro lado, se mencionarán las principales variables que afectan la producción de gas, determinando los parámetros clave de funcionamiento del digestor del proyecto.

#### Principios de la digestión anaeróbica

La fermentación anaeróbica involucra a un complejo número de microorganismos de distinto tipo que descomponen la materia orgánica reduciéndola a sus componentes básicos: CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>.

En líneas generales se puede afirmar que la digestión anaerobia se desarrolla en cuatro etapas durante las cuáles la biomasa se descompone en moléculas más pequeñas para la obtención de biogás y bioabono como producto final por la acción de diferentes tipos de bacterias. Las cuatro etapas son: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis.



**Figura 5-3:** Fases de la fermentación anaeróbica y poblaciones de microorganismos: 1) Bacterias hidrolíticas – acidogénicas; 2) Bacterias acetogénicas, 3) Bacterias homoacetogénicas, 4) Bacterias metanogénicas hidrogenófilas; 5) Bacterias metanogénicas acetoclásticas.<sup>55</sup>

<sup>55</sup> Fuente: Giro.

### Fase de hidrólisis:

Las bacterias de esta primera etapa toman la materia orgánica virgen con sus largas cadenas de estructuras carbonadas, como los lípidos, proteínas e hidratos de carbono y las van rompiendo y transformando en cadenas más cortas y simples como azúcares, ácidos grasos de cadena larga, aminoácidos y alcoholes.

Este trabajo es llevado a cabo por un complejo de microorganismos de distinto tipo que son en su gran mayoría anaerobios facultativos (pueden vivir en presencia de bajas cantidades de oxígeno).

### Fase de acidogénica:

Los compuestos solubles obtenidos de la etapa anterior se transforman en ácidos grasos de cadena corta (ácidos grasos volátiles), esto es, ácidos acéticos, propiónico, butírico y valérico, principalmente. Bacterias acidogénicas comúnmente encontradas en digestores incluyen especies de *Butyrivibrio*, *Propionibacterium*, *Clostridium spp*, *Bacteroides*, *Ruminococos*, *Bifidobacterium spp*, *Lactobacillus*, *Streptococos* y *Enterobacterias*.

Esta reacción es endoenergética pues demanda energía para ser realizada y es posible gracias a la estrecha relación simbiótica con las bacterias metanogénicas que substraen los productos finales del medio minimizando la concentración de los mismos en la cercanía de las bacterias acetogénicas. Esta baja concentración de productos finales es la que activa la reacción y actividad de estas bacterias, haciendo posible la degradación manteniendo el equilibrio energético.

### Fase de acetogénica:

Los compuestos intermedios son transformados por las bacterias acetogénicas. Como principales productos se obtiene ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. El metabolismo acetogénico es muy dependiente de las concentraciones de estos productos. Como ejemplos de bacterias acetogénicas, cabe mencionar *Syntrophobacter wolinii* que descompone el ácido propiónico, o *Syntrophomonas wolfei*, que descompone el butírico. Los ácidos valérico y butírico son descompuestos por las mismas especies. En el grupo de bacterias acetogénicas se incluyen las homoacetogénicas, capaces de producir ácido acético a partir de hidrógeno y dióxido de carbono, perteneciente a los géneros *Acetobacterium*, *Acetoanaerobium*, *Acetogenium*, *Clostridium* o *Eubacterium*.

### Fase metanogénica:

Constituye la etapa final del proceso, en el que compuestos como el ácido acético hidrógeno y dióxido de carbono son transformados a CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>. Se distinguen dos tipos principales de microorganismos, los que degradan el ácido acético (bacterias metanogénicas acetoclásicas) y los que consumen hidrógeno (metanogénicas hidrogenófilas). La principal vía de formación del metano es la primera, con alrededor del 70% del metano producido, de forma general. A pesar de ser esa la vía más importante, solo microorganismos de los géneros *Methanosarcina* y *Methanotherix* son

capaces de producir metano a partir de acético. Otros géneros a los que pertenecen microorganismos metanogénicos, es este caso hidrogenófilos, son *Methanobacterium*, *Methanococos*, *Methanobrevibacter* o *Methanogenium*, entre otros.

Para simplificar aún más el estudio del proceso, se podría agrupar las etapas vistas en dos fases: la ácida que involucra la de hidrólisis y acidificación y donde se generan productos intermedios, y la metanogénica. Los microorganismos intervinientes en cada fase tienen propiedades distintas que son muy importantes y se las debe conocer para lograr comprender el equilibrio y funcionamiento óptimo de un digestor.

Estas características han sido resumidas en el siguiente cuadro:

	FASE ACIDOGÉNICA	FASE METANOGÉNICA
Tipo de Bacterias	Facultativas (pueden vivir en presencia de bajos contenidos de oxígeno).	Anaeróbicas estrictas (No pueden vivir en presencia de oxígeno).
Reproducción	Muy rápida, alta tasa reproductiva	Lenta, baja tasa reproductiva
Sensibilidad	Poco sensibles a los cambios de acidez y temperatura.	Muy sensibles a los cambios de acidez y temperatura.
Principales Productos	Productos intermedios: ácidos orgánicos, azúcares, aminoácidos, alcoholes.	Productos finales: metano y dióxido de carbono

**Tabla 5-10:** Highlights proceso de digestión anaeróbica

Del cuadro anterior se desprende que una alteración en los parámetros de funcionamiento incidirá negativamente sobre la fase metanogénica preponderantemente, lo cual significará una merma importante en la producción de gas y una acidificación del contenido pudiéndose llegar al bloqueo total de la fermentación.

Debido a la lenta velocidad de recuperación de las bacterias metanogénicas, la estabilización de un digestor “agriado” será muy lenta, de allí la importancia del cuidado de los parámetros que gobiernan el proceso y que se verán a continuación en detalle.

**Variables que afectan la producción de gas**

Entre las variables más importantes a tener en cuenta, además de las ya mencionadas en la sección de “Pre-Tratamiento del sustrato” se podrían mencionar las siguientes:

- ✓ el tipo de sustrato (nutrientes disponibles).
- ✓ la temperatura del sustrato.
- ✓ la velocidad de carga volumétrica.
- ✓ el tiempo de retención hidráulico.

- ✓ el nivel de acidez (pH).
- ✓ el grado de mezclado.

### Tipo de sustrato:

Las materias primas fermentables incluyen entre otras a los excrementos animales y humanos, aguas residuales orgánicas de las industrias (producción de alcohol, procesado de frutas, verduras, lácteos, carnes, alimenticias en general), restos de cosechas y basuras de diferente tipo, como los efluentes de determinadas industrias químicas.

El proceso microbiológico no sólo requiere de fuentes de carbono y nitrógeno sino que también deben estar presentes en un cierto equilibrio sales minerales (azufre, fósforo, potasio, calcio, magnesio, hierro, manganeso, molibdeno, zinc, cobalto, selenio, tungsteno, níquel y otros menores).

**En el caso del presente proyecto, el silo de maíz incorporaría principalmente la carga orgánica necesaria. Por su parte, el estiércol proveniente de los tambos seleccionados aportaría las colonias de bacterias que llevarán a cabo el proceso, así como la proporción adecuada de minerales. El aporte de materia orgánica del estiércol también es importante, aunque en menor medida que el del silo de maíz.**

### Temperatura del sustrato:

Para que se inicie el proceso de digestión anaeróbica se necesita una temperatura mínima de 4° a 5°C y no se debe sobrepasar una máxima de alrededor de 70°C.

Se realiza generalmente una diferenciación en tres rangos de temperatura de acuerdo al tipo de bacterias que predominan en cada una de ellas (ver

*Tabla 5-11*)

Bacterias	Rango de Temperatura	Sensibilidad
Psicrofílicas	menos de 20°C	+ - 2°C/hora
Mesofílicas	entre 20°C y 40°C	+ - 1°C/hora
Termofílicas	más de 40°C	+ - 0,5°C/hora

**Tabla 5-11:** Tipos de bacterias y sus características principales.

La actividad biológica y por lo tanto la producción de gas aumenta con la temperatura. La temperatura óptima para las bacterias mesofílicas está entre los 30°C y 35°C, mientras que el grupo termofílico prefiere una entre 50°C y 60°C.

El cuidado en el mantenimiento debe extremarse a medida que se aumenta la temperatura, dada la mayor sensibilidad que presentan las bacterias a las pequeñas variaciones térmicas.

Al mismo tiempo se deberá tener en cuenta que al no generar calor el proceso la temperatura deberá ser lograda y mantenida mediante energía exterior.

Todas estas consideraciones deben ser evaluadas antes de elegir un determinado rango de temperaturas para el funcionamiento de un digestor ya que al incrementarse la eficiencia y producción de gas paralelamente aumentarán los costos de instalación y la complejidad de la misma. Los digestores que trabajan a temperaturas meso y termofílicas poseen generalmente sistemas de calefacción, aislación y control.

**El biodigestor del proyecto en estudio trabajará en el rango mesofílico, a unos 35°C de temperatura. Este valor es muy utilizado en la industria.**

**A fin de lograr la temperatura apropiada dentro del digestor y mantenerla, se colocarán serpentinas en el suelo y dentro de las paredes de hormigón del digestor. Por las serpentinas circulará agua caliente. Se utilizarán los gases de escape del generador eléctrico como fuente de energía para calentar el agua. Por otro lado, las paredes exteriores del digestor tendrán aislamiento térmico.**

### Velocidad de carga volumétrica:

Con este término se designa al volumen de sustrato orgánico cargado diariamente al digestor. Este valor tiene una relación de tipo inversa con el tiempo de retención, dado que a medida que se incrementa la carga volumétrica disminuye el tiempo de retención. Existen diferentes formas de expresar este parámetro siendo los más usuales los siguientes: kg de material/día; kg de materia seca/día; kg de sólidos volátiles/día todos expresados por metro cúbico de digestor.

El % de sólidos (ST) se obtiene sometiendo al sustrato a desecación a 105°C hasta peso constante y extrayendo el siguiente coeficiente: (peso húmedo - peso seco)/peso húmedo. El % de sólidos volátiles (SV) se obtiene sometiendo la muestra seca a la mufla a 560°C durante tres horas y extrayendo el siguiente coeficiente:  $1 - ((\text{peso seco} - \text{peso ceniza}) / \text{peso seco})$ .

Un factor importante a tener en cuenta en este parámetro es la dilución utilizada, debido a que una misma cantidad de material degradable podrá ser cargado con diferentes volúmenes de agua.

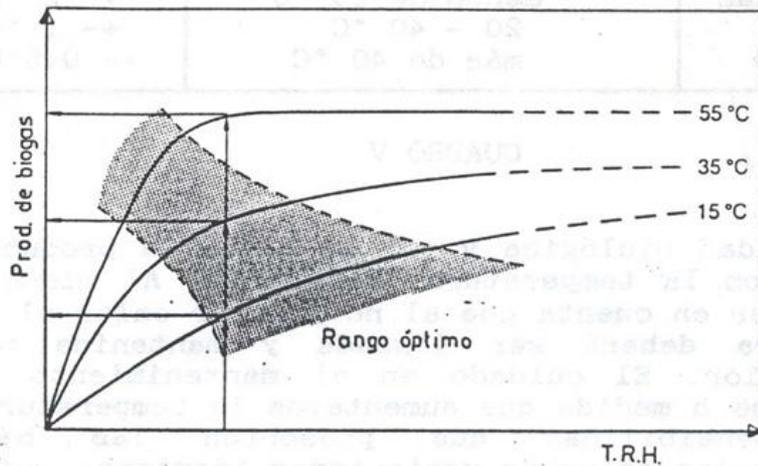
**Para el caso del proyecto, considerando que diariamente se cargan al digestor 37,7 tn de silo de maíz con un contenido de SV del 35%, y 146,7 tn de estiércol con 7% de SV (considerando la dilución), y que el digestor tiene un volumen de 6.500 m<sup>3</sup>, la velocidad de carga volumétrica del mismo sería de 3,56 kg SV/ (día \* m<sup>3</sup> de digestor)**

### Tiempos de retención hidráulica (TR):

Es el tiempo medio de permanencia del sustrato en el reactor. En sistemas “discontinuos o batch”, este parámetro coincide exactamente con el tiempo entre la carga y la descarga del digestor. En los digestores “continuos y semicontinuos”, como el del proyecto, el tiempo de retención se define como el valor en días del cociente entre el volumen del

digestor y el volumen de carga diaria. El T.R. está íntimamente ligado con dos factores: el tipo de sustrato y la temperatura del mismo.

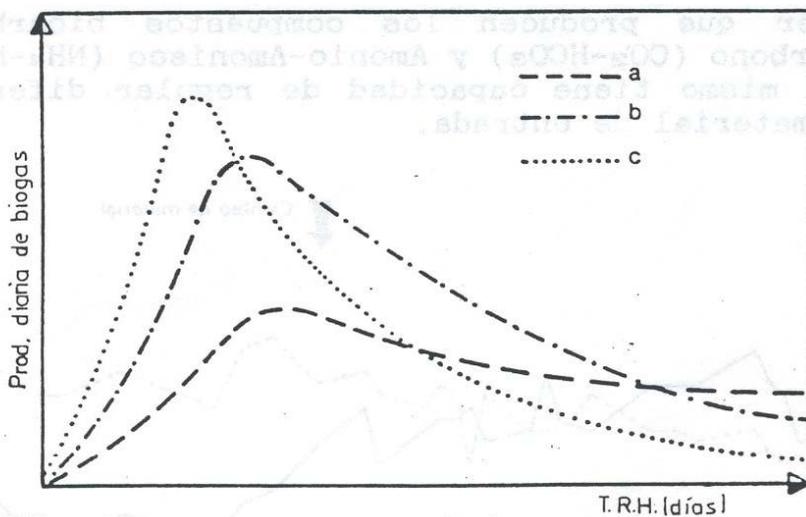
Respecto a la temperatura, a medida que la misma aumenta, los tiempos de retención bajan, y en consecuencia se necesitará un menor volumen de reactor para digerir una misma cantidad de biomasa. (Ver *Figura 5-4*)



**Figura 5-4:** Producción de biogás en función del TRH y de la temperatura.

La relación costo beneficio es el factor que finalmente determinará la optimización entre la temperatura y el T.R., ya que varían los volúmenes, los sistemas paralelos de control, la calefacción y la eficiencia.

Con relación al tipo de sustrato, generalmente los materiales con mayor proporción de carbono retenido en moléculas resistentes como la celulosa demandarán mayores tiempos de retención para ser totalmente digeridos. En la *Figura 5-5* se puede observar cómo se distribuye en función al tiempo de retención la producción diaria de gas para materiales con distintas proporciones de celulosa.



**Figura 5-5:** Producción de biogás en función del tiempo de retención para a) Pasto Verde; b) Estiércol Vacuno; c) Paja.<sup>56</sup>

El límite mínimo de los T.R. está dado por la tasa de reproducción de las bacterias metanogénicas debido a que la continua salida de efluente del digestor extrae una determinada cantidad de bacterias que se encuentran en el líquido. Esta extracción debe ser compensada por la multiplicación de las bacterias que permanecen dentro del reactor.

Por esta razón, en los últimos años se han buscado diseños de cámaras de digestión que procuran lograr grandes superficies internas sobre las cuales se depositan como una película las bacterias u otros sistemas que logran retener a las metanogénicas pudiéndose lograr de este modo T.R. menores.

**Para el digestor del proyecto, considerando que el mismo trabajará a una temperatura de 35°C, y que será alimentado con estiércol de ganado vacuno y silo de maíz, se adoptará un tiempo de retención de 30 días. Este valor es común en digestores que operan con características similares.**

### Nivel de acidez (pH):

Es uno de los parámetros de control más importantes debido a que los microorganismos metanogénicos presentan una gran sensibilidad a las variaciones del mismo. Si el valor del pH se mantiene entre 6,8 y 7,4 se consigue un buen rendimiento de degradación y una elevada concentración de metano en el biogás.

Cabe señalar que una vez estabilizado el proceso fermentativo, el pH se mantiene en niveles constantes debido a los efectos buffer que producen los compuestos bicarbonato-dióxido de carbono ( $\text{CO}_2\text{-HCO}_3$ ) y Amonio -Amoníaco ( $\text{NH}_4\text{-NH}_3$ ). El  $\text{CO}_2$  que se forma en el propio proceso al descomponerse la materia orgánica reacciona con el amoníaco procedente de la desaminación de compuestos nitrogenados y con los cationes metálicos presentes en el medio, formando carbonatos y bicarbonatos.

Es decir, el proceso en sí mismo tiene capacidad de regular diferencias en el pH del material de entrada.

Las desviaciones de los valores normales es indicativo de un fuerte deterioro del equilibrio entre las bacterias de la faz ácida y la metanogénica provocado por severas fluctuaciones en alguno de los parámetros que gobiernan el proceso.

### Grado de Mezclado:

Los objetivos principales que se persiguen con la agitación son:

- ✓ Evitar la formación de costra en la interfaz líquido-gas dentro del digestor.
- ✓ Mezclar el sustrato fresco que ingresa al digestor con la población bacteriana.
- ✓ Uniformar la densidad bacteriana.

<sup>56</sup> Hilbert, J. "Manual para la producción de biogás". INTA Castelar.

- ✓ Evitar la formación de espacios “muertos” sin actividad biológica.
- ✓ Mantener concentraciones bajas de inhibidores.
- ✓ Homogeneizar la temperatura dentro del digestor.

En la selección del sistema, frecuencia e intensidad de la agitación se deberá considerar que el proceso fermentativo involucra un equilibrio simbiótico entre varios tipos de bacterias. La ruptura de ese equilibrio en el cuál el metabolito de un grupo específico servirá de alimento para el siguiente implicará una merma en la actividad biológica y por ende una reducción en la producción de gas.

Como conclusión en la elección de un determinado sistema se tendrá siempre presente tanto los objetivos buscados como el prejuicio que puede causar una agitación excesiva debiéndose buscar un punto medio óptimo.

Existen diversos mecanismos de agitación, desde los más simples que consisten en un batido manual, típicos en digestores rurales de pequeña escala, hasta recirculadores del sustrato mediante bombas internas o externas al digestor, agitadores a hélices, y la reinyección de biogás dentro de la cámara produciendo un intenso burbujeo.

**En el digestor del proyecto se propone un sistema que combine agitadores a hélice con el burbujeo del propio biogás. No se sugiere la utilización de recirculación por bombeo ya que la concentración de sólidos dificultaría la operación.**

### 5.3.1.3 Acondicionamiento del Biogás

El biogás obtenido en el proceso de digestión anaeróbica debe ser acondicionado para asegurar el buen funcionamiento del generador de electricidad al que alimentará. Los procesos de acondicionamiento básicos que se llevarán a cabo son:

- ✓ Secado
- ✓ Eliminación del H<sub>2</sub>S

#### Secado

El biogás que sale del digestor normalmente se encuentra saturado de vapor de agua. A medida que se enfría, el vapor se condensa en las cañerías y si no se lo evacúa adecuadamente pueden bloquearse los conductos con agua. Por ejemplo, si la digestión se realiza a 35 °C, como en el caso del proyecto, el biogás contiene aproximadamente 35 g de agua por m<sup>3</sup>.

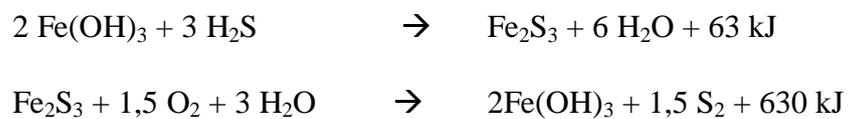
La eliminación del agua se realiza mediante su condensación en trampas frías. La trampa fría o condensador aprovecha la diferencia de temperaturas entre el digestor y la temperatura ambiente exterior para condensar el agua en forma natural. Es importante instalar las cañerías con una pendiente mínima del 1% hacia la trampa de agua.

#### Eliminación del H<sub>2</sub>S

Durante el proceso de digestión anaeróbica, en el que se mantienen condiciones reductoras, en presencia de compuestos azufrados, se desarrollan bacterias sulfato reductoras que producen H<sub>2</sub>S, en proporciones que pueden llegar al 1% en volumen. El sulfhídrico es un compuesto altamente corrosivo por lo que su concentración debe reducirse a niveles aceptables, para proteger las instalaciones de gas, y el generador.

La eliminación de H<sub>2</sub>S del biogás se consigue por diferentes métodos, que básicamente se basan en una oxidación a azufre elemental, sólido. Se puede eliminar usando absorbentes en un medio líquido, u oxidantes en fase sólida. Los métodos que utilizan absorbentes líquidos son preferiblemente usados si es necesario eliminar también CO<sub>2</sub> para alguna aplicación. Los métodos de eliminación en seco son en general mejores si no es necesario eliminar CO<sub>2</sub> y son más económicos, sobretodo en pequeñas instalaciones.

Dado que en el caso del proyecto no sería necesaria la eliminación del CO<sub>2</sub>, se optará por estos últimos. En particular se utilizará un filtro de hidróxido de hierro. El H<sub>2</sub>S del gas se combina con el hierro formando sulfuro de hierro. Esta reacción es reversible y el hidróxido de hierro puede ser regenerado exponiendo el sulfuro al aire con cuidado debido a que la reacción es exotérmica, liberando 603 kJ.



Ecuación 5-1: Reacción llevada a cabo por los filtros

## 5.3.2 Producción de Electricidad

### 5.3.2.1 Selección de la tecnología

El biogás obtenido en el proceso de digestión anaeróbica y posteriormente tratado podría utilizarse para generar energía eléctrica aplicando distintos tipos de tecnologías:

- ✓ Turbinas de Vapor
- ✓ Turbinas de gas
- ✓ Micro-turbinas
- ✓ Pilas Combustible
- ✓ Moto-Generadores

#### Turbinas de Vapor

Bajo esta tecnología, el biogás se utiliza como combustible en una caldera con el fin de obtener vapor de agua. El vapor generado se comprime y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los álabes de las mismas. A su vez, el eje

de la turbina se mueve solidariamente al rotor de un generador produciendo energía eléctrica.

Un caso especial de este tipo de generación es el del vertedero controlado de Bouqueval/Plessis-Gassot, el cual se encuentra a unos 20km al norte de París. Allí, la producción total de biogás se eleva a 13.000 m<sup>3</sup>/hora, de los que se utilizan 10.000 m<sup>3</sup> para producir 10 MW.h por hora de electricidad. Esta cantidad abastece el consumo medio de una ciudad de 30.000 habitantes.<sup>57</sup>

Sin embargo, para la dimensión de la planta del proyecto no sería razonable plantear una modalidad de este tipo, ya que no se justificaría la inversión requerida.

### Turbinas de Gas y Microturbinas

En el caso que se opte por utilizar turbinas de gas, el biogás sería mezclado con aire, se combustionaría, y los gases de la combustión se expandirían en la turbina que movería el rotor de un generador.

Esta tecnología exige un mayor tratamiento del biogás. El mismo no sólo debe presentarse seco, sino que además debe reducirse los niveles de CO<sub>2</sub>, para incrementar la eficiencia en la combustión. Por otro lado, la presencia de H<sub>2</sub>S, K y Na, podría aminorar la vida útil de los componentes de la turbina, y además se tendrían emisiones de SO<sub>x</sub>.

Entre las turbinas de gas cabe destacar las microturbinas que, conceptualmente, son turbinas de un tamaño reducido (aprox. 30kW). Un rasgo significativo que las caracteriza respecto a otras tecnologías es que se adaptan muy bien a las características del biogás, pudiendo trabajar con contenidos elevados de H<sub>2</sub>S y concentraciones bajas de CH<sub>4</sub>. Además, tienen una emisión baja de NO<sub>x</sub> a la atmósfera y un bajo coste de mantenimiento, aunque la eficiencia energética es menor que en el caso de los motores de combustión interna.

El Vertedero de LopezCanyon, en California, Estados Unidos, produce electricidad a partir del biogás obtenido utilizando 50 microturbinas de 30 kWe cada una.<sup>58</sup>

En el caso del proyecto no se recurrió a esta tecnología debido a que la inversión inicial requerida es mayor en comparación con la inversión en un moto-generador preparado para ser alimentado con biogás de 1MW de potencia.

### Pilas Combustible

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos capaces de convertir directamente la energía de la reacción química producida entre un combustible y un oxidante, en energía eléctrica (corriente continua), liberando agua y calor. Los aspectos

---

<sup>57</sup> UBA, Facultad de Ingeniería, Técnicas Energéticas, “Aplicaciones del Biogás”.

<sup>58</sup> Xavier Noguer, “Aprovechamiento Energético de Biogás de Vertedero”, (2006)

innovadores que las convierten en una tecnología competitiva para la generación de electricidad, son los siguientes:

- ✓ Bajo impacto ambiental: la emisión de gases contaminantes como CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se ve significativamente reducida respecto a otros sistemas debido a la ausencia de combustión.
- ✓ Tampoco se producen emisiones de SO<sub>x</sub>, ya que el sistema exige la depuración previa del combustible para evitar la contaminación de los elementos constituyentes y aumentar la durabilidad.
- ✓ Carácter modular: las pilas de combustible están disponibles en módulos independientes (mono celdas) que se pueden apilar generando stacks de diferentes tamaños y, por tanto, de diferentes potencias, en función de las necesidades requeridas en cada caso. Esto permite una producción automatizada, lo que da lugar a una construcción más sencilla, rápida y de menor coste.
- ✓ Flexibilidad de operación: Esta flexibilidad presenta un carácter dual, en cuanto al rango de aplicación y en cuanto al combustible utilizado.
- ✓ Rendimiento elevado: las pilas de combustible no están sujetas al ciclo de Carnot, por lo que son más eficientes que cualquier sistema convencional de generación de energía. Sus rendimientos eléctricos son próximos al 50 %, pero si se tiene en cuenta la energía térmica que generan (cogeneración), el rendimiento total puede ascender hasta un 80 %, aproximadamente.
- ✓ A estos atributos hay que añadir el que se trata de elementos silenciosos, sin partes móviles, con una rápida respuesta a las variaciones de carga y de fácil mantenimiento.

En la actualidad, las pilas de combustible son una tecnología prometedora para la producción de energía. No obstante, pese a las ventajas que parecen ofrecer los sistemas de pilas de combustible, su elevado coste y el hecho de que estén todavía en un nivel pre-comercial (MCFC) -aunque ya existen algunos sistemas comerciales (DFC, direct fuel cell)- y en grado de desarrollo (SOFC, solid oxide fuel cell) hace que, por el momento, todavía no sean sistemas económicamente competitivos respecto a las turbinas de gas o a los motores de combustión interna para la generación de electricidad a partir de biogás.<sup>59</sup>

### Moto-Generadores

El biogás con un grado medio de pureza, se puede utilizar en motores de combustión interna: ciclo Otto, Diesel y gas.

Los motores de ciclo Otto pueden funcionar solamente con biogás, aunque necesitan de otros combustibles en el momento del arranque. Los motores de ciclo diesel constan de un sistema mixto de biogás y diesel que permite utilizar distintas proporciones de ambos combustibles. Estos motores tienen como desventaja principal las elevadas

---

<sup>59</sup> Pérez Martínez, Cuesta Santianes, Núñez Crespi, Cabrera Jiménez. "Utilización del Biogás en Pilas Combustibles". CIEMAT. (2008)

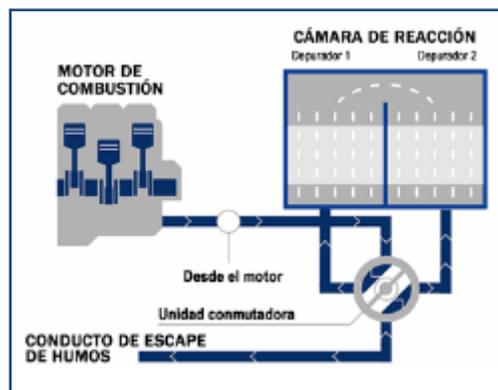
concentraciones de NOx y CO que emiten a la atmósfera. La *Tabla 5-12* compara la eficiencia en la producción eléctrica y las emisiones según el tipo de tecnología utilizada.

	Eficiencia Eléctrica (%)	Combustible Consumido (kJ/kW.h)	Emisiones (µg / KJ)	
			NOx	CO
Motores de Combustión Interna	33%	10.972	56,6	56,6
Turbina de gas	28%	12.872	15	18
Pilas Combustible (MCFC)	50%	7.174	Trazas	1,4

**Tabla 5-12:** Características de tecnologías que operan con biogás.<sup>60</sup>

Sin embargo, en los últimos años se han estado desarrollando moto-generadores de gas específicamente preparados para trabajar con biogás. Los mismos incorporan sistemas de tratamiento de los gases de escape y sistemas de control de combustión.

El objetivo del sistema de *tratamiento de los gases de escape* es disminuir la emisión de monóxido de carbono. Consiste en un intercambio térmico regenerativo. El gas de escape fluye a unos 500°C desde el motor, a través de la unidad conmutadora, hasta el primer depurador, donde se calienta hasta 800 °C. En la cámara de reacción, el gas de escape reacciona con el oxígeno que contiene, oxidando el monóxido de carbono para producir dióxido de carbono y agua. En este proceso el gas de escape vuelve a emitir calor a medida que atraviesa la segunda depuradora y llega a la unidad conmutadora que lo dirige al conducto de escape de humos.



**Figura 5-6:** Sistema de control de gases de escape en motores de combustión interna.<sup>61</sup>

<sup>60</sup> Fuente: Idem 59.

<sup>61</sup> Fuente: Idem 57.

El *sistema de control de combustión* controla la riqueza de mezcla pobre para minimizar las emisiones de gases de escape y mantener un funcionamiento del motor estable. Corrige los parámetros del motor para garantizar que éste cumpla los requisitos de emisión de NOx de forma permanente, compensando en el caso de desviaciones de las características del gas.

Dado que esta tecnología tiene un grado considerable de madurez, y que es aplicable en la escala del proyecto, se propone utilizar un sistema de co-generación en base a un moto-generator preparado para funcionar a partir de biogás.

### 5.3.2.2 La Cogeneración

De forma simplificada, la cogeneración se describe como la producción simultánea, en un mismo proceso, de electricidad y calor útil. Se trata de aprovechar la energía térmica producida en distintos procesos de generación eléctrica evitando que la misma se pierda en la atmósfera.

La cogeneración es una tecnología que se conoce desde hace décadas, con un alto grado de madurez y una elevada eficiencia (rendimientos globales por encima del 80% en algunos casos).

Comparadas con las tecnologías de generación convencional, las tecnologías de cogeneración suponen un mejor aprovechamiento de la energía contenida en los combustibles y por tanto un ahorro de energía primaria que se traduce en ahorro económico y en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO<sub>2</sub>.

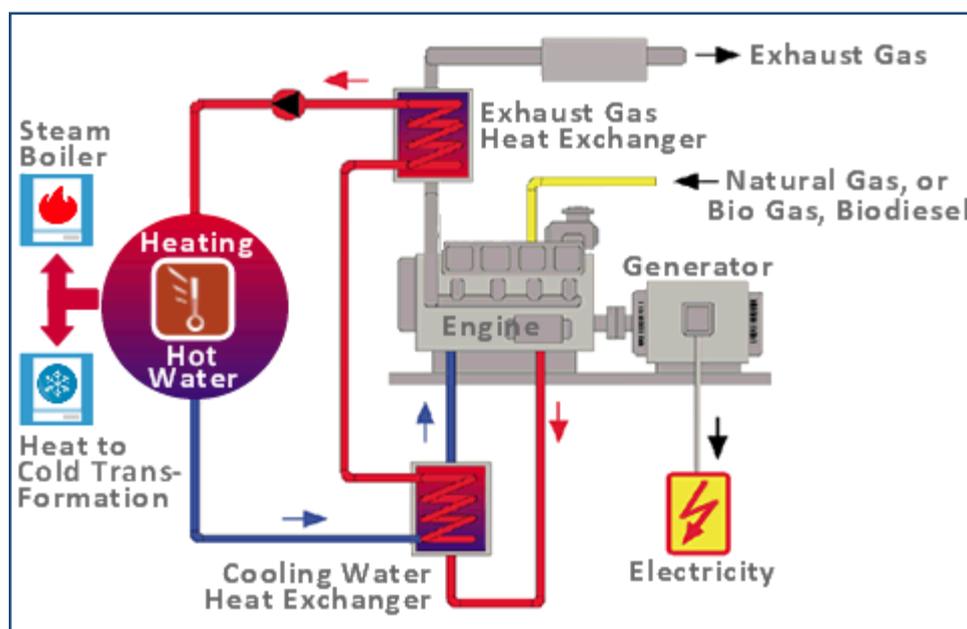


Figura 5-7: Esquema de sistema de co-generación.<sup>62</sup>

<sup>62</sup> Fuente: <http://www.2g-cenergy.com/CHP-more.html>

El rango de potencias de las instalaciones de cogeneración es muy amplio y puede variar desde unos pocos kilovatios a más de 100 megavatios. De hecho la potencia, al igual que otras características técnicas, dependen del tipo de tecnología escogido. El siguiente cuadro muestra los diferentes parámetros técnicos para los principales equipos de cogeneración:

	Rendimiento Eléctrico (%)	Rendimiento Global (%)	Potencia
Turbina de gas en ciclo simple	30 - 40	75 – 80	5 - 50 MW
Turbina de gas en ciclo combinado	35 - 50	> 80	7 - 60 MW
Turbina de vapor	7 - 20	75 – 90	1 - 20 MW
Motores alternativos de combustión	35 - 45	75	1 - 25 MW
Microturbinas	25- 30	75	30 - 200 kW

**Tabla 5-13:** Rendimiento energético y potencia de cogeneración<sup>63</sup>

En el caso del proyecto, la aplicación de la cogeneración permitirá recuperar el calor contenido en los gases de escape para mantener la temperatura de operación de los digestores.

Para ampliar detalles del equipo que se utilizaría en el proyecto por favor consultar el Anexo II.

### 5.3.2.3 Comercialización de la electricidad generada

La electricidad generada a partir del módulo de co-generación se inyectaría al SADI a través del nodo de conexión de la localidad de Viamonte utilizando las redes del distribuidor local. (Consultar Anexo III).

En esta situación el distribuidor estaría ejerciendo la “Función Técnica de Transporte” y el proyecto le estaría pagando un peaje en concepto de retribución. Se supone el cargo del peaje en un 5% de la electricidad vendida.

<sup>63</sup> Fuente: IDEA.

### 5.3.3 Procesos del Digestato

En el proceso fermentativo y de producción de biogás se remueven sólo los gases generados ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) y algo de nitrógeno por reducción de  $\text{NH}_3$ , que representan del 5% a 10% del volumen total del material de carga. Se conservan en el efluente todos los nutrientes originales (N, P, K) contenidos en la materia prima, que son esenciales para las plantas. Su viscosidad se ve reducida drásticamente debido a la transformación de aproximadamente un 50% de los sólidos volátiles. Esto hace al efluente mucho más manejable para su utilización. Por otro lado, el efluente carece prácticamente de olor debido a que las sustancias provocadoras del mal olor son reducidas casi en su totalidad. También se ve reducida la relación Carbono/Nitrógeno, mejorando en forma general el efecto fertilizante del efluente.

Todo esto lo convierte en un valioso abono orgánico, prácticamente libre de olores, patógenos, y de fácil aplicación.

Existen básicamente tres formas de aplicación del digestato en su rol de fertilizante:

- ✓ *Líquido*: Presenta ventajas como la alta disponibilidad de nutrientes y la buena absorción por parte de las plantas, puede aplicarse inmediatamente como sale del biodigestor, o almacenarse en tanques tapados por un periodo no mayor a 4 semanas, para evitar grandes pérdidas de nitrógeno.
- ✓ *Compostado*: Otra manera de manejar el efluente es agregándole material verde (i.e. desechos de forraje de establo) y compostándolo, este método produce pérdidas de nitrógeno del 30% al 70%, pero tiene la ventaja de que el producto final es compacto, en forma de tierra negra, lo que facilita el transporte y aplicación.
- ✓ *Seco*: El resultado del secado es una pérdida casi total del nitrógeno orgánico (i.e., cerca del 90%), lo que equivale al 5 % del nitrógeno total. Las producciones observadas en cultivos al utilizar el efluente seco son las mismas que al usar estiércol seco o estiércol almacenado, este procedimiento se recomienda cuando se vayan a fertilizar grandes áreas, o la distancia a cultivos sea largo y difícil.

Además de ser utilizado como abono el digestato podría utilizarse en como alimento para animales:

- ✓ Para peces, en lagos o estanques artificiales; en este caso es necesario exponerlo al sol y al aire durante unos dos días, para evitar que consuma el oxígeno del agua, después de la aireación se distribuye uniformemente sobre el lago.
- ✓ Para lombrices. Normalmente se emplea en seco, como sustrato principal, o en forma líquida con residuos sólidos como paja de arroz, paja de maíz o sorgo, residuos de plantas de forraje, entre otros.

- ✓ Para cabras, pollos, cerdos y patos. En este caso el digestato se mezcla con raciones en distintas proporciones según la especie: 30% de sustitución en cabras, 10%-20% en pollos, y 10% en cerdos y patos.

En el caso del proyecto se considera la utilización del digestato como abono en su forma líquida. El mismo será entregado a los productores en parte de pago por el estiércol que entregan. Se aplicará en estado líquido, práctica que actualmente llevan a cabo algunos productores con el estiércol.

El digestato que se obtenga como subproducto en el proceso de producción de biogás se almacenará en un tanque cerrado de unos 1.200 m<sup>3</sup> y se transportará a cada establecimiento aprovechando los viajes de ida del camión vacío.

## 6 ANÁLISIS ECONÓMICO – FINANCIERO

El objetivo de esta sección es determinar el precio mínimo que debería cobrarse por la electricidad vendida para que un proyecto de este tipo sea rentable.

A tal fin se describen, en primer lugar, los supuestos considerados en el Escenario Base a partir de los cuales se construye el Cuadro de Resultados que será el puntapié inicial para la estimación del Flujo de Fondos.

Luego se analiza cuál es la estructura de capital más conveniente para el caso del proyecto, determinando el porcentaje de deuda financiera con que se fondeará el negocio.

Una vez definido este parámetro y habiendo seleccionado cuál será el método de valoración de activos que se utilizará, se calcula cuál es el precio de indiferencia para el proyecto en el escenario base.

También se incluye un análisis de sensibilidad para distintos escenarios inflacionarios, seleccionando uno que se desarrollará en mayor profundidad y definirá el Nuevo Escenario Base.

A partir de ese nuevo escenario base se estudian alternativas para incrementar el valor de los accionistas.

Por último, se mencionan los principales riesgos del proyecto y se proponen alternativas para mitigarlos.

### 6.1 Escenario Base

#### 6.1.1 Ingresos

En el escenario base se consideran únicamente los ingresos provenientes de la venta de electricidad a ENARSA y un ingreso fijo mensual por la disponibilidad de potencia de 18.000 USD/ (MW.h\*mes), remuneración mínima por disponibilidad de potencia del programa GENREN para la generación térmica a partir de biocombustibles.

No se tendrá en cuenta en este escenario el potencial ingreso proveniente de la venta de Certificados de Participación que se podrían llegar a obtener si el proyecto se certificara ante la Oficina de Desarrollo Limpio ni un ingreso asociado a la potencial venta del digestato como fertilizante.

En cuanto a la cantidad de electricidad producida y vendida, se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- ✓ Estabilización inicial del digester con una eficiencia en el proceso de producción de biogás del 40% en el mes de puesta en marcha y del 80% en el segundo mes. A partir de ese momento la eficiencia se estabiliza en el 100%.
- ✓ En los meses de Junio y Diciembre, debido a las tareas de mantenimiento en el equipo de co-generación se generará energía eléctrica sólo la mitad del mes.

Durante los períodos de mantenimiento se interrumpirá el agregado de materia prima al digestor, pero se mantendrán las condiciones de operación adecuadas para no bajar la eficiencia del proceso de generación de gas. La temperatura del digestor se mantendrá con la combustión del biogás producido que no puede ser destinado a la generación de electricidad.

En cuanto al precio de venta de la electricidad generada, se analizará en las secciones siguientes qué precio se debería incluir en la licitación para que el proyecto sea rentable.

### 6.1.2 Costos

Los principales costos del proyecto (sin considerar las amortizaciones) están asociados al mantenimiento de las instalaciones, a los costos de aprovisionamiento de la materia prima, efluentes del tambo y silo de maíz, y a los sueldos del personal. Estos cuatro rubros juntos representan más del 80% de los costos totales del proyecto.

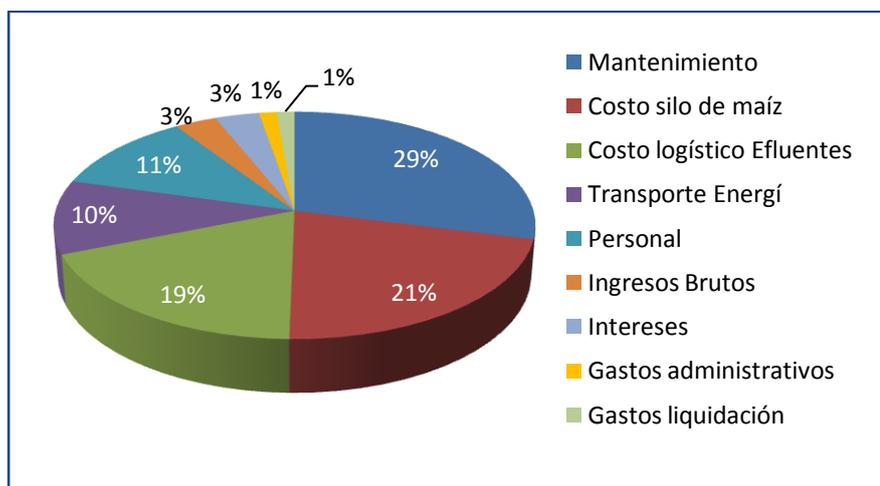


Figura 6-1: Participación de los distintos rubros de costos en el costo total

#### Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento anuales se estimaron como un porcentaje de la inversión inicial. Para las instalaciones y máquinas relacionadas a la producción de electricidad se consideró un costo de mantenimiento anual del 3% de la inversión inicial. Para las instalaciones de producción de biogás se supuso un costo del 1,5% en los primeros 5 años y del 2,5% para los años siguientes.

#### Silo de Maíz

En cuanto al costo de aprovisionamiento de silo de maíz, se pueden distinguir básicamente tres componentes del mismo:

- ✓ el costo del grano de maíz y su implantación

- ✓ el costo de ensilado y
- ✓ la rentabilidad mínima exigida por el productor

Considerando el costo de una hectárea implantada de maíz en unos 300 USD/ha<sup>64</sup> (este valor toma en cuenta el grano, fertilizante, maquinaria, etc.), un rendimiento promedio de 35.000 kg de silo/ha, el costo de ensilado en 12,2 USD/tn<sup>65</sup> y una rentabilidad esperada del productor del 20%, **el costo del silo de maíz ronda los 24,9 USD/tn**. Cabe señalar que la rentabilidad exigida por el productor se calculó teniendo en cuenta el costo de oportunidad que éstos tienen por dejar de vender esas cantidades de maíz en el mercado de granos a un precio de cotización de 190 USD/tn, valor del maíz en abril 2011.

A fin de determinar la evolución del precio del silo de maíz para los siguientes años del proyecto, se consideró la influencia que cada uno de los tres componentes mencionados anteriormente tiene en el precio al momento inicial de la valuación. Se encontró que el costo de ensilado representa el 49% del precio total, el costo del grano de maíz y su implantación un 34% del precio y la rentabilidad del productor un 17% del mismo. Suponiendo que estas proporciones se mantuvieran constantes a lo largo de la vida del proyecto, el precio futuro del silo de maíz se estimó considerando los siguientes supuestos:

- ✓ La proporción del precio actual correspondiente a ensilado refleja principalmente costos logísticos, de maquinaria y de mano de obra, que seguramente irán incrementando el precio a lo largo del tiempo en moneda local en el contexto inflacionario actual, sobre todo considerando la influencia que el “factor sindicatos” tiene en el rubro logístico como formador de precios.

**Sin embargo, en el escenario base se supone que los aumentos de precios que pudieran darse en moneda local, se calzarían con la devaluación de la moneda, resultando un escenario en el que no habría inflación en dólares. Este supuesto fuerte, se sensibiliza en la sección siguiente.**

En este sentido, se considera para los precios futuros del silo de maíz una componente constante de 12,2 USD/tn (49% \* 24,9 USD/tn).

- ✓ Se considera que las proporciones del precio actual del silo de maíz relacionadas con el costo de implantación del grano y la rentabilidad pretendida por el productor seguirán las tendencias del comportamiento futuro del precio del maíz.

A fin de estimar cuál sería el precio futuro del maíz en cada uno de los años del proyecto, se aplicó el método de Mean Reversion. El mismo, se utiliza para proyectar variables que oscilan en torno a la media y convergen a ella, como es el caso del precio de los commodities.

A partir del análisis de la serie de datos histórica del precio del maíz se puede concluir que el valor medio al cuál tenderá el precio de este commodity en el futuro es de 105

<sup>64</sup> Revista Márgenes Agropecuarios, Junio 2011, pág 56

<sup>65</sup> Revista Márgenes Agropecuarios, Junio 2011, pág 76

USD/tn. Además, se puede establecer que el precio del maíz se ubicaría entre los 70 USD/tn y los 139 USD/tn con un 68% de probabilidad y con un 90% de probabilidad, entre los 36 USD/tn y los 176 USD/tn.

Cabe señalar que al momento de la valuación del proyecto el precio del maíz está muy por arriba del promedio histórico (190 USD/tn vs. 105 USD/tn).

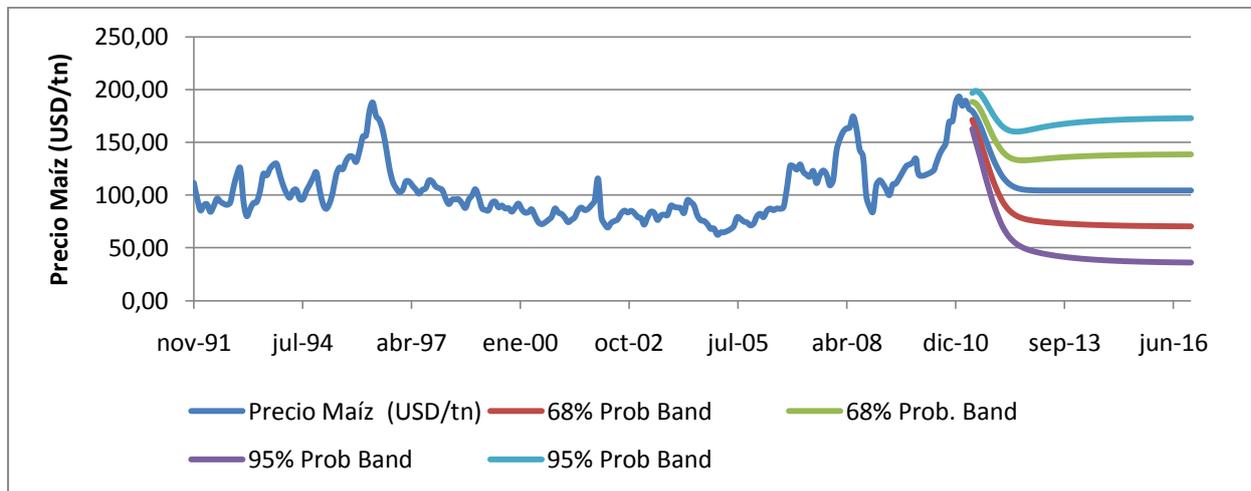


Figura 6-2: Estimación del precio futuro del maíz a partir de Mean Reversion

En el escenario base se considera que el precio de este grano seguirá la tendencia de la banda superior del 68% de probabilidad (de verde en el gráfico anterior).

Tal como se señaló anteriormente, esta tendencia afectará el precio del silo en sus componentes relacionadas a la implantación del grano y a la rentabilidad del productor.

### Transporte de Efluentes

El costo del transporte de los efluentes de los tambos a la planta se calculó teniendo en cuenta que disponer de los servicios de un camión ronda los \$1.650 por día, que al momento de la valuación representan unos 400 USD/día. El proyecto utilizaría un promedio de 1,5 camiones por día, lo que llevaría el costo diario de logística de abastecimiento de efluentes a unos 601 USD/día.

Si se considera el mismo supuesto señalado en el apartado referido al costo de ensilado, que establece que en el escenario base no habría inflación en dólares, el costo de transporte de la materia prima permanecería constante en 601 USD/día, es decir más de 18.000 USD/mes.

### Personal

La planta del proyecto contaría con cinco empleados: el jefe de planta, tres operarios y una persona encargada de la parte administrativa. En este caso, por tratarse de un PYME se considera que las decisiones estratégicas y de dirección del negocio, como por ejemplo tomar deuda, fusionar o vender la compañía, estarán a cargo de los accionistas

de la empresa, que como compensación de sus actividades recibirán los dividendos de la compañía. No se considera un sueldo adicional.

Por otro lado, la asesoría contable e impositiva de la empresa se tercerizaría, así como la auditoría anual que se prevé realizar.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se puede decir que el personal estable del proyecto tendría un perfil totalmente operativo.

Entre las responsabilidades del jefe de planta se pueden mencionar:

- ✓ Planificar las necesidades de silo de maíz semanales.
- ✓ Coordinar con la empresa de logística las rutas diarias de recolección de efluentes y planificar la entrega del digestato a los productores.
- ✓ Planificar el mantenimiento preventivo de las instalaciones.
- ✓ Controlar el estado de los digestores, previniendo que los mismos se acidifiquen.
- ✓ Coordinar las tareas de los operarios de planta.
- ✓ Controlar las instalaciones eléctricas de la planta.

Los operarios serán los encargados de recibir los efluentes que lleguen a la planta, acondicionar la materia prima antes de su ingreso al digestor y atender el despacho de energía eléctrica a la red. Para esto es importante capacitar a los operarios en el software específico que la planta utilice. Si bien la actividad más importante de la planta se va a concentrar durante el día, es importante que haya un operario en la planta en todo momento debido a que la misma estaría produciendo electricidad las 24hs del día. A fin de equilibrar las cargas de trabajo se harán tres turnos diarios de 8hs que se irán rotando cada cierta cantidad de meses.

La persona encargada de la administración coordinará las compras de la empresa, la contratación de los operadores logísticos, el pago a proveedores, la relación con los bancos, y el pago de impuestos entre otros. También verificará los ingresos asociados a la energía eléctrica despachada.

La tabla siguiente muestra el salario bruto mensual que recibiría cada uno de los empleados del proyecto. Bajo el mismo supuesto señalado en los apartados anteriores, en el escenario base, los salarios brutos se mantendrían constantes en USD a lo largo de la vida del proyecto.

Personal	Cantidad	Sueldo Bruto			
Jefe de Planta	1	14.160	\$/mes	3.437	USD/mes
Operario	2	5.900	\$/mes	1.432	USD/mes
Operario nocturno	1	7.080	\$/mes	1.718	USD/mes
Administrativo	1	5.900	\$/mes	1.432	USD/mes
<b>Total planta estable</b>	<b>5</b>	<b>38.940</b>	<b>\$/mes</b>	<b>9.451</b>	<b>USD/mes</b>

**Tabla 6-1:** Personal estable de la planta del proyecto con el detalle de sueldos brutos.

### Costo de transporte de energía

El contrato con ENARSA establece un precio fijo en dólares por cada MW.h de electricidad vendido, suponiendo que el mismo es entregado en el Centro de Cargas del Sistema (CCS) situado en la estación transformadora de Ezeiza.

Sin embargo, dado que la electricidad se genera en otra ubicación física, el precio que realmente percibirá el proyecto está afectado por el Factor de Nodo (FN).

$$\text{Precio generador} = \text{Precio de ENARSA} * \text{FN}$$

Por otro lado deberá remunerarse el peaje al distribuidor local que estaría ejerciendo la Función Técnica de Transporte.

Se suponen todos estos costos en un 5% de la electricidad generada y vendida.

### Ingresos Brutos, intereses, gastos de administración y liquidación.

En el escenario base no se considera el pago del impuesto de Ingresos Brutos durante los 10 primeros años de vida del proyecto. El mismo estaría alcanzado por la Ley provincial 6230/78 de "Promoción del Desarrollo Industrial", que establece la exención de este impuesto. Una vez pasados los 10 años, se aplica una tasa del 3,5% sobre los ingresos del proyecto.

En cuanto a los intereses se consideró una deuda financiera del 30% de la inversión inicial a una tasa de interés del 12% anual. Más adelante se profundizará en la estructura de capital del proyecto.

Los gastos de administración incluyen el asesor contable, el asesor impositivo y los gastos de auditoría anual.

Los gastos de liquidación del proyecto están asociados al pago de las indemnizaciones correspondientes y a los gastos de abogados y escribanos en los que haya que incurrir para liquidar la sociedad. Las indemnizaciones se calcularon considerando que los empleados pertenecieron al proyecto desde el inicio.

## 6.1.3 Inversiones

Las inversiones iniciales del proyecto alcanzan **USD 7.245.234 + IVA** y pueden agruparse en inversiones en Activo Fijo (USD 7.185.068 + IVA) e inversiones en Capital de Trabajo (USD 60.166).

### 6.1.3.1 Activo Fijo

Las inversiones en activo fijo a su vez pueden agruparse en:

- ✓ Las relacionadas al proceso de producción de biogás.
- ✓ Las relacionadas a la generación de energía eléctrica y su comercialización.
- ✓ Las referidas a las instalaciones en general.

Producción de Biogás

El total de las inversiones por este concepto alcanza los **USD 5.375.068 + IVA**. El IVA considerado es del 21%. Las principales inversiones son:

- ✓ **Silo almacenamiento de materia prima:** Se considera la adquisición de 2 silos aéreos de 200 tn de capacidad cada uno. Equivale a tener un stock de materia prima para diez días.
- ✓ **Tanque de pre-tratamiento de materia prima:** con un volumen de 221 m<sup>3</sup>, equivalente al volumen de carga diario de sustrato más un factor de seguridad del 20%. Está equipado con sistemas de agitación y calefacción a fin de lograr la homogeneización de los sustratos y alcanzar la temperatura adecuada antes de ingresar al biodigestor.
- ✓ **Digestor principal y secundario:** con un volumen de 6.500 m<sup>3</sup> cada uno. Este volumen considera un tiempo de retención de 30 días y un factor de seguridad del 20%. Los digestores están equipados con agitadores de hélice además de un sistema de burbujeo de biogás para garantizar un adecuado nivel de mezcla. Se instalan calentadores en el suelo y dentro de las paredes de hormigón. Las paredes exteriores de los digestores tienen aislamiento térmico. Están cubiertos con techos de doble membrana a efectos de almacenar el gas. La doble membrana se compone de una película interna para retener el gas y una película externa a modo de protección climatológica. La parte superior de las paredes laterales del digestor estará impermeabilizada con resina epoxi, para garantizar que no se produzcan escapes de biogás.
- ✓ **Tanque de almacenamiento de digestato:** el mismo tendrá un volumen de aproximadamente 1.200 m<sup>3</sup>, que permitiría el almacenamiento del efluente durante 7 días.
- ✓ **Sistema de tratamiento del biogás:** desculturización y secado.
- ✓ **Antorcha** para quemar el exceso de biogás en caso de que debido a alguna contingencia imprevista el equipo de co-generación esté fuera de servicio.
- ✓ **Software** y equipo de medida y monitoreo de biogás

También se consideraron inversiones que pudieran ser necesarias en los establecimientos tamberos a fin de poder disponer del efluente en las condiciones apropiadas, como por ejemplo la excavación de alguna fosa adicional. Este punto será objeto de negociación con los productores.

Generación y Comercialización Energía Eléctrica

Las inversiones en este rubro alcanzan **USD 1.750.000 + IVA**. La inversión más importante es la adquisición del equipo de co-generación, estimada en USD 1.200.000 + IVA. También se deben adquirir sistemas de medición y registro de la electricidad generada y despachada, y un sistema de comunicación con el Órgano Encargado del Despacho (OED). Por otro lado, se anticiparon inversiones relacionadas a la

interconexión eléctrica en el nodo del SADI, incluyendo la adquisición de un transformador y el tendido de cables, considerando una distancia al punto de conexión de un máximo de 2 km.

*Instalaciones generales*

En este rubro se consideró la adquisición de un terreno de aproximadamente 4 hectáreas en la zona urbana de Viamonte, distanciado del punto de conexión al SADI en no más de 2 kms. Se estimó la adquisición del mismo por **USD 60.000** y no se tuvo en cuenta el IVA.

La construcción de la sala de máquinas y sala de control de procesos se tuvo en cuenta en los dos rubros anteriores. También se contempló la construcción de un espacio que funcione como oficinas, donde se brinden facilidades al personal, como una cocina y sanitarios.

De la misma manera se consideró la compra del mobiliario y el equipo de trabajo para los empleados, como computadoras, impresoras y un fax.

En cuanto al período de amortización, se consideró una vida útil de 30 años para el terreno, 15 años para las obras civiles y equipos y 5 años para el software y bienes muebles. De esta manera, sólo el terreno tendría un valor residual contable al fin de la vida del proyecto (15 años). Por otro lado, se considera un valor terminal real para el equipo de co-generación de USD 50.000.

Inversiones	USD	Vida Útil (años)	Amortización anual (USD)	Valor residual Contable (USD)	Valor Terminal Real (USD)
Terreno (4ha)	60.000	30	2.000	30.000	60.000
Obras civiles	5.140.068	15	342.671	0	0
Software y Equipo de medida y monitoreo de biogás	35.000	5	7.000	0	0
Instalaciones tratamiento de biogás	200.000	15	13.333	0	0
Equipamiento e Instalaciones producción energía eléctrica	1.750.000	15	116.667	0	50.000
<b>TOTAL</b>	<b>7.185.068</b>	<b>-</b>	<b>481.671</b>	<b>30.000</b>	<b>110.000</b>

**Tabla 6-2:** Inversiones iniciales, vida útil, amortización anual, valor residual contable y valor terminal real.

### 6.1.3.2 Capital de Trabajo

Tal como se mencionó anteriormente las inversiones en este rubro alcanzan **USD 60.166**. Se componen de una reserva de caja chica, los sueldos del personal para 1 mes y la provisión de materia prima (silo de maíz y costo de transporte) durante 1 mes.

A partir de la información presentada en esta sección se construye el Cuadro de Resultados del proyecto para los 15 años de vida del mismo. En el último año se considera la venta del terreno y del equipo de co-generación por un total de USD 110.000. La base imponible de esta venta es de USD 80.000 ya que en ese momento el terreno estaría activado en los libros de la compañía por USD 30.000. (Para ver detalles del cuadro de resultados consultar el Anexo IV.)

## 6.2 Estructura de Capital<sup>66</sup>

En esta sección se definirá la estructura financiera del proyecto, es decir, se analizará en qué proporción deuda y equity deben financiar el activo.

Se sabe que en finanzas el valor de un activo se calcula como el valor presente de los flujos de efectivo que proveerá en el futuro, descontados con su costo de capital.

$$Valor = \sum_t \frac{FCFF_t}{(1 + \text{costo de capital})^t}$$

**Ecuación 6-1:** Estimación valor de un activo

El costo de capital de una empresa o costo promedio ponderado (weighted average cost of capital – WACC) surge como el promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes que financian:

$$CPPC = WACC = \frac{D}{D + E} * K_d * (1 - \alpha) + \frac{E}{E + D} * K_{el}$$

**Ecuación 6-2:** Cálculo del costo promedio ponderado de capital

Donde:

- ✓ D: deuda que devenga intereses
- ✓ E: Equity o patrimonio neto
- ✓  $K_d$ : tasa de costo del dinero prestado
- ✓  $K_{el}$ : costo de oportunidad del Equity en las condiciones de endeudamiento que la empresa presenta

<sup>66</sup> Para el desarrollo de los conceptos financieros de esta sección se consideró el libro: Lelic, Rifat. “Lecciones de Ingeniería Económica y Finanzas”.

- ✓  $\alpha$ : tasa del impuesto a las ganancias

Tal como se desprende de la *Ecuación 6-3: Costo de capital apalancado*, el valor de la empresa será máximo cuando la tasa WACC sea mínima. A continuación se analiza qué estructura de capital minimizaría el valor del WACC para el caso del proyecto.

Para el cálculo del  $K_{el}$  se considera la siguiente expresión:

$$K_{el} = Rf + RP + \beta_L * (Rm - Rf)$$

**Ecuación 6-3:** Costo de capital apalancado

Donde:

- ✓ Rf: es la tasa de interés libre de riesgo
- ✓ RP: es la prima por riesgo país
- ✓  $\beta_L$ : Riesgo sistemático del activo en cuestión
- ✓ Rm: Tasa de retorno del portfolio de mercado
- ✓ (Rm – Rf): Prima de riesgo de mercado

### La tasa de interés libre de riesgo

La tasa de interés libre de riesgo es derivada del rendimiento correspondiente a las Notas del Tesoro emitidas por el Gobierno Estados Unidos. Se estima la **tasa para 15 años en un 3,28%** considerando el rendimiento de los bonos a 10 y 30 años.<sup>67</sup>

Bonos USA	Tasa Anual (%)
10 años	2,95%
30 años	4,28%
15 años	3,28%

### Prima por Riesgo País

Con el propósito de tomar en cuenta los riesgos inherentes a la jurisdicción donde lleva a cabo sus operaciones el negocio objeto de la valuación, se toma en consideración la sobretasa de interés que se observa en el mercado para la cotización de títulos de deuda del gobierno de dicha jurisdicción.

**Para el caso de esta valuación se consideró una prima por riesgo país de 600 puntos básicos, es decir un 6%.**

### $\beta_L$

El factor  $\beta$  mide la volatilidad del rendimiento de un activo financiero en particular, respecto del rendimiento de mercado y representa el riesgo sistemático del mismo. Este

<sup>67</sup> *El Cronista Comercial*, Miércoles 27 de julio 2011

factor se encuentra apalancado en función de la estructura de capital de la industria. Para realizar el análisis es necesario desapalancar las betas observadas en el mercado por el impacto de la estructura de financiamiento del mismo y apalancarla nuevamente basándose en la estructura de la empresa a ser evaluada.

En el caso del proyecto, los datos recabados para la industria eléctrica arrojan un  $\beta_L$  de 0,84 y una estructura de D/E del 43%.<sup>68</sup> Si se desapalanca el factor, se obtiene un  $\beta$  de 0,66.

*Prima de Riesgo de Mercado*

La prima de riesgo de mercado es la diferencia entre la tasa de retorno del portfolio del mercado (Rm) y la tasa de interés libre de riesgo (Rf). Es decir, equivale al premio que espera recibir el inversor en compensación por el riesgo de mercado que afronta. Teniendo en cuenta las limitaciones de nuestro mercado de capitales, se ha considerado como una medida alternativa del premio por riesgo de mercado, la media geométrica entre la tasa de retorno que surge del índice S&P500 y los bonos del gobierno de Estados Unidos a largo plazo para el período comprendido entre 1926 y 2008.

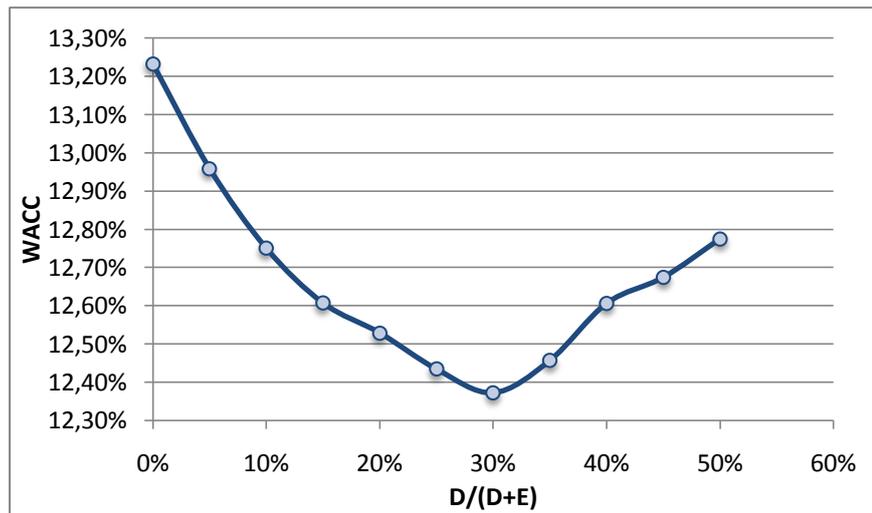
**Se considera entonces esta prima en un 6%.**

Partiendo de lo ya mencionado para el cálculo de  $K_{el}$ , y si se considera que el costo de la deuda aumenta a medida que aumenta el ratio Loan to Value (D/D+E), se puede calcular el valor la tasa WACC para distintas estructuras de endeudamiento, seleccionado la menor de ellas.

% Financiado con Deuda	Costo de la deuda		Estimación $\beta_L$	Costo del PN	WACC
	$K_d = i$	$(1 - \alpha) * i$			
					$WACC = K_e * E/A + K_d * D/A * (1 - \alpha)$
0%	0,0%	0%	0,66	13,23%	13,23%
5%	8,0%	5%	0,68	13,37%	12,96%
10%	9,0%	6%	0,71	13,52%	12,75%
15%	10,0%	7%	0,73	13,69%	12,61%
20%	11,0%	7%	0,77	13,87%	12,53%
25%	11,5%	7%	0,80	14,09%	12,43%
30%	12,0%	8%	0,84	14,33%	12,37%
35%	13,0%	8%	0,89	14,61%	12,46%
40%	14,0%	9%	0,94	14,94%	12,61%
45%	14,5%	9%	1,01	15,33%	12,67%
50%	15,0%	10%	1,09	15,80%	12,77%

**Tabla 6-3:** Cálculo de la tasa WACC para distintos niveles de endeudamiento.

<sup>68</sup> Damodaran on line - Promedio empresas productoras de electricidad en Argentina



**Figura 6-3:** WACC del negocio para distintos niveles de endeudamiento

Tal como se observa en la

*Figura 6-3* el nivel óptimo de endeudamiento está en el 30% y tiene asociado una tasa de interés del 12% anual.

### 6.3 Valor del Proyecto

#### 6.3.1 Método de Valuación

A fin de calcular el valor neto del proyecto se deben tener en cuenta los efectos de la estructura de capital.

Cuando la deuda es una proporción fija a lo largo de la vida del proyecto el valor presente se calcularía a partir de la siguiente expresión:<sup>69</sup>

$$VAN (WACC) = \sum_{t=0}^n \frac{UCF_t}{(1 + WACC)^t} - Inversión\ inicial$$

**Ecuación 6-4:** Cálculo del Valor Actual Neto del Negocio según la tasa WACC

Donde:

UCF: “Unlevered Cash Flow”. Es el flujo de fondos de la compañía no apalancado con deuda (FCFF)

Ahora bien, si la deuda no es una proporción fija, como en el caso del proyecto, donde se pide un préstamo que se cancela con los flujos de la operación, la tasa WACC variaría permanentemente en función de la proporción de D/E que exista en cada

<sup>69</sup> Lelic, Rifat. “Lecciones de Ingeniería Económica y Finanzas” (2008)

momento. Esto implica una complicación para el cálculo del VAN en su forma tradicional.

Para estos casos, donde la razón Deuda/Equity se espera que cambie en el tiempo, o para proyectos con financiamiento subsidiado o para proyectos con exoneraciones temporales de impuesto sobre la renta, es conveniente aplicar para el cálculo del VAN una metodología que se conoce como VAN APV, “Adjusted Present Value” o Valor Presente Ajustado.

$$VAN (APV) = \sum_{t=0}^n \frac{UCF_t}{(1 + Ke)^t} + \text{Efectos Adicionales de la deuda} \\ - \text{Inversión inicial}$$

**Ecuación 6-5:** Cálculo del Valor Actual Neto del Negocio según el método VAN Ajustado

*Donde:* los Efectos Adicionales de la deuda son principalmente los ahorros impositivos de los intereses descontados a la tasa  $K_d$ .

En su forma más básica el VAN Ajustado divide el valor de un proyecto en dos partes: una que corresponde al valor actual del proyecto como si fuese totalmente financiado con capital propio y otra que corresponde al valor adicional (por escudos fiscales) que el uso de deuda en la estructura financiera del proyecto origina.

En el VAN tradicional el valor añadido por utilizar fuentes de financiamiento diferentes al capital propio (fundamentalmente deuda) se toma en cuenta en la tasa de descuento (WACC).

### 6.3.2 Construcción del Flujo de Fondos

Para la construcción del flujo de fondos del proyecto se toma como punto de partida el resultado neto, después de pagar intereses y después de pagar el impuesto a las ganancias. Luego se lo va corrigiendo considerando varios aspectos a fin de llegar a una mejor aproximación del flujo de fondos:

- ✓ Dado que el resultado neto incluye el valor de las amortizaciones que no constituyen una erogación o desembolso real de fondos, se debe adicionar este concepto al resultado neto.
- ✓ De la misma manera, se deben adicionar los intereses pagados afectándolos por el factor  $(1-\alpha)$  a fin de que el flujo de la compañía no considere los efectos del financiamiento.
- ✓ Flujo de IVA: el IVA del proyecto se debe contabilizar por separado y sólo el resultado neto del flujo de IVA afectará la caja.

Para el caso en estudio, la inversión inicial del proyecto genera un crédito de IVA al 21% (excluyendo el terreno). Dicho crédito con el estado irá aumentando

con las compras de materia prima, costos de transporte, mantenimiento, y gastos de administración (todos al 21%) e irá disminuyendo con el IVA ventas. Como el IVA ventas en el caso de la electricidad es del 27%, en el cuarto año del proyecto ya se recupera el crédito fiscal. (Ver flujo de fondos IVA en Anexo V)

- ✓ Se incorporan las inversiones en el año cero.
- ✓ Valor Terminal: dado que el contrato de venta tiene un plazo de 15 años, no parece conservador suponer un valor de perpetuidad para el proyecto. Se considerará como valor terminal el valor de venta residual del equipo de cogeneración y del terreno. Se recuerda que en los costos se incluye el gasto de liquidación.

Para ampliar detalles del Flujo de Fondos referirse al Anexo N° VI.

### 6.3.3 Sensibilidad del precio

Partiendo del flujo de fondos desarrollado en la sección anterior, se sensibiliza el valor presente neto del proyecto para distintos niveles de precio y según los dos métodos de valuación desarrollados anteriormente: VAN Tradicional y VAN (APV).

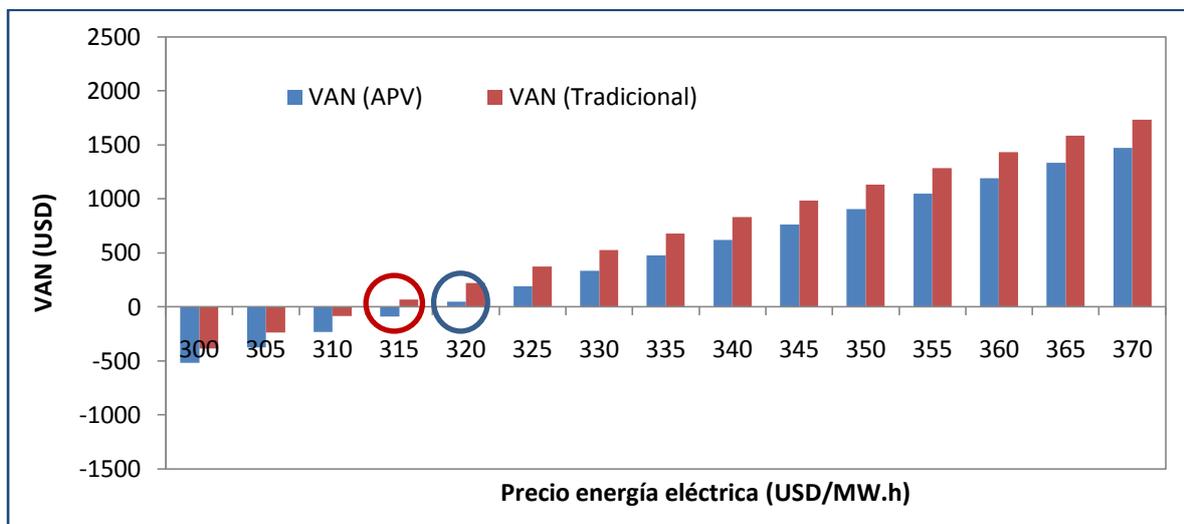


Figura 6-4: Sensibilización Valor Presente Neto para diferentes precios de venta de electricidad.

Tal como se observa en la figura, si se considera el método del VAN tradicional, el precio de indiferencia para el proyecto es de **312,7 USD/MW.h** mientras que si se considera el método del VAN ajustado, dicho precio es de **318,2 USD/MW.h**.

Tal como se explicó anteriormente el método más apropiado en este caso resulta ser el VAN ajustado, con lo cual el precio de indiferencia en el escenario base es de **318,2 USD/MW.h**.

### 6.3.4 Escenario Inflacionario

Ahora bien, ¿qué pasaría si la inflación en Argentina superase la devaluación del peso frente al dólar generando inflación en dólares, tal como sucede actualmente? ¿Cuál sería el nuevo precio de indiferencia para el proyecto considerando que el precio de venta de la electricidad se fija en dólares al momento inicial de la licitación?

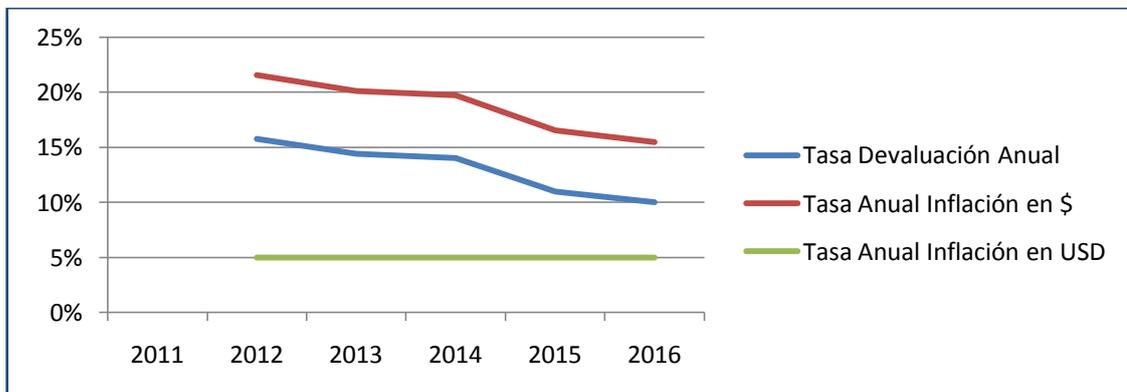
En la *Tabla 6-4* se muestra el valor presente neto ajustado para distintos niveles de precio sensibilizando la tasa de inflación anual en dólares. Se afectan todos los años de vida del proyecto por la misma tasa de inflación en USD.

		Precio MW.h (USD/MW.h)								
		325	330	335	340	345	350	355	360	365
Tasa de inflación anual en USD	6%	-928.511	-786.546	-644.581	-502.616	-360.651	-218.686	-75.390	68.466	210.478
	5%	-751.726	-609.760	-467.795	-325.830	-183.865	-41.900	101.813	245.669	387.347
	4%	-587.828	-445.863	-303.898	-161.933	-19.968	122.267	266.123	409.734	551.326
	3%	-435.798	-293.833	-151.868	-9.903	132.062	274.707	418.563	561.846	703.438
	2%	-294.695	-152.730	-10.765	131.200	273.165	416.217	560.073	703.031	844.623
	1%	-163.653	-21.688	120.277	262.242	404.207	547.661	691.517	834.153	975.745

**Tabla 6-4:** Sensibilización valor del proyecto a distintas tasas de inflación en USD y distintos precios de la energía

Para poder seleccionar un escenario donde el inversor se sienta cómodo se desagregará la inflación en dólares, llevándola a la tasa implícita de inflación en pesos que la misma representaría para un determinado escenario de devaluación de la moneda.

Si se considera que la devaluación de la moneda será del 16% en el primer año, 14% en los siguientes 2 años, 11% en el cuarto y 10% en el quinto año, y se supone, por ejemplo, una tasa de inflación en USD constante del 5% anual, la tasa de inflación en pesos sería del 22% para el primer año, 20% para el segundo y tercer año, 17% para el cuarto y 16% para quinto. Ver figura siguiente.

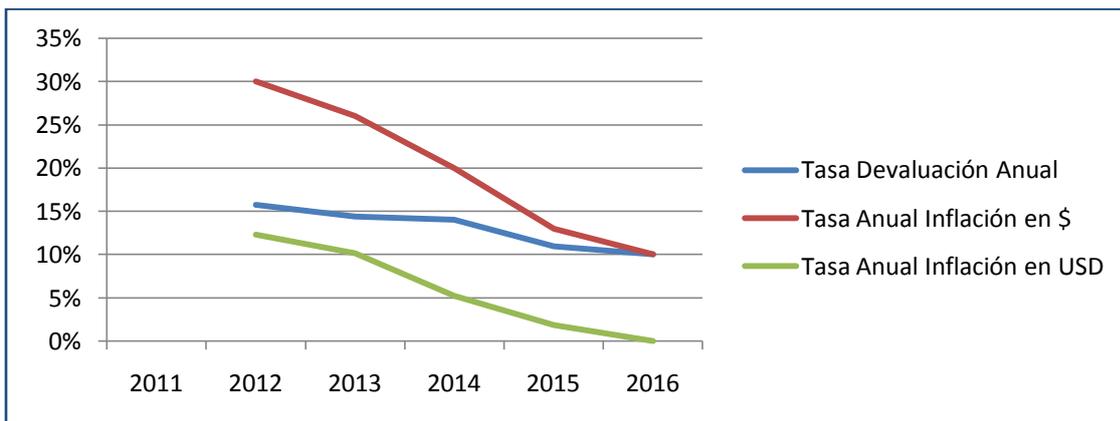


**Figura 6-5:** Desglose de la tasa de inflación del 5% en USD en sus componentes de tasa de devaluación y tasa de inflación en \$

Si este fuera el escenario inflacionario en dólares y se mantuviera para todos los años del proyecto, el nuevo precio de indiferencia sería cercano a los **351,5 USD/MW.h**.

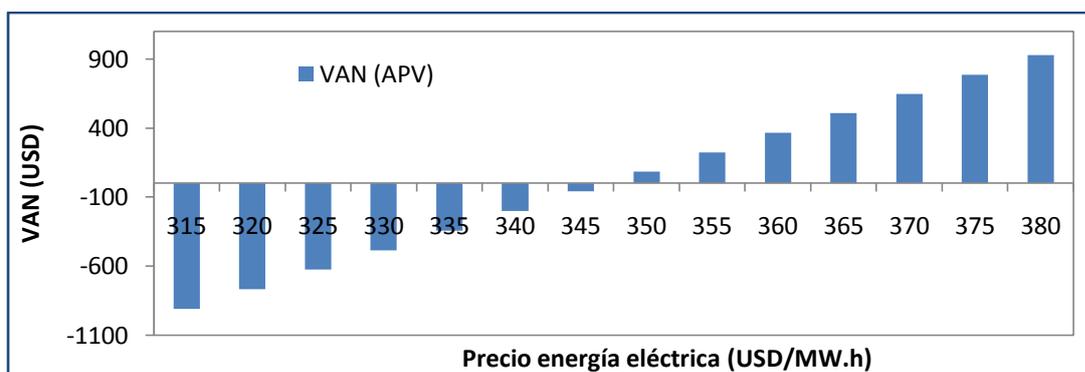
Ahora bien, suponiendo que la devaluación continuara con una tendencia de crecimiento del 10% anual, ¿es lógico suponer que la inflación en dólares será del 5% en todos los años de vida del proyecto, es decir, que la inflación en pesos será cercana al 16% anual durante todos los años siguientes al 2016? Una situación inflacionaria de ese tipo pareciera ser insostenible.

Por esta razón, se analiza otro escenario inflacionario, donde se supone que a fines del año 2016 la tasa de inflación alcanza a la tasa de devaluación, es decir, en ese momento la inflación en dólares es nula, y esta última situación se mantiene a lo largo del tiempo. Por otro lado, este escenario contempla una situación más realista para el año 2012, con una tasa de inflación en dólares cercana al 12% en ese año, en lugar del 5% constante ejemplificado en el caso anterior, con todo el impacto financiero que este hecho tiene.



**Figura 6-6:** Evolución inflación en dólares considerada en el nuevo escenario base

Bajo este escenario, el nuevo precio de indiferencia para el proyecto resulta de **347,1 USD/MW.h**. Se define este escenario como el “Nuevo Escenario Base”.



**Figura 6-7:** Valor presente neto del negocio para distintos precios de venta de la energía generada considerando el nuevo escenario base.

Analizando lo presentado hasta ahora, se puede concluir que con el precio actual de la energía eléctrica, que ronda los 70 USD/MW.h en el mercado de contratos, un proyecto de este tipo no es rentable ya que ni siquiera se llegan a cubrir los costos operativos.

Según el análisis del escenario base, el precio de indiferencia para el proyecto, donde no se genera valor pero tampoco se destruye, es de 318,2 USD/MW.h. Sin embargo, este escenario incluye un supuesto fuerte, al considerar que los costos en dólares del proyecto no aumentarán a lo largo de los años de vida del mismo.

Dado el escenario inflacionario actual, pareciera más razonable suponer que existirá inflación en dólares. Dependiendo de las expectativas de los inversores, ellos seleccionarán el escenario que consideren más probable. A los fines de este trabajo se considerará el último escenario propuesto, nuevo escenario base, con inflación en dólares decreciente hasta fines del 2016, donde la misma se hace cero.

En esta situación, el precio de indiferencia del proyecto es de 347,1 USD/MW.h. Este precio es un 141% superior al promedio ponderado de precios del programa GENREN (144 USD/MW.h), pero aún así está dentro del rango de precios de dicha licitación (117 USD/MW.h – 600 USD/MW.h).

Ahora bien, este precio es un valor de corte, a partir del cual el inversor comienza a considerar la posibilidad de invertir en el proyecto ya que éste le da al menos la rentabilidad mínima que el exige, es decir su costo de capital. (Estrictamente hablando le rinde un poco más que su costo de capital debido al efecto de apalancamiento (13,36% vs. 13,23%)) Sin embargo, esta rentabilidad podría no ser suficiente para atraer inversores que prefieren proyectos que rindan por encima de su costo de capital.

Por ejemplo, un inversor que aporte USD 1.000.000, recibirá a lo largo de los 15 años de vida del proyecto USD 2.356.985, lo que le permite recuperar su inversión y recibir un flujo adicional de USD 1.356.828. Sin embargo, esos flujos descontados al costo del capital resultan de USD 6.781. La TIR para el inversor sería de 13,36%, apenas superior a su costo de capital (13,23%), debido al efecto de apalancamiento. Por otro lado, el período de repago simple de la inversión, para ese nivel de precios, es de 7 años, y es probable que resulte un tanto largo para los accionistas.

¿Qué opciones se podrían considerar para incrementar el valor para el accionista? En la sección siguiente se analizan algunas posibilidades, determinando la TIR para el inversor en cada caso.

### Aclaración importante

El análisis desde el punto de vista del inversor se realizó a partir de su flujo de fondos. Para su construcción se parte del flujo de fondos de la compañía, se disminuye la

inversión inicial, ya que sólo debe tenerse en cuenta el equity aportado, se le resta el gasto financiero neto (intereses menos el ahorro impositivo que los mismos generan), y los pagos de amortizaciones del préstamo.

Cabe señalar que al analizar el flujo de fondos para el inversor a lo largo de los años, éste resulta muy superior al resultado operativo de la compañía. Esto se debe principalmente al efecto de las amortizaciones y del flujo de IVA, que en los primeros años del proyecto genera un ingreso de caja.

En la práctica, este hecho podría imponer una restricción a la distribución de dividendos. Una empresa no puede distribuir dividendos superiores a su resultado operativo. ¿Cómo le llegarían entonces los flujos al inversor? Básicamente existen dos caminos:

- ✓ Una opción podría ser que al momento inicial el inversor fondee parte del equity que aporta como deuda. En este sentido, la empresa además de la deuda “genuina” con el prestamista, tendría una deuda con el inversor, que podría amortizarse anualmente con los flujos disponibles que la empresa tenga. De esta manera, el inversor podría recibir parte de lo originalmente aportado en concepto de devolución del préstamo y del pago de intereses del mismo. Estos últimos generarían un ahorro adicional en el pago de impuesto a las ganancias. Por este motivo, la tasa de dicha deuda no puede superar el valor de mercado, y nunca se pueden sobrepasar los ratios Deuda/Equity habituales para este tipo de empresas.
- ✓ La otra opción es realizar reducciones de capital anualmente, para lo cual deberá realizarse un trámite en la IGJ.

### 6.3.5 Alternativas para incrementar el valor

#### 6.3.5.1 Valorización Reducción de Emisiones de GEI

En ninguno de los escenarios analizados anteriormente se consideró la posibilidad de valorizar la reducción de emisiones que genera el proyecto. Ahora bien, ¿cómo se generarían fondos a partir de este concepto?

El proyecto podría presentarse ante la Oficina de Desarrollo Limpio de Argentina para obtener Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) que podrían venderse en el mercado del carbono a algún país o empresa que los necesite.

¿Cómo se modificaría la TIR para el inversor si se considera esta nueva fuente de ingresos?

En primer lugar habría que cuantificar la cantidad de toneladas de CO<sub>2eq</sub> que dejarían de emitirse a la atmósfera si el proyecto se llevara a cabo. Esta cantidad representaría la cantidad de CERs a obtener por el proyecto. Por otro lado, sería necesario establecer el precio al que se comercializarán dichos CERs.

*Cantidad de emisiones reducidas*

Por un lado, el proyecto genera **reducción directa** de emisiones al captar el metano que se produce por la descomposición de los efluentes orgánicos de los tambos y convertirlo en CO<sub>2</sub> al combustionarlo. Dado que el CH<sub>4</sub> tiene un potencial de calentamiento global 21 veces mayor que el del CO<sub>2</sub>, el simple hecho de combustionar el metano capturado ya provoca reducciones.

A fines de cuantificar esta reducción se deben analizar las emisiones en el caso del escenario sin proyecto (Línea Base) y en el caso del proyecto y compararlas. Se utilizará el método de cálculo TIER 2 propuesto por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) que propone la siguiente fórmula:

$$CH_4 = SV * N * 365 \text{ días/año} * B_{\text{máx}} * \delta_{CH_4} * FCM$$

**Ecuación 6-6:** Cálculo de emisiones

*Donde:*

CH<sub>4</sub>: emisiones de metano (kg/año)

SV: sólidos volátiles excretados por animal por día (kg/ (animal\*día))

N: cantidad de animales

B<sub>máx</sub>: producción máxima de CH<sub>4</sub> por kg de sólidos volátiles (m<sup>3</sup>/kg SV). Depende del estiércol del animal considerado.

δ<sub>CH<sub>4</sub></sub>: densidad del metano

FCM: Factor de conversión de metano según sistema de manejo aplicado y condiciones climáticas.

En la siguiente tabla se muestra el valor que adopta cada uno de estos parámetros en ambos escenarios. Se incorpora además el Factor de Recolección (FR) ya que no todo el estiércol producido por los animales se utiliza como materia prima en el proyecto. Se consideran 335 días ya que la planta no procesa efluentes durante los 30 días al año que se utilizan para el mantenimiento preventivo de las instalaciones.

	Escenario sin Proyecto	Escenario con Proyecto
SV (kg/animal*día)	4,38	4,38
N	11.597	11.597
Factor de Recolección	20%	20%
B <sub>máx</sub>	0,2925	0,2925
δ <sub>CH<sub>4</sub></sub> (kg CH <sub>4</sub> / m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> )	0,67	0,67
FCM	0,65	1
<b>CH<sub>4</sub> (kg/año)</b>	<b>433.519</b> (se emiten a la atmósfera)	<b>666.953</b> (se combustionan)
<b>CO<sub>2</sub>eq (tn/año)</b>	<b>9.104</b>	<b>667</b>

**Tabla 6-5:** Emisiones CO<sub>2</sub>eq en el escenario con proyecto y en escenario sin proyecto

Es probable que al lector le llame la atención que en el escenario del proyecto se generen más emisiones que en el escenario base. Lo cierto es que, el proceso de digestión anaeróbica que se plantea en el proyecto maximiza la emisión de metano a partir del estiércol considerado, es por eso que las emisiones en este caso son mayores. Sin embargo, como se capturan y se combustionan, las reducciones directas netas son de: **8.437 tn CO<sub>2eq</sub>/año.**

Por otro lado, el proyecto genera **reducción indirecta** de emisiones al producir electricidad sustituyendo alguna fuente fósil de energía. La reducción en este caso depende del factor de emisión de la red, que en el caso de Argentina es de 0,425 tnCO<sub>2eq</sub>/MW.h.

El proyecto genera 7.279 MW.h de energía eléctrica “limpia” al año para la venta, produciendo un ahorro indirecto de emisiones de **3.093 tn CO<sub>2eq</sub>.**

Se deben considerar también las emisiones adicionales que el proyecto incorpora con relación al transporte de la materia prima desde los tambos hasta la planta.

En este sentido y considerando que un camión consume 15 litros de gasoil por hora a una velocidad promedio de 45 km/h, que para el proyecto sería necesario utilizar 1,5 camiones al día, y que los mismos viajarían 9 hs/día, el consumo diario de gasoil del proyecto sería de 202,5 litros, que equivale a un consumo anual de 67.837,5 litros o 59.018,6 kg.<sup>70</sup> Si se considera el factor de emisión en 3,186 tnCO<sub>2eq</sub>/tn de gasoil, entonces, las emisiones en este caso serían aproximadamente de **188 tn CO<sub>2</sub> al año.**

**En resumen, la reducción neta total del proyecto se estima en 11.342 tn CO<sub>2eq</sub> al año.**

### Estimación Precio CERs

A fin de estimar el precio que podrían tener los CERs a lo largo de la vida del proyecto, es necesario introducirse en el mercado del carbono, para entender quiénes son sus principales jugadores y cuáles sus expectativas.

Se podría decir que el mercado del carbono nace en 1997 con la firma del Protocolo de Kioto. El mismo compromete a los países desarrollados a alcanzar objetivos cuantificados de reducción de emisiones. Estos países, conocidos como Partes del Anexo I, se comprometieron a reducir su emisión total de seis gases de efecto invernadero hasta al menos un 5,2% por debajo de los niveles de emisión de 1990 durante el período 2008-2012 (el primer período de compromiso), con objetivos específicos que varían de país en país.

---

<sup>70</sup> Se considera la densidad del gasoil en 0,87 kg/l

A tal fin, se establecen obligaciones de limitación de emisiones para estos países desarrollados. Superada la cantidad de emisión comprometida, los países deben neutralizar sus emisiones adquiriendo derechos de emisión de países que no los usen. Ello lleva a que los países distribuyan a su vez "derechos de emisión" entre sus empresas contaminantes, con metas de reducción. Si esas metas no se cumplen o se emiten más GEI que los autorizados, las empresas deberán abonar multas que en el caso de la Unión Europea, son de entre € 40 y € 100 por tonelada de carbono equivalente que supere su límite.

El Protocolo también estableció tres mecanismos para asistir a las Partes del Anexo I en el logro de sus objetivos nacionales de un modo costo-efectivo:

a. El comercio de emisiones entre países desarrollados, el cual consiste en la transferencia de reducciones de carbono entre países industrializados basadas en compras de derechos de emisión a países que están por debajo de sus cuotas. Las unidades de venta se denominan: Assigned Amount Units (AAU's).

b. El Mecanismo de Implementación Conjunta, basado en la transferencia de créditos de emisiones entre países desarrollados, es un mecanismo basado en proyectos, permitiendo acreditar unidades de reducción de emisiones a favor del país inversor en proyectos de reducción de carbono. Las unidades de venta se denominan: Emission Reduction Units (ERU's).

c. El tercer mecanismo corresponde al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). El MDL permite que proyectos de inversión llevados a cabo en países en desarrollo, que mitiguen la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, obtengan Certificados de Emisiones Reducidas (CER's). Estos certificados pueden ser utilizados por los países del Anexo I para cumplir con sus obligaciones de emisión.

Tales proyectos pueden consistir en reconversiones para transformar procesos contaminantes por otros menos contaminantes; en la utilización no contaminante de gases de desecho, como el metano; o en la fijación de carbono a la tierra en proyectos de "sumideros de carbono", forestación y reforestación.

El siguiente gráfico muestra la evolución del precio de los CERs, primarios y secundarios, en el período de Agosto del 2008 a Septiembre del 2009. También se muestra el precio de los Permisos de Emisión de la Unión Europea (EUA), superior al de los CERs en todo momento.

En cuanto al precio de los CERs primarios, que son los que generaría el proyecto, el mismo registra un máximo cercano a los 15 €/tnCO<sub>2eq</sub> en Septiembre del 2008, antes de la crisis subprime, y un mínimo cercano a los 5 €/tnCO<sub>2eq</sub> en Marzo del 2009.



**Figura 6-8:** Variaciones en el precio de los CER.<sup>71</sup> – EUA: Permisos de emisión de la Unión Europea; pCER: CER primarios (comprados directamente a entidades en países en vías de desarrollo que los generaron); sCER: CER secundarios (comprados a otros que no sea la entidad que los generó)

### Expectativas a futuro

Los mercados de transacciones de derechos de emisiones están atravesando momentos de cambios que vale la pena destacar.

El mercado europeo de emisiones, “European Union Emissions Trading Scheme” (EU ETS), finaliza en el año 2012 la segunda fase de su programa y se encuentra preparando la tercer etapa 2013 – 2020. En esta última planea dejar de aceptar CERs provenientes de proyectos registrados después del 2012 salvo que provengan de países considerados como los menos desarrollados, Least Developing Countries (LDCs).

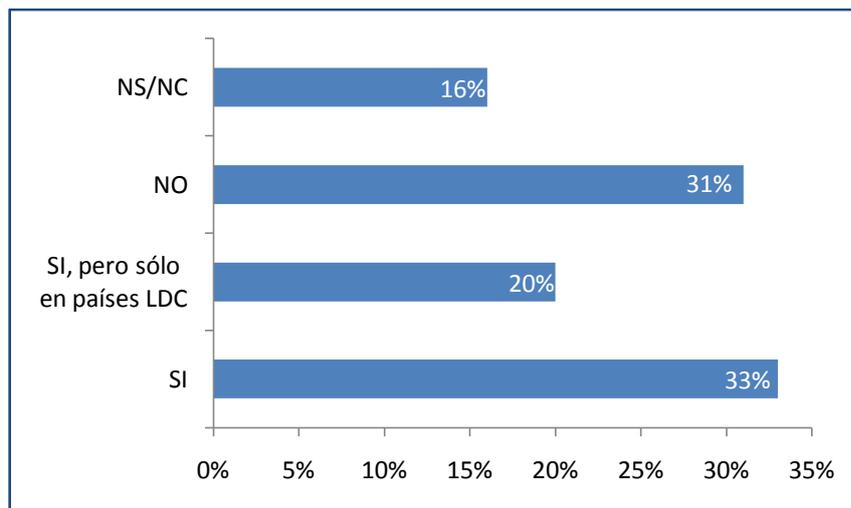
Esto introduce un gran cambio en los MDL, ya que históricamente la Unión Europea fue la mayor demandante de CERs.

Japón, por su parte, frustrado por la lentitud de este mecanismo y el bajo volumen de reducción de emisiones que consigue, está proponiendo un mecanismo paralelo para el período post-2012.

¿Qué expectativas existen en el mercado sobre el futuro de los mecanismos de desarrollo limpio?

Point Carbon llevó a cabo una encuesta entre los principales jugadores del mercado, y cuando se les preguntó si invertirían en proyectos registrados después del 2012, un 33% contestó que sí. El hecho de que 1 de cada 3 participantes haya contestado afirmativamente, a pesar de las restricción impuesta por la Unión Europea de no aceptar MDL registrados después del 2012 salvo que provengan de LDC, implica que estos participantes anticipan demanda de otros países, principalmente Japón.

<sup>71</sup> Fuente: State and Trend of the Carbon Market 2009, World Bank.

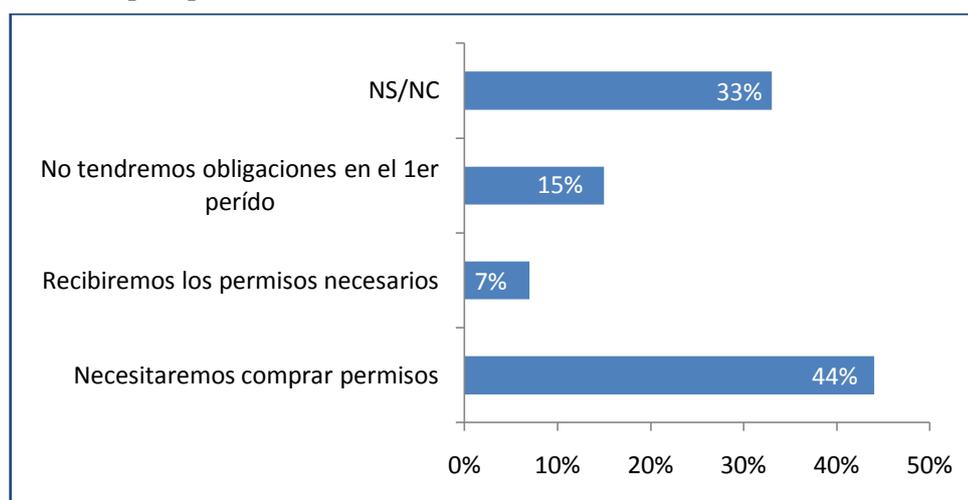


**Figura 6-9:** Respuesta de los participantes de la encuesta llevada a cabo por Point Carbon a la pregunta “¿Planea su compañía invertir en proyectos de MDL después del 2013?” N = 532.<sup>72</sup>

También genera expectativa la demanda que podría surgir de Estados Unidos, que en el Acuerdo de Copenhague del 2009 se comprometió a reducir sus emisiones un 17% para el año 2020 respecto al nivel del año 2005.

Si bien este país aún no llegó a un acuerdo para lanzar un programa nacional de transacción de emisiones, algunos estados del país como California, Washington y Quebec tienen sus propios planes de lanzamiento.

En particular, California espera poner en marcha su programa el 1° de Enero del 2012. Cuando las empresas de California fueron consultadas respecto a sus expectativas de la necesidad de contar con mecanismos de compensación, un 44% de ellas contestó que necesitaría comprar permisos de emisión.<sup>73</sup>



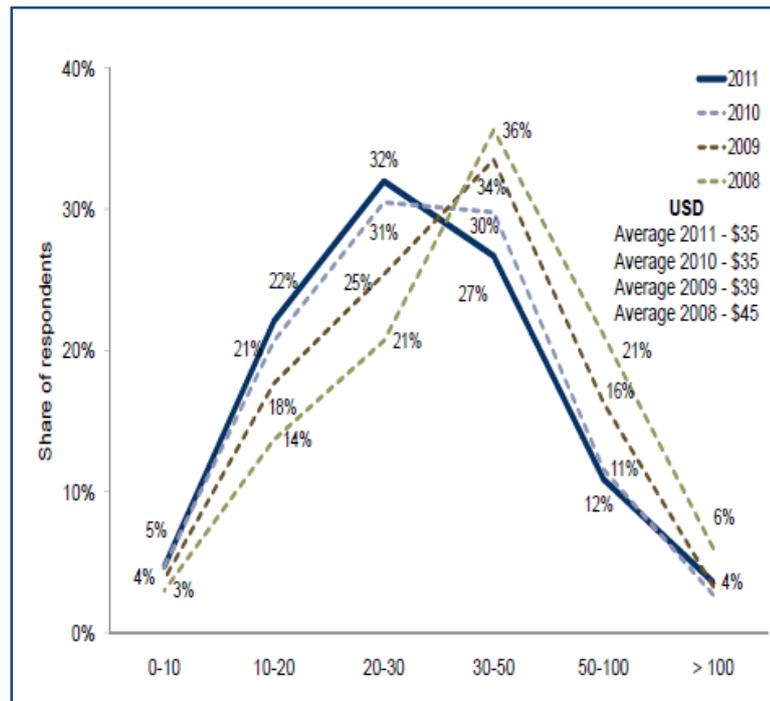
**Figura 6-10:** Expectativas de empresas de California respecto al cumplimiento de las metas de emisiones para el primer período de lanzamiento del programa en dicho estado (2012 – 2014). N = 27

<sup>72</sup> Fuente: Point Carbon 2011.

<sup>73</sup> Point Carbon, Marzo 2011

En la misma encuesta llevada a cabo por Point Carbon se les consultó a los participantes por sus expectativas respecto del precio global que tendría la tonelada de carbono en el año 2020.

El valor promedio se situó en los 35 USD/tn aunque la moda fue el rango de 20 a 30 USD/tn.



**Figura 6-11:** Expectativas de precio de la tn de CO<sub>2</sub> para el año 2020 según la encuesta llevada a cabo por Point Carbon en el año 2011. N = 130. Comparación con expectativas de precio del año 2010, 2009 y 2008

Con toda la información presentada hasta el momento, se puede afirmar que el mercado del carbono está atravesando un momento de transición, a la tercera fase del Protocolo de Kioto. Más allá de esto, las expectativas futuras por la demanda de derechos de emisión se mantienen en niveles altos, impulsada principalmente por nuevos mercados como el de Japón, Nueva Zelanda y California.

A fines de poder cuantificar el precio que recibirá el proyecto por los CERs generados, se considerará que los mismos cotizarán a un precio constante de **8 USD/tn CO<sub>2</sub>eq**. Este valor es menor que el promedio del período Agosto 08 - Abril 09 y un 77% menor que el promedio de precios esperados para la tonelada de CO<sub>2</sub> en el 2020.

En este caso, y considerando una inversión inicial de USD 200.000, el inversor aumentaría su TIR de 13,36% a 13,82%. Un inversor que aporte USD 1.000.000 recibiría un total de USD 2.422.189 que descontados a su tasa de capital y netos de la inversión inicial le agregarían valor por USD 30.733.

La inversión inicial incluye el pago del trabajo de consultoría, el arancel del organismo verificador nacional y el costo de la Entidad Operacional Designada a nivel internacional para la fiscalización y monitoreo del proyecto.

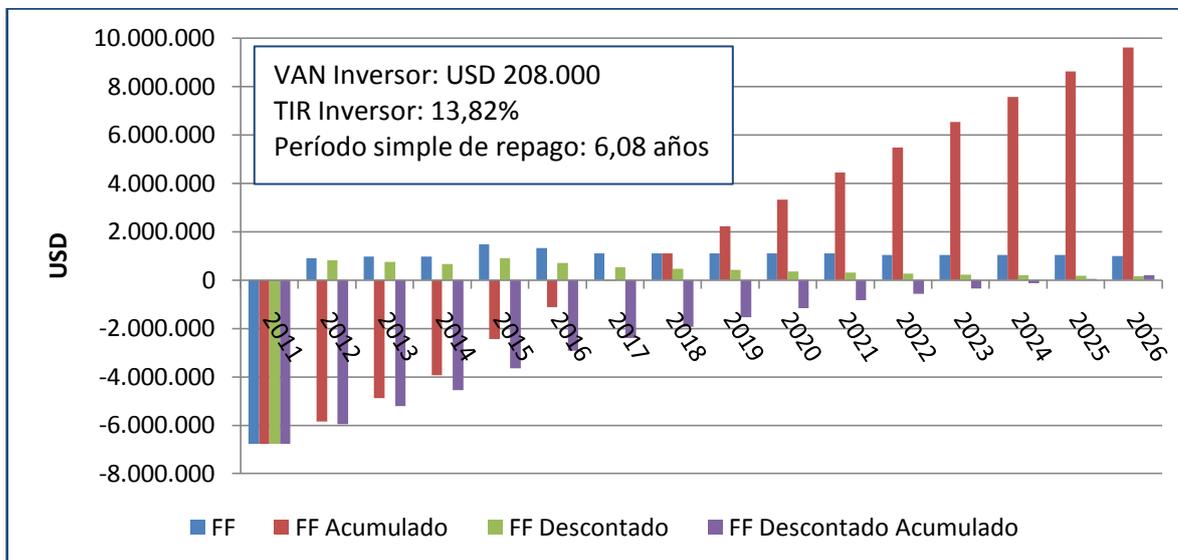


Figura 6-12: Flujos para el accionista considerando ingresos por venta de CERs.

### 6.3.5.2 Venta a un estratégico

En lugar de considerar que al año 15 el proyecto se liquida, y teniendo en cuenta que la vida útil real de las instalaciones es mayor a 15 años, se podría suponer que a fines del año 15, es decir, a la finalización del contrato la empresa se vende a un comprador estratégico que esté dispuesto a pagar por ella algún múltiplo de EBITDA.

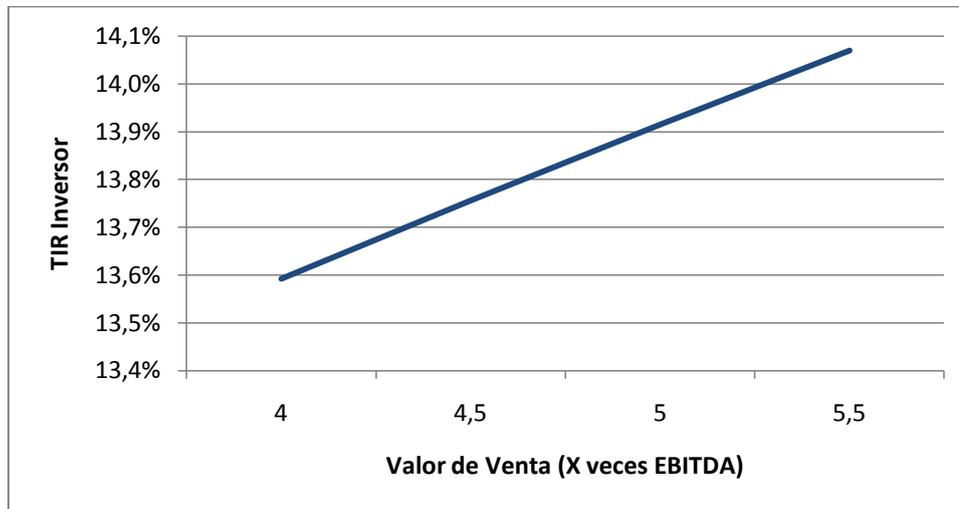
Algunos de los potenciales interesados en adquirir las instalaciones del proyecto podrían ser:

- ✓ Interesados en continuar con la producción de energía eléctrica ya que han adquirido un nuevo contrato de venta.
- ✓ Interesados en continuar con la producción de energía eléctrica para consumo propio. Este caso podría darse si los precios del mercado SPOT aumentaran equiparando los del proyecto y fuese más conveniente generar la propia energía para asegurar el suministro.
- ✓ Interesados en la producción de gas para asegurar el suministro de esta fuente de calor para el normal desarrollo de sus actividades.

En cualquiera de estos casos, la TIR del inversor cambiaría en función del valor de venta del proyecto. *La*

*Figura 6-13* muestra los distintos valores que toma la TIR del inversor para valores de venta que van desde 4 veces EBITDA a 5,5 veces EBITDA. Cabe señalar que en estos

casos se consideró que todos los años desde el inicio del proyecto se realiza una reserva de USD 70.000 anuales para aplicar a CAPEX en el año de venta. Esta reserva ascendería en el año 2026 a USD 1.050.000.



**Figura 6-13:** TIR del inversor para distintos valores de venta (expresados en X veces EBITDA)

### 6.3.5.3 Fondo de capital inicial en forma de deuda

Si en el caso del nuevo escenario base, la inversión inicial a cargo de los aportantes se estructura de forma tal que los mismos aporten capital a través de deuda, el ahorro adicional en el pago del impuesto a las ganancias generaría un aumento de TIR para el inversor.

De esta manera, el aporte original de los inversores seguiría siendo de USD 6.567.928, pero de dicho monto, USD 800.000 serían desembolsados en forma de préstamo a una tasa de mercado del 12% anual. Es importante mencionar que el ratio Deuda/Equity no es conveniente que exceda un 70%, por eso la cantidad máxima que podría estructurarse como deuda sería de USD 800 y no más.

Si se parte del nuevo escenario base y se introduce esta modificación, **la TIR del inversor aumenta del 13,36% al 14,02%** y su VAN de USD 6.781 a USD 267.690

### 6.3.5.4 Valorización Tratamiento de Efluentes

El proyecto tal como está planteado en el escenario base, no genera ingresos por el servicio de tratamiento de efluentes que está brindado a los productores tamberos. Esto es así básicamente por suponer que los mismos no están dispuestos a pagar por este servicio ya que, hoy en día, el tratamiento de los efluentes que genera su actividad no tiene asociado un costo importante.

Ahora bien, si este proyecto se presentara ante alguna empresa u organización que actualmente tuviera un costo asociado al tratamiento de sus efluentes, entonces se

podría valorizar el servicio prestado. Por ejemplo, se podría ofrecer el servicio a la municipalidad, para tratar los líquidos cloacales, o a alguna PYME, que genere como subproducto efluentes de alta carga orgánica: un matadero, alguna quesería o industria alimenticia.

Ahora bien, ¿qué precio estarían dispuestos a pagar estos candidatos? A fines de analizar esta alternativa se supone que el precio que se cobraría podría equiparar al costo de transporte. También se supone que el costo asociado a la disposición final del efluente estaría compensado con el ingreso que el mismo podría generar en calidad de abono orgánico o como venta de compost. Los costos operativos se cubrirían con los ingresos marginales de la nueva actividad. ¿Cómo se modificaría la rentabilidad del proyecto y la del inversor en ese caso? Se considera el nuevo escenario base con inflación en dólares y un precio de 347,1 USD/MW.h.

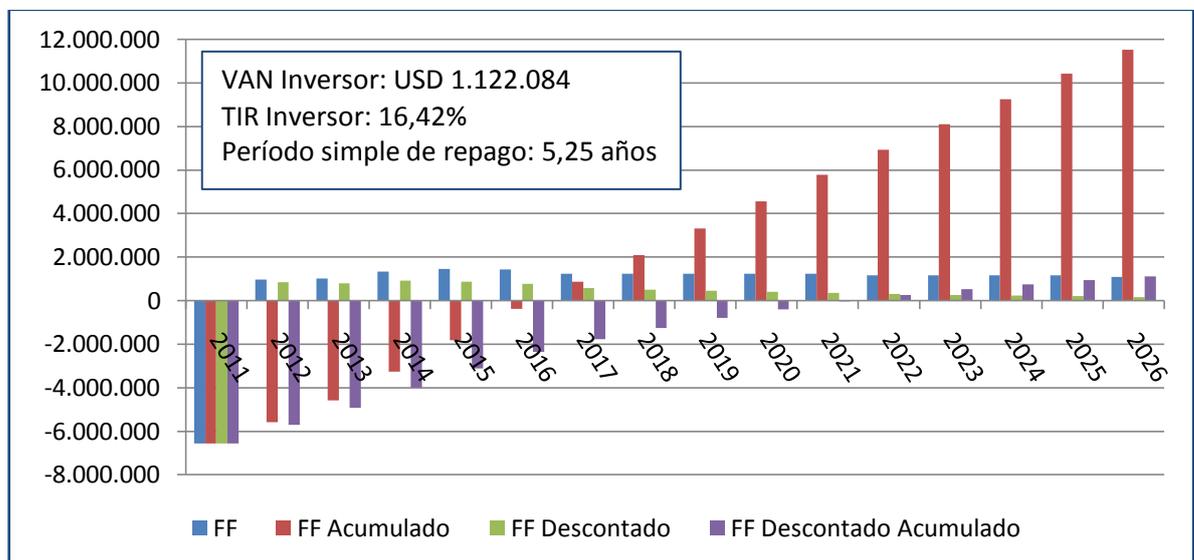


Figura 6-14: Flujos para el accionista considerando por valorización del tratamiento de efluentes.

En este caso la TIR del inversor alcanza el 16,42%, con un Valor Presente Neto de USD 1.122.084. Es decir, que un inversor que invierte USD 1.000.000, recupera su inversión y recibe USD 1.756.904 que descontados a su tasa de costo de capital representan unos USD 171.183. El período de repago simple de la inversión es de 5,25 años.

El análisis de este escenario aplica también al caso de un único establecimiento tambero, de dimensiones similares a la suma del total de tambos del proyecto, ya que en ese caso el costo de transporte también se anularía.

### 6.3.6 Riesgos

La siguiente tabla enumera los principales riesgos del proyecto y propone mecanismos para mitigar los mismos.

Principales Riesgos	Propuestas de Mitigación
Incremento del precio del gasoil y como resultado incremento en el costo de aprovisionamiento de materia prima	<p>1) Incluir dentro de los productos del proyecto la venta de fertilizantes, cuyo precio suele estar atado al precio del petróleo. De esta manera, los aumentos en el aprovisionamiento de la materia prima a causa de un aumento en el precio del petróleo podrían verse compensados por el aumento en los ingresos provenientes de la venta de fertilizantes.</p> <p>2) Opciones de compra de combustible. En el caso de que sea conveniente ejercer la opción, se utilizaría el combustible como parte de pago al proveedor.</p> <p>3) Incluir una cláusula de ajuste al precio de venta de la electricidad en caso de que se produzcan aumentos que sobrepasen un determinado nivel.</p>
Inflación en dólares de costos relacionados al personal.	Incluir una cláusula de ajuste al precio de venta de la electricidad en caso de que los aumentos en pesos de este rubro sobrepasen el nivel de devaluación de la moneda.
Incremento del precio del silo de Maíz	Opciones de compra en el mercado de granos. En caso de que sea conveniente ejercer la opción se pagará al productor parte del silo de maíz contra entrega de grano.
Acidificación del digestor con potencial interrupción del proceso de generación de gas	Monitoreo constante de parámetros clave y mantenimiento preventivo de las instalaciones.
Incumplimiento de pago por parte de ENARSA	<p>1) Diversificación de los ingresos del proyecto.</p> <p>2) Inclusión de una cláusula de break-up fee en el contrato que se gatillaría por el incumplimiento en el pago por parte de ENARSA.</p>

Tabla 6-6: Principales Riesgos del Proyecto





## 7 CONCLUSIONES

El análisis de pre-factibilidad presentado permite concluir que al nivel actual de precios de la energía eléctrica, que en el mercado de contratos alcanza los 70 USD/MW.h y en el mercado SPOT apenas los 120\$/MW.h, un proyecto de este tipo no es rentable.

El proyecto comienza a ser atractivo a partir de un precio cercano a los 318 USD/MW.h en un escenario sin inflación en dólares. Si los inversores tienen expectativas inflacionarias, el precio mínimo que le exigirán al proyecto es mayor, situándose alrededor de los 347 USD/MW.h.

¿Hay antecedentes de estos niveles de precios para la energía eléctrica en Argentina? La realidad es que actualmente, en los picos diarios de demanda, el costo de generación de la energía eléctrica alcanza niveles similares (Ver *Figura 4-4*). Sin embargo, estos costos no están reconocidos en el precio de la energía eléctrica en el mercado SPOT, que tiene un máximo impuesto por decreto de 120 \$/MW.h. Con lo cual, la opción de volcar la electricidad generada en el mercado SPOT no sería rentable.

Un potencial Programa GENREN II, destinado a fomentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, podría darle una buena oportunidad al proyecto si se mantuviesen niveles de precios similares a los alcanzados por la licitación de GENREN I del año 2009. Los mismos se situaron entre los 117 y 600 USD/MW.h, registrando un promedio ponderado de 144 USD/MW.h. Si bien el precio de indiferencia del proyecto es superior a este precio promedio, se mantiene dentro del rango de precios de dicha licitación.

La rentabilidad que obtendría un inversor si el proyecto vendiese la electricidad generada a un precio de 347 USD/MW.h sería de 13,36%. En cuanto a las propuestas que se analizaron para incrementar el valor al accionista se puede concluir que:

- ✓ La certificación del proyecto en la Oficina Argentina de Mecanismos de Desarrollo Limpio para la obtención de CERs, aumentan su rentabilidad sólo un 0,46%.
- ✓ La venta de la compañía en el 2015 a un comprador estratégico, considerando un precio de N veces EBITDA, aumenta la TIR del inversor aunque no en gran medida. Por ejemplo, si la venta fuera a un nivel de 5 veces EBITDA la TIR sería del 14%. Era de esperar que esta medida no impactara llamativamente en la TIR debido al momento en el que ingresarían estos flujos, al final de la vida del proyecto.
- ✓ La estructuración inicial de parte del aporte de Equity de los inversores en forma de deuda a una tasa del 12% anual, aumenta la TIR del inversor al 14%. Esto es consecuencia del ahorro en el pago de impuesto a las ganancias que generarían los intereses de dicha deuda.

- ✓ La medida que mayor impacto tiene en la rentabilidad del inversor está relacionada con la eliminación del costo de transporte en la operatoria diaria de la planta. En este caso, la TIR esperada superaría el 16%.

Este último punto pone a la luz el impacto que tendría sobre la rentabilidad del proyecto una disminución en los costos logísticos de aprovisionamiento de los efluentes. Es decir, el negocio será tanto más rentable cuanto más concentrados estén los tambos en una misma región geográfica, y más intensivo sea el desarrollo de sus actividades pudiendo aportar mayor cantidad de efluentes por establecimiento.

Llevando esta idea al extremo, sería interesante evaluar la factibilidad de desarrollar un proyecto similar a este en el marco del tratamiento de los residuos cloacales de alguna localidad o bien en el marco de alguna industria que genere efluentes de alta carga orgánica. En ambos casos el costo de transporte de los efluentes sería un costo hundido que no debería tenerse en cuenta al analizar el proyecto marginalmente.

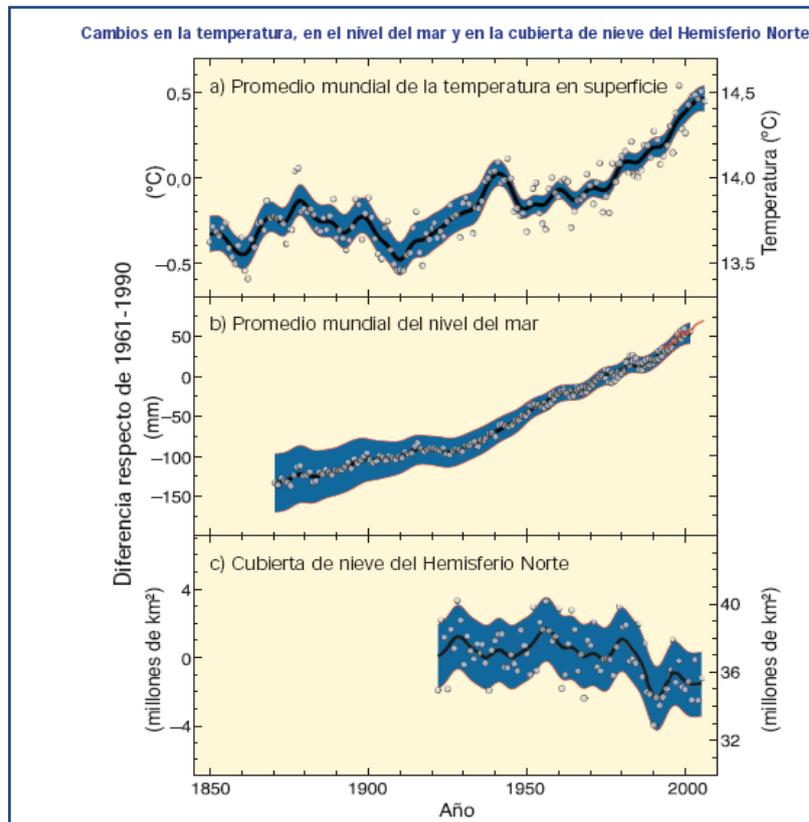
Otro análisis que sería interesante abordar es la posibilidad de comercializar el gas generado por el proyecto para ser utilizado directamente como fuente de calor, en lugar de generar electricidad. En la zona donde se propone el proyecto existe una demanda real de gas por parte de pequeñas empresas que lo utilizan en el desarrollo de sus actividades. Vale la pena destacar a empresas productoras de alimentos balanceados y a las acopiadoras de cereales que lo utilizan para secar el grano. Hoy en día ante la escasez de gas natural muchas de ellas se ven obligadas a consumir GLP, incrementando sus costos de producción. En los peores casos, donde tampoco el GLP es una opción, se ven obligadas a aminorar su producción por falta de insumos. Esta situación plantea muy buenas posibilidades para un proyecto de este tipo, aunque existen desafíos técnicos que deben ser considerados. Entre los principales se puede mencionar el acondicionamiento del biogás con el objetivo de eliminar el CO<sub>2</sub> para su transporte a presión.

## 8 ANEXOS

### *Anexo I: Calentamiento Global y Efecto Invernadero*

El **calentamiento global** es un término utilizado para referirse al fenómeno del aumento de la temperatura media global de la atmósfera terrestre y de los océanos desde 1850. Este incremento se habría acentuado en las últimas décadas del siglo XX y la primera del XXI.

Según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) de la ONU, “el calentamiento del sistema climático es inequívoco, como evidencian ya los aumentos observados del promedio mundial de la temperatura del aire y del océano, el deshielo generalizado de nieves y hielos, y el aumento del promedio mundial del nivel del mar”<sup>74</sup>.

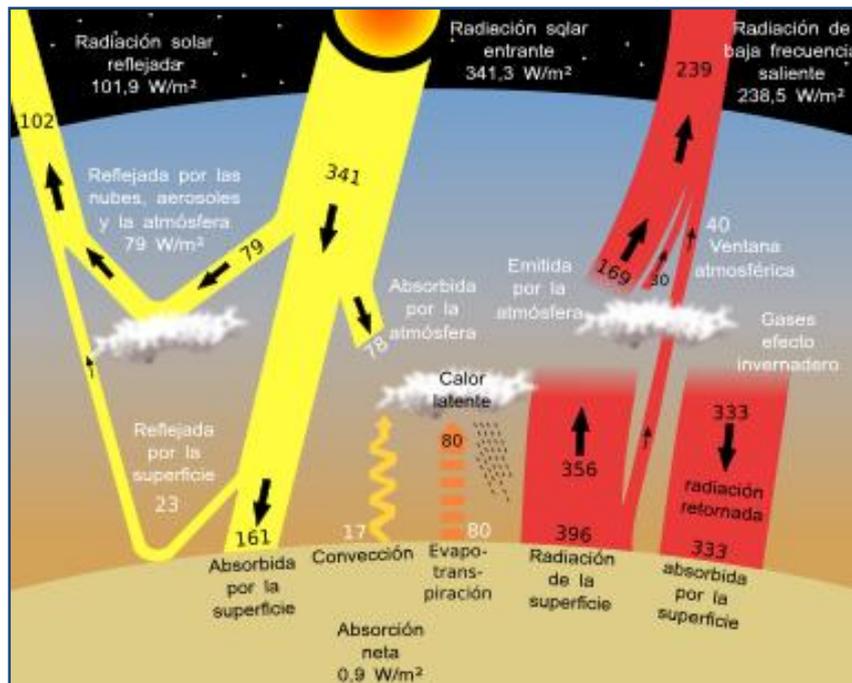


**Figura I.1:** Variación observada de: a) el promedio mundial de las temperaturas en superficie; b) el promedio mundial del nivel del mar; y c) la cubierta de nieve del Hemisferio Norte. Todas las diferencias han sido calculadas respecto de los promedios correspondientes durante el período 1961-1990. Las curvas alisadas representan los valores promediados decenales, mientras que los círculos denotan los valores anuales. Las áreas sombreadas representan los intervalos de incertidumbre estimados a partir de un análisis completo de las incertidumbres conocidas (a y b) y de la serie temporal c).

En este sentido, y para comprender en mayor profundidad el desbalance energético que lleva al calentamiento del planeta, resulta interesante referirse al trabajo “*Balance*

<sup>74</sup> IPCC – Cambio Climático 2007 - Informe de Síntesis.

*Global de Energía de la Tierra*” desarrollado por *Trenberth, Fasullo y Kiehl* del National Center for Atmospheric Research (NCAR) en el 2008. El mismo concluye que en la superficie terrestre se está dando una absorción neta de calor de  $0,9 \text{ watt/m}^2$  causante del calentamiento de la misma. El informe está basado en mediciones del “Sistema de Energía Radiante de la Tierra y de las Nubes” de la NASA tomadas por satélite entre marzo de 2000 y mayo de 2004.



**Figura I.2:** Balance anual de energía de la Tierra desarrollado por Trenberth, Fasullo y Kiehl de la NCAR en 2008. Se basa en datos del periodo marzo de 2000 - Mayo de 2004 y es una actualización de su trabajo publicado en 1997.

El sol es el responsable de toda la energía que alcanza la superficie de la Tierra. El mismo emite radiación de onda corta que en la parte superior de la atmósfera terrestre vale  $1366 \text{ W/m}^2$ . Sin embargo sólo la sección de la Tierra que mira al sol intercepta energía. Esto implica que la radiación solar que llega a la Tierra es de unos  $342 \text{ W/m}^2$ . El 23% de esa energía ( $79 \text{ W/m}^2$ ) es reflejado por las nubes o difundida por el aire hacia el espacio y el 6,7% ( $23 \text{ W/m}^2$ ) es reflejado hacia el espacio por la superficie terrestre. De esta manera, el 29,7% de la radiación de onda corta proveniente del sol ( $102 \text{ W/m}^2$ ) se pierde por el albedo terrestre. De los  $240 \text{ W/m}^2$  restantes,  $78 \text{ W/m}^2$  son absorbidos por la atmósfera y  $161 \text{ W/m}^2$  por la superficie terrestre.

Por su parte, la Tierra también irradia calor a la atmósfera y lo hace en 3 formas diferentes:

**1) Por radiación Infrarroja o de onda larga:** como todo cuerpo con temperatura superior al cero absoluto, emite radiación térmica, que por tratarse de un cuerpo negro

es infrarroja. La radiación emitida depende de la temperatura del cuerpo. Para la Tierra la radiación media anual emitida es de **396 W/m<sup>2</sup>**<sup>75</sup>.

De ellos, 40 W/m<sup>2</sup> se dirigen directamente al espacio, y el resto, es decir 356 W/m<sup>2</sup>, es absorbido por la atmósfera.

**2) Por evaporación del agua:** la Tierra irradia a la atmósfera **80 W/m<sup>2</sup>** por la evaporación del agua. Cada gramo de agua para pasar a vapor de agua debe absorber 537 calorías que obtiene de la superficie de la Tierra.

**3) Por Convección:** la Tierra irradia a la atmósfera **17 W/m<sup>2</sup>** por convección y turbulencia del aire atmosférico. El aire en contacto con la superficie de la Tierra se calienta por lo que se dilata, pierde densidad y asciende. A esto se le llama convección y hay una transferencia de calor de la Tierra a la atmósfera.

En este punto de la explicación la atmósfera lleva absorbidos 493 W/m<sup>2</sup> (396+80+17) provenientes de la Tierra.

Por otro lado, la atmósfera, como todo cuerpo caliente, emite radiación térmica (532 W/m<sup>2</sup>) y lo hace irradiando hacia el suelo 333 W/m<sup>2</sup> y hacia el espacio 199 W/m<sup>2</sup>, 169 irradiados por la atmósfera y 30 por las nubes.

Resumiendo, globalmente la superficie de la Tierra **absorbe** energía solar por valor de 161 W/m<sup>2</sup> y del Efecto Invernadero de la Atmósfera recibe 333 W/m<sup>2</sup>, lo que suma **494 W/m<sup>2</sup>**. Dado que la superficie de la Tierra **emite** un total de **493 W/m<sup>2</sup>** (que se desglosan en 17 W/m<sup>2</sup> de calor sensible, 80 W/m<sup>2</sup> de calor latente de la evaporación del agua y 396 W/m<sup>2</sup> de energía infrarroja), esto supone una **absorción neta de calor** de 0,9 W/m<sup>2</sup>, que en el tiempo actual está provocando el calentamiento de la Tierra<sup>76</sup>.

Actualmente se estima que en la segunda mitad del siglo XX se ha producido un incremento de la temperatura media mundial de 0,013 °C al año<sup>77</sup>.

### ***Efecto Invernadero***

Tal como sugiere el documento “Cambio Climático 2007 – Informe de Síntesis”<sup>78</sup>, esta alteración en el balance térmico de la Tierra se debe a una exacerbada acción del efecto invernadero, resultado del incremento de las concentraciones de las gases de efecto invernadero (GEI).

Ahora bien, ¿a qué se debe ese aumento observado en las concentraciones de dichos gases? Según el mismo informe, “el aumento observado del promedio mundial de las temperaturas desde mediados del siglo XX se debe en su mayor parte, muy probablemente, al aumento observado de las concentraciones de GEI antropógenos”. Es

<sup>75</sup> Trenberth, Fasullo y Kiehl, op. cit., p.13-14

<sup>76</sup> Trenberth, Fasullo y Kiehl, op. cit., p.38

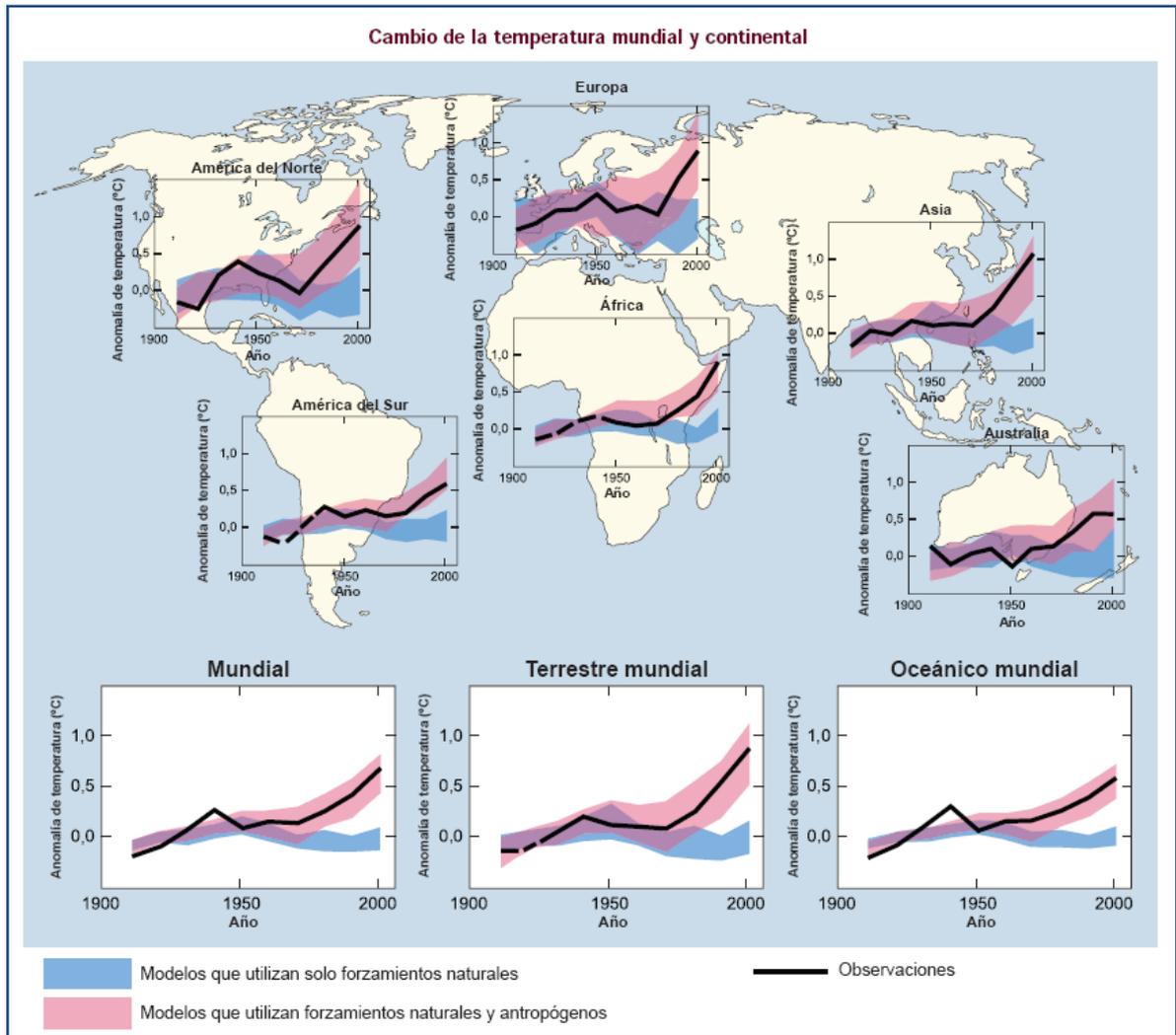
<sup>77</sup> IPCC, 2007. Pág. 30.

<sup>78</sup> Basado en la evaluación realizada por los tres grupos de trabajo del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)

decir, este informe atribuye el aumento en las concentraciones de los GEI a determinadas actividades humanas que generan emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O y halocarbonos (grupo de gases que contienen flúor, cloro o bromo).

Si bien esta teoría es cuestionada en el ámbito científico, el informe sostiene que “el calentamiento generalizado observado en la atmósfera y en el océano, junto con la pérdida de masa de hielo, refuerzan la conclusión de que es extremadamente improbable que el cambio climático mundial de los últimos cincuenta años sea explicable en ausencia de un forzamiento externo, y muy probable que no se deba exclusivamente a causas naturales conocidas.” El informe continúa, “ningún modelo climático mundial basado únicamente en forzamientos naturales ha conseguido reproducir las tendencias del calentamiento medio de los distintos continentes (excepto la Antártida) durante la segunda mitad del siglo XX.”

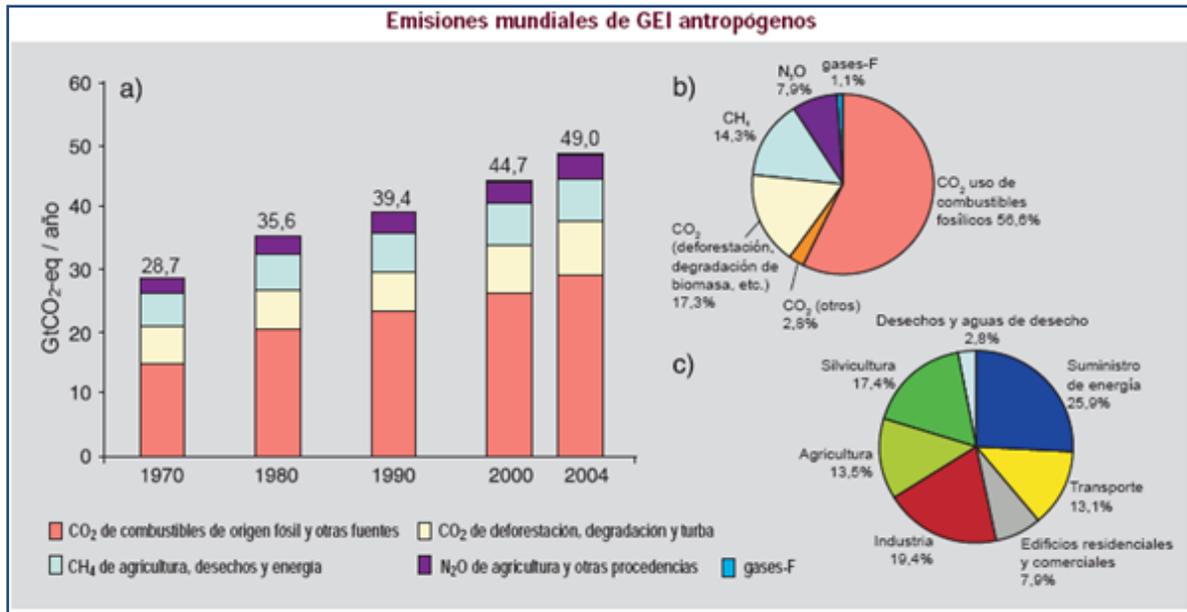
Para comprender en mayor profundidad estas afirmaciones, vale la pena referirse a la siguiente figura, que muestra para todos los continentes, una comparación entre modelos de simulación que utilizan sólo forzamiento naturales versus aquellos que introducen además forzamientos antropogénicos. Tal como se observa, las observaciones de la realidad acompañan a este último tipo de modelos.



**Figura 1.3:** Comparación entre los cambios observados en la temperatura superficial y los resultados simulados por modelos climáticos que utilizan forzamientos naturales, o naturales y antropógenos. Se han indicado los promedios decenales de las observaciones correspondientes al período 1906-2005 (línea negra) respecto de la fecha central del decenio y respecto del promedio correspondiente al período 1901-1950. Las líneas de trazos denotan una cobertura espacial inferior al 50%. Las franjas sombreadas en azul denotan la horquilla del 5 al 95% correspondiente a 19 simulaciones obtenidas de cinco modelos climáticos que utilizan únicamente los forzamientos naturales vinculados a la actividad solar y a los volcanes. Las franjas sombreadas en rojo denotan la horquilla del 5 al 95% correspondiente a 58 simulaciones obtenidas de 14 modelos climáticos que utilizan forzamientos naturales y antropógenos.

Independientemente de las discusiones planteadas, los datos demuestran que las emisiones mundiales de GEI causadas por actividades humanas han aumentado, desde la era preindustrial, en un 70% entre 1970 y 2004.

Durante el reciente decenio 1995 - 2004, la tasa de crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>-eq fue mucho mayor (0,92 Gt CO<sub>2</sub>-eq anuales) que durante el período anterior de 1970-1994 (0,43 GtCO<sub>2</sub>-eq anuales).



**Figura I.4:** a) Emisiones mundiales anuales de GEI antropógenos entre 1970 y 2004.5 b) Parte proporcional de diferentes GEI antropógenos en las emisiones totales en el año 2004, en términos de CO<sub>2</sub>-eq. c) Parte proporcional de diversos sectores en las emisiones totales de GEI antropógenos en 2004, en términos de CO<sub>2</sub>-eq. (En silvicultura se incluye la deforestación).

Tal como se observa en la figura anterior, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el GEI antropógeno más importante. Entre 1970 y 2004, sus emisiones anuales han aumentado en aproximadamente un 80%, pasando de 21 a 38 gigatoneladas (Gt), y en 2004 representaban un 77% de las emisiones totales de GEI antropógenos. Este aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub> se debe principalmente al uso de combustibles de origen fósil, con un aporte menor de los cambios en el uso de la tierra. También son considerables las emisiones de CH<sub>4</sub>, que representan un 14,3% del total de las emisiones de CO<sub>2</sub>-eq.

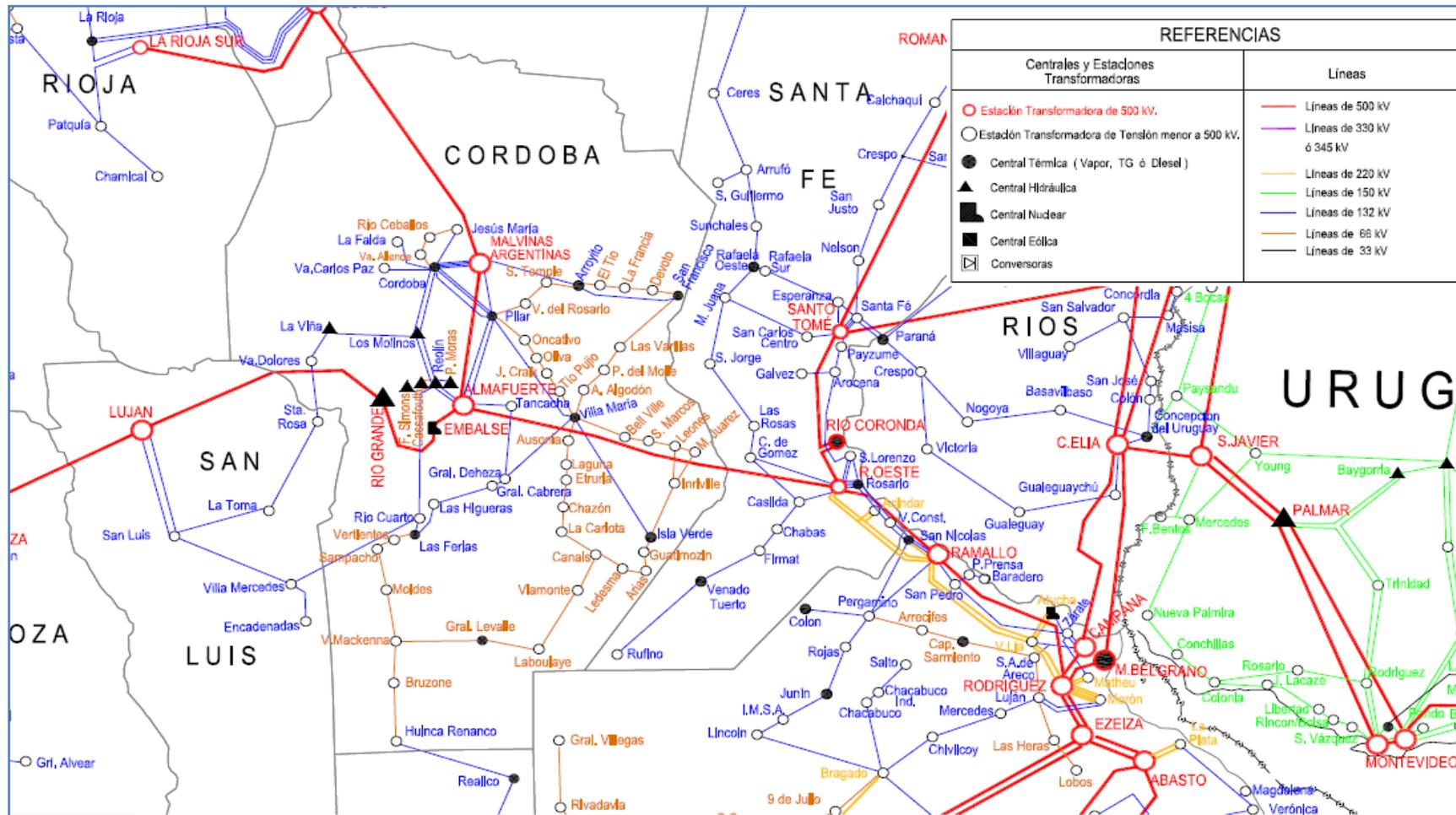
*Anexo II: Detalles del equipo de Co-Generación seleccionado*



1. Intercambiador de calor y panel de distribución eléctrica.
2. Sistema de recuperación de gas.
3. Intercooler.
4. Optimizador del flujo de gas.
5. Paneles laterales con cierre.
6. Estructura sólida.
7. Bandeja de derrames integrada.
8. Motor.
9. Generador.
10. Caja de terminales.
11. Mezclador de biogás.
12. Sistema turbo charger.
13. Cámara de combustión.
14. Sistema de encendido.
15. Conexiones de agua.
16. Mezcladora de 3 direcciones para regular la temperatura.
17. bomba eléctrica de circulación para circuito de calefacción.
18. Bomba eléctrica de circulación para el motor.
19. Mezcladora de 3 direcciones para regular la circulación de la mezcla combustible aire de refrigeración.
20. Entrada de gas con válvulas de seguridad y cierre.
21. Filtro de partículas finas, manómetro y regulador de presión.
22. válvula electromagnética, detector electrónico de fugas de gas, regulador de presión de gas, sensor de vacío, microprocesador digital.
23. Cañería principal del tren de gas.

- 24.** Escape de intercambiador de calor.
- 25.** Recipiente de expansión para absorber el exceso de presión.
- 26.** Intercambiador de calor.
- 27.** Bomba eléctrica para circuito de calefacción.
- 28.** Mezcladora de 3 direcciones para regular la circulación de refrigeración de descarga / emergencia.
- 29.** Tuberías de entrada y salida de agua.

Anexo III: Detalle SADI



## Propuesta Energética Sostenible para Establecimientos Agropecuarios

### *Anexo IV: Cuadro de Resultados – Escenario Base*

		Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
Producción Electricidad (Estiércol)	kW.h/año	3.005.339	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837
Producción Electricidad (silo)	kW.h/año	4.075.861	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163
Energía Eléctrica generada	kW.h/año	7.081.200	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000
Consumo interno electricidad y cargas parásitas	kW.h/año	354.060	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100
Electricidad para venta	kW.h/año	6.727.140	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900
Precio neto electricidad	USD/MW.h	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
Ingresos por vta. Electricidad	USD	2.033.547	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339	2.200.339
Ingresos por disp. Potencia	USD	180.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000
Valor Terminal	USD															110.000
<b>Total Ingresos</b>	<b>USD</b>	<b>2.213.547</b>	<b>2.416.339</b>	<b>2.526.339</b>												
Ingresos Brutos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97.297	97.297	97.297	97.297	97.297
Costo Transporte Materia Prima	USD	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944	200.944
Costo silo de maíz	USD	237.096	222.951	227.689	229.802	230.768	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037	231.037
Personal	USD	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869	122.869
Mantenimiento	USD	124.376	124.376	124.376	124.376	124.376	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252
Amortizaciones	USD	481.671	481.671	481.671	481.671	481.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671
Gastos administrativos	USD	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272	14.272
Gastos liquidación	USD															221.223
<b>Total Costos</b>	<b>USD</b>	<b>1.181.228</b>	<b>1.167.083</b>	<b>1.171.821</b>	<b>1.173.934</b>	<b>1.174.900</b>	<b>1.374.044</b>	<b>1.374.044</b>	<b>1.374.044</b>	<b>1.374.044</b>	<b>1.374.044</b>	<b>1.471.341</b>	<b>1.471.341</b>	<b>1.471.341</b>	<b>1.471.341</b>	<b>1.692.564</b>
<b>Resultado operativo</b>	<b>USD</b>	<b>1.032.320</b>	<b>1.249.256</b>	<b>1.244.518</b>	<b>1.242.405</b>	<b>1.241.439</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>833.775</b>
Intereses	USD	260.828	200.652	118.861	31.060	0	0	0								
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>USD</b>	<b>771.491</b>	<b>1.048.604</b>	<b>1.125.657</b>	<b>1.211.345</b>	<b>1.241.439</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>1.042.295</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>944.998</b>	<b>833.775</b>
IG	USD	270.022	367.011	393.980	423.971	434.504	364.803	364.803	364.803	364.803	364.803	330.749	330.749	330.749	330.749	291.821
<b>Resultado Neto</b>	<b>USD</b>	<b>501.469</b>	<b>681.592</b>	<b>731.677</b>	<b>787.374</b>	<b>806.935</b>	<b>677.492</b>	<b>677.492</b>	<b>677.492</b>	<b>677.492</b>	<b>677.492</b>	<b>614.249</b>	<b>614.249</b>	<b>614.249</b>	<b>614.249</b>	<b>541.954</b>

## Propuesta Energética Sostenible para Establecimientos Agropecuarios

### Anexo V: Flujo de Fondos del IVA

Cifras en USD	Año 0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
IVA inversión	-1.496.264															
IVA Compras		-121.104	-118.134	-119.129	-119.573	-119.775	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236	-179.236
IVA intereses		-27.387	-21.068	-12.480	-3.261	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas		549.058	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091	594.091
a AFIP		0	0	0	-292.931	-474.316	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856	-414.856
<b>Flujo IVA</b>	<b>-1.496.264</b>	<b>400.566</b>	<b>454.889</b>	<b>462.482</b>	<b>178.327</b>	<b>0</b>										

### Anexo VI: Flujo de Fondos del Proyecto – Escenario Base

Cifras en USD	Valores Descontados	Flujo Neto	Año 0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
			Inversiones en Activo Fijo	-7.185.068	-7.185.068													
Inversiones en capital de trabajo	0	-60.166																60.166
Resultado Neto		9.895.454		501.469	681.592	731.677	787.374	806.935	677.492	677.492	677.492	677.492	677.492	614.249	614.249	614.249	614.249	541.954
Amortizaciones		6.385.068		481.671	481.671	481.671	481.671	481.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671
Flujo de IVA		0	-1.496.264	400.566	454.889	462.482	178.327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Financieros * (1 - $\alpha$ )		397.411		169.538	130.424	77.260	20.189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Flujo de fondos del proyecto (FCFF)</b>	<b>13,23%</b>	<b>-173.940</b>	<b>9.492.865</b>	<b>-8.741.498</b>	<b>1.553.245</b>	<b>1.748.577</b>	<b>1.753.090</b>	<b>1.467.561</b>	<b>1.288.607</b>	<b>1.075.163</b>	<b>1.075.163</b>	<b>1.075.163</b>	<b>1.075.163</b>	<b>1.011.920</b>	<b>1.011.920</b>	<b>1.011.920</b>	<b>1.011.920</b>	<b>999.790</b>
Escudos Fiscales ( $\alpha * i * D$ )	12%	174.014		91.290	70.228	41.601	10.871	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valor ajustado del proyecto (APV)</b>		<b>74</b>																

## Propuesta Energética Sostenible para Establecimientos Agropecuarios

### *Anexo VII: Cuadro de Resultados – Nuevo Escenario Base*

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción Electricidad (Estiércol)	kW.h/año	3.005.339	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837	3.251.837
Producción Electricidad (silo)	kW.h/año	4.075.861	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163	4.410.163
Energía Eléctrica generada	kW.h/año	7.081.200	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000	7.662.000
Consumo interno electricidad y cargas p	kW.h/año	354.060	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100	383.100
Electricidad para venta	kW.h/año	6.727.140	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900	7.278.900
Precio neto electricidad	USD/MW.h	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Ingresos por vta. Electricidad	USD	2.218.241	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181	2.400.181
Ingresos por disp. Potencia	USD	180.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000	216.000
Valor Terminal	USD															110.000
<b>Total Ingresos</b>	<b>USD</b>	<b>2.398.241</b>	<b>2.616.181</b>	<b>2.726.181</b>												
Ingresos Brutos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105.447	105.447	105.447	105.447	105.447
Costo Transporte Materia Prima	USD	211.598	235.524	254.174	263.623	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304	266.304
Costo silo de maíz	USD	300.176	320.420	340.806	351.066	354.079	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153	354.153
Personal	USD	122.869	137.960	151.931	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834	162.834
Mantenimiento	USD	124.376	124.376	124.376	124.376	124.376	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252	407.252
Amortizaciones	USD	481.671	481.671	481.671	481.671	481.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671
Gastos administrativos	USD	15.551	17.211	18.326	18.824	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914	18.914
Gastos liquidación	USD															264.585
<b>Total Costos</b>	<b>USD</b>	<b>1.256.242</b>	<b>1.317.161</b>	<b>1.371.284</b>	<b>1.402.393</b>	<b>1.408.179</b>	<b>1.607.129</b>	<b>1.607.129</b>	<b>1.607.129</b>	<b>1.607.129</b>	<b>1.607.129</b>	<b>1.712.575</b>	<b>1.712.575</b>	<b>1.712.575</b>	<b>1.712.575</b>	<b>1.977.160</b>
<b>Resultado operativo</b>	<b>USD</b>	<b>1.141.999</b>	<b>1.299.019</b>	<b>1.244.897</b>	<b>1.213.787</b>	<b>1.208.002</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>749.021</b>
Intereses	USD	260.828	192.097	105.757	16.904	0	0	0								
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>USD</b>	<b>881.171</b>	<b>1.106.922</b>	<b>1.139.140</b>	<b>1.196.883</b>	<b>1.208.002</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>1.009.052</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>903.606</b>	<b>749.021</b>
IG	USD	308.410	387.423	398.699	418.909	422.801	353.168	353.168	353.168	353.168	353.168	316.262	316.262	316.262	316.262	262.157
<b>Resultado Neto</b>	<b>USD</b>	<b>572.761</b>	<b>719.499</b>	<b>740.441</b>	<b>777.974</b>	<b>785.201</b>	<b>655.884</b>	<b>655.884</b>	<b>655.884</b>	<b>655.884</b>	<b>655.884</b>	<b>587.344</b>	<b>587.344</b>	<b>587.344</b>	<b>587.344</b>	<b>486.863</b>

*Anexo VIII: Flujo de Fondos - Nuevo Escenario Base*

Cifras en USD	Valor		Año 0	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026
	Descontado	Flujo Neto																
Inversiones en Activo Fijo	-7.185.068	-7.185.068																
Inversiones en capital de trabajo	0	-60.166																60.166
Resultado Neto	9.711.535		572.761	719.499	740.441	777.974	785.201	655.884	655.884	655.884	655.884	655.884	655.884	587.344	587.344	587.344	587.344	486.863
Amortizaciones	6.385.068		481.671	481.671	481.671	481.671	481.671	481.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671	397.671
Flujo de IVA	0	-1.496.264	434.681	481.397	482.031	98.155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Financieros * (1 - α)		374.132	169.538	124.863	68.742	10.988	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de fondos del proyecto (FCFF)	13,23%	-165.196	9.285.667	-8.741.498	1.658.651	1.807.431	1.772.886	1.368.788	1.266.873	1.053.555	1.053.555	1.053.555	1.053.555	985.015	985.015	985.015	985.015	944.700
Escudos Fiscales (α * i * D)	12%	165.214		91.290	67.234	37.015	5.916	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor ajustado del proyecto		18																

**Anexo IX: Resolución 240/2003**

**Secretaría de Energía**

**ENERGIA ELECTRICA**

**Resolución 240/2003**

**Metodología para la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.**

Bs. As., 14/8/2003

VISTO, el Expediente N° S01:0149319/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada en el Marco Regulatorio Eléctrico como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en reglamentos que aseguren su normal funcionamiento.

Que el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) el cual monitorea la adaptación del funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) ha detectado una situación anormal en el abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas, el cual está provocando desadaptación del funcionamiento del mercado y de los precios que del mismo resultan.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA conserva plenamente la facultad de establecer topes basándose en criterios objetivos tales como inconsistencias detectadas en el mercado del gas que afectan el normal desempeño del mercado eléctrico.

Que, conforme el Artículo 36 de la Ley N° 24.065, es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA, mediante acto de alcance general, introducir herramientas adicionales para el cálculo del precio "Spot".

Que las disposiciones contenidas en la presente resolución constituyen normas parciales y transitorias, de necesario y urgente dictado en el marco de la emergencia que afecta la economía del país en cuanto repercute en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido por el Artículo 6° del Decreto N° 27 de fecha 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065 y el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

**Artículo 1°** — Instrúyese al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) para que, a partir del día siguiente a la fecha de la presente resolución y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no defina que las razones que motivan la presente han fenecido derogando la presente, la fijación de precios en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA del SISTEMA PATAGONICO (MEMSP), se realizará conforme la siguiente metodología:

1. — CVP MAXIMO RECONOCIDO PARA LA SANCION DE PRECIOS

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) sancionará los Precios "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) según lo establecido en el Anexo 5 - CALCULO DEL PRECIO SPOT DE LA ENERGIA Y COSTO OPERATIVO de "Los Procedimientos" utilizando para ello los COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION (CVP) para la utilización de GAS NATURAL declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, debiendo excluir de la fijación de dichos precios a toda Central Hidroeléctrica y/o importación "Spot" que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del Precio de Mercado el mismo resulte inferior.

Las diferencias (con signo positivo) entre el Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación, serán incluidas en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización.

Las Centrales Hidroeléctricas despachadas tendrán como remuneración de su energía entregada al Mercado "Spot" el Precio de Nodo respectivo, no correspondiendo acumular en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho", las diferencias existentes entre su Valor de Agua y el referido Precio de Nodo.

2. — OPERACION CON RESTRICCIONES A LA DEMANDA

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. En el caso de resultar necesario aplicar restricciones a la demanda, el precio "Spot" máximo será de CIENTO VEINTE PESOS POR MEGAVATIO HORA (120 \$/MWh).

Las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre el Precio de Nodo respectivo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho".

Para el caso de las centrales hidroeléctricas despachadas se aplicará la remuneración establecida en el punto anterior.

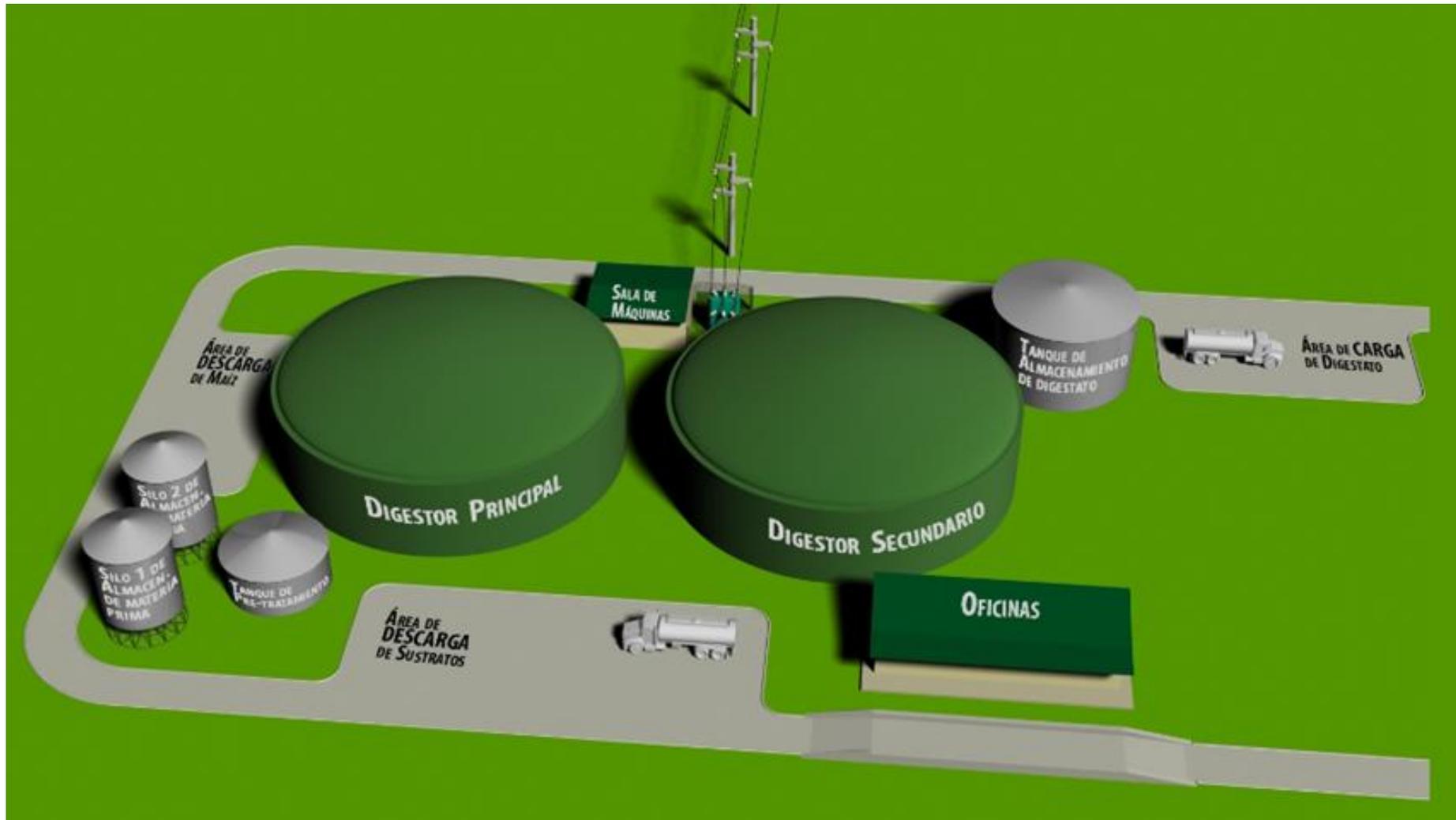
**Art. 2°** — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

**Art. 3°** — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

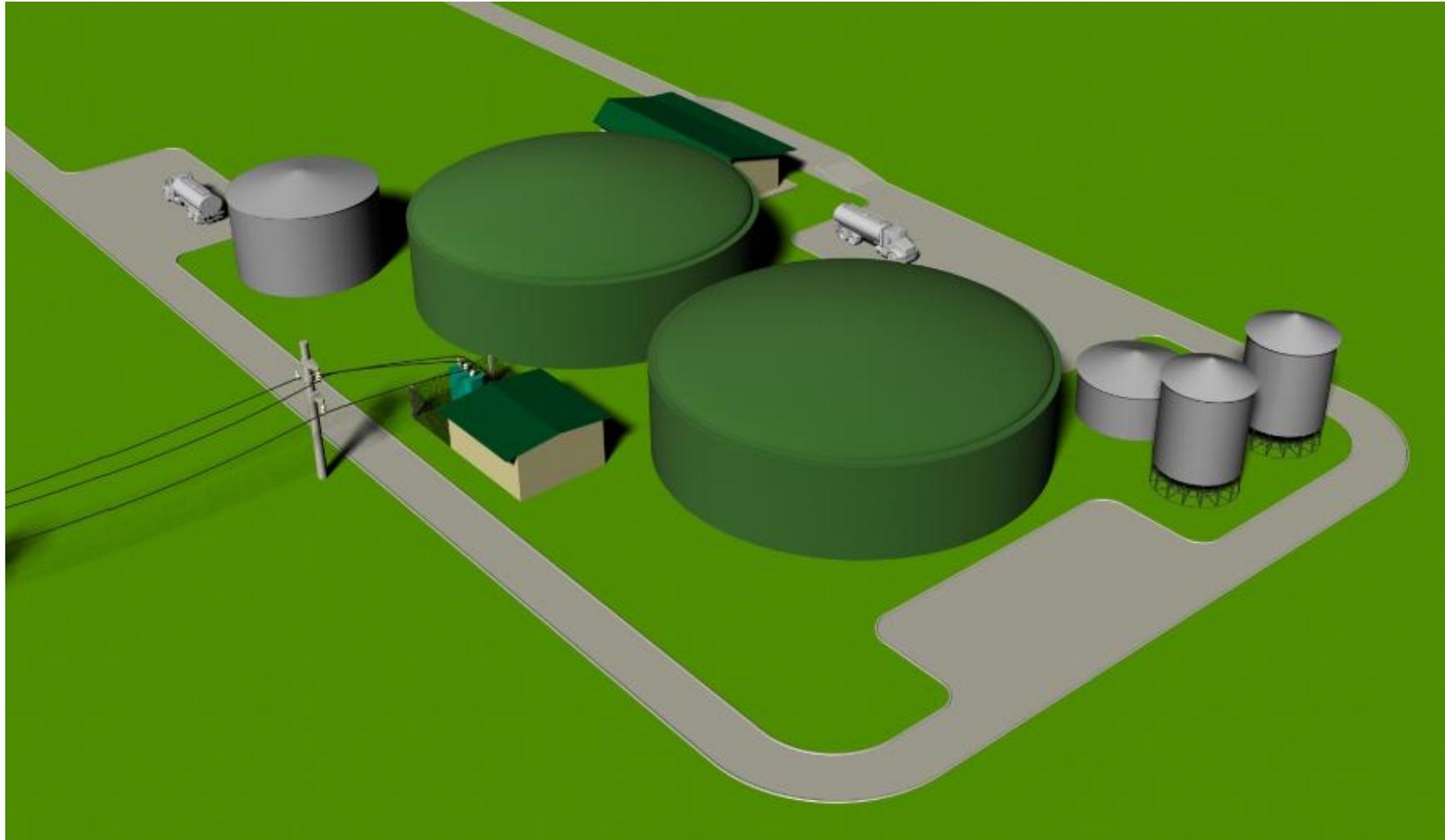
**Art. 4°** — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

*Anexo X: Esquema de Instalaciones del Proyecto – Vista 1*





*Anexo XI: Esquema de Instalaciones del Proyecto – Vista 2*





## 9 BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Agra, M y C. Vuletich. *“Informe sectorial: Tambos / Elaboración de Productos Lácteos”*. Buenos Aires: Banco Galicia, Julio 2010.
- ✓ Arguedas, M; Botero, R; Quesada, R. y Salas, N. *“Generación de Energía Eléctrica a partir de Biogás”*. Las Mercedes de Guácimo: Universidad EARTH, Diciembre, 2007.
- ✓ Black-Arbeláez, T. *“Certificados de Reducción de Emisiones: Perspectivas de Precio en América Latina”*. Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente.
- ✓ Cardozo, F.; Gornitzky, C. y Palióff Nosal, C. *“Energías Renovables para el desarrollo rural”*. Buenos Aires: INTA, 2009.
- ✓ Carrillo, L. *“Microbiología Agrícola”*. Salta: UNAS, 2003.
- ✓ Crozza, D. y Pagano A. *“Conversión energética de los desechos biomásicos mediante la biotecnología anaeróbica”*. Tandil: Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires s/f.
- ✓ Pérez Martínez, Cuesta Santianes, Núñez Crespi, Cabrera Jiménez. *“Utilización del Biogás en Pilas Combustibles”*. CIEMAT, 2008.
- ✓ Estrada, J. *“Finanzas en pocas palabras”*. Madrid: Prentice Hall, 2006.
- ✓ Filippin, C.; Follari J. y Vigil J. *“Diseño de un biodigestor para obtener gas metano y fertilizantes a partir de la fermentación de excrementos de vacas lecheras en la facultad de agronomía de la Universidad Nacional de La Pampa”*. Santa Rosa: Universidad Nacional de La Pampa s/f.
- ✓ Hilbert, J. A. *“Manual para la producción de biogás”*. Castelar: INTA, 2003.
- ✓ Lalanne, B. *“Utilización de Biomasa para la Generación de Biomasa de Energía Eléctrica”*. Buenos Aires, 2010. Presentada en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires para obtención del grado de Ingeniero Industrial.
- ✓ Lelic, R. *“Lecciones de Ingeniería Económica y Finanzas”*. Buenos Aires: Nueva Librería, 2008.
- ✓ Miranda, H. *“Biogás, substratos, desarrollo de la técnica, costos”*. Bremen s/f.
- ✓ Moncayo-Romero, G. *“La Producción y el Aprovechamiento del Biogas”*. Tegucigalpa: Escuela Agrícola Panamericana El Zamorano, Mayo, 2003.
- ✓ Moncayo-Romero, G. *“Digestión Anaeróbica y Diseño de Biodigestores”*. Ambato: Universidad Técnica de Ambato, Marzo, 2005.
- ✓ Nolasco, D. *“Desarrollo de Proyectos MDL en plantas de tratamiento de aguas residuales”*. Banco Interamericano de Desarrollo, 2010.
- ✓ Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. *“Estudio de Prefactibilidad para la Recuperación y la Utilización del Biogás en el Relleno Sanitario Loma de Los Cocos”*. Methane to Markets: Noviembre, 2008.

- ✓ Protección Ambiental de los Estados Unidos; Departamento de Agricultura de los Estados Unidos; Departamento de Energía de los Estados Unidos. “*AgStar Program Handbook*”. s/f.
- ✓ *Carbon 2011*. Encuesta publicada en *Point Carbon’s 7th annual conference, Ámsterdam, marzo 2011*.
- ✓ “*El Cronista Comercial*”. N° 31344, p. 22.
- ✓ European Commission. “*Biogas Regions; Shining Example*”, Julio, 2008.
- ✓ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. “*Biogas, an introduction*”. Gülzow, Enero 2009.
- ✓ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. “*Biomasa: digestores anaeróbicos*”. Madrid, Octubre, 2007. Portal en internet: [www.idae.es](http://www.idae.es).
- ✓ “*Manejo de Residuos Orgánicos en Tambos*”. Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria. Octubre, 1995, vol. 53.
- ✓ “*Márgenes Agropecuarios*”. Año 26, N° 312, Junio 2011.
- ✓ “*Resource Assessment for Livestock and Agro-Industrial Wastes - Argentina*”. Methane to Markets: Junio, 2009
- ✓ Proyecto TECH4CDM. “*La Cogeneración en Argentina*”. Unión Europea dentro del Sexto Programa Marco de I+D. Portal en internet: [www.tech4cdm.com](http://www.tech4cdm.com).