

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Proyecto de viabilidad de una planta de biogás

*“MÁSTER EN SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y
ANÁLISIS CONTABLE”*

Rubén Rodríguez Camacho

Tutor: **José Antonio Pérez Méndez**

Curso: **2011/2012**

AUTORIZACIÓN DEL TUTOR

ÍNDICE

Identificación del proyecto	4
Idea y motivaciones.....	4
Objetivos	6
Metodología	7
Capítulo I. Introducción y análisis del entorno	8
1.1. Introducción.....	8
1.2. Entorno.....	11
1.2.1. Problemas planteados en la atmósfera.....	11
1.2.2. Problemas planteados en la salud humana y animal	13
1.2.3. Cercanía y disponibilidad de residuos agroalimentarios	13
1.2.4. Disponibilidad de los residuos agroalimentarios	14
1.2.5. Localización.....	14
1.2.6. Acceso a red eléctrica	15
1.2.7. Marco legal.....	17
Capítulo 2. Contenido del proyecto	24
<i>Plan de Marketing.</i>	
2.1. Producto	24
2.1.1. Tratamiento del producto.....	24
2.1.2. Análisis D.A.F.O	25
2.1.3. Estrategias	25
2.1.4. Principales líneas de actuación	26
2.1.5. Precio	27
<i>Plan de Operaciones.</i>	
2.2.1. Aspectos técnicos.....	30
<i>Plan Económico y Financiero.</i>	
2.3.1. Plan de Inversión para la Planta Biogás	32
2.3.2. Financiación del proyecto	39
2.3.3. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional.....	42
2.3.4. PAYBACK descontado para las 2 alternativas.....	46
2.3.5. Análisis de la sensibilidad del proyecto.....	47
Capítulo 3	51
Conclusiones.....	51
Capítulo 4	53
Referencias bibliográficas.....	53

IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO:

Idea y motivaciones

La principal idea o motivación de este proyecto ha sido la elaboración de un proyecto de viabilidad para una planta de biogás teniendo en cuenta el efecto medioambiental que ello supone y con la intención de plasmar una explotación ganadera de tamaño mediano.

En la actualidad existen problemas que limitan la implantación de grandes explotaciones ganaderas dada la inviabilidad que ello supone según el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Aunque con anterioridad a este el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de Enero, se observaba que la aplicación de sistemas de obtención de biogás mediante digestión anaerobia y de módulos de cogeneración que utilicen ese combustible era realmente rentable en dos tipos de instalaciones:

1. Grandes explotaciones porcinas intensivas que generan grandes cantidades de purín. De la misma manera se pueden considerar grandes granjas de ganado vacuno que utilicen estiércol como digestato.
2. Cooperativas formadas por explotaciones de tamaño medio o pequeño con diversas actividades y que generan distintos residuos que se pueden aprovechar realizando co-digestión anaerobia utilizando como base principalmente el purín de cerdos.

A través de este sistema de cogeneración la granja podrá obtener la energía térmica necesaria para el desempeño de los trabajos de ganadería propios de una explotación porcina, vacuna y bovina.

Además, lo más importante es destacar las ventajas medioambientales que se derivan de la aplicación de este proyecto, ya que no sólo nos proporcionará el autoabastecimiento sino la eliminación de residuos orgánicos que en grandes cantidades resulta perjudicial para el medio ambiente.

El purín de cerdo en grandes cantidades resulta muy contaminante ya que contamina las aguas tanto superficiales como las de acuíferos subterráneos. Esto es producido por organismos patógenos y por la aplicación en cantidades excesivas de nutrientes. La contaminación también se produce debido a las emisiones de gases contaminantes como NH₃, SH₂, NO_x y otros compuestos orgánicos volátiles, que proceden de las balsas de almacenamiento.

A partir de la década de los setenta se inicia una profunda crisis en la agricultura, que trajo consigo la emigración del campo a la ciudad. La influencia inmediata de la pérdida de mano de obra fue que la elaboración tradicional del estiércol, con base en la cama vegetal que se cortaba en el monte, cayera en desuso como consecuencia del elevado número de horas de trabajo que suponía.

Actualmente, el sistema de alimentación del ganado y los sistemas de eliminación de los residuos ganaderos mediante la adición de agua a presión, han contribuido de manera significativa a que el estiércol pase a ser más fluido, de manera que la tendencia que muestran las explotaciones es hacia la generación de purines.

La adición de agua al estiércol, es una práctica muy extendida en las granjas de animales, reduciendo su poder fertilizante y aumentando el volumen de estiércol generado.

Por otra parte, la idea de extender diariamente el estiércol en el campo para ser utilizado como abono, es una medida casi impracticable debido al número de animales que integran las granjas. Por el contrario, el almacenamiento reduce el trabajo diario, disminuye el número de patógenos por el efecto del calor generado por el estiércol y da lugar a una mejor utilización de los nutrientes.

El material fibroso, formado por las partículas de mayor tamaño del estiércol, junto con otros componentes sólidos representa la quinta parte del volumen original del estiércol.

El líquido que puede ser separado de forma mecánica, tiene como principal ventaja el poder ser bombeado fácilmente además de existir la posibilidad de tratar esta fracción líquida mediante tratamientos biológicos.

El proceso de separación de estas fracciones sedimentadas se realiza muy a menudo, aunque su finalidad no sea la digestión anaerobia, sino un paso a seguir para el pretratamiento del estiércol y la distribución del abono en el campo.

El estiércol se almacena normalmente al aire libre, originándose la eliminación de nutrientes principalmente por tres causas:

- Lavado por agua de lluvia.
- Degradación por desgasificación.
- Infiltración de líquido en el suelo.

Las pérdidas según los estudios de algunos investigadores, pueden estimarse en un 20% de nitrógeno, 5% de fósforo y 35% de potasio, durante el período invernal.

Sin embargo, si almacenamos los purines en depósitos cerrados no habrá pérdidas detectables de fósforo y potasio; el nitrógeno que se pierde lo hará en forma de gas.

Por tanto dependerá del período de almacenamiento, del tipo de tanque y material de construcción y de las condiciones climáticas, sobre todo la temperatura.

Por otra parte la elaboración de este proyecto fue motivada en gran medida por la aportación de información de fuentes como GASPORC y el IDAE, (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), que lograron que tomara la decisión y consideración sobre el beneficio de estos proyectos y sobre todo la eliminación de los residuos contaminantes.

Objetivos

Después de un proceso de investigación llevado a cabo en el periodo de ejecución del proyecto, se realiza este trabajo con la finalidad de conseguir los siguientes objetivos:

1. Valorar la viabilidad económica de las instalaciones sometidas al estudio del proyecto, teniendo en cuenta la cantidad de energía producida y el precio de la electricidad destinado a vender en una red eléctrica, además de las 2 alternativas propuestas con subvención y sin subvención.

2. Estudio básico sobre las instalaciones que componen nuestro proyecto de una explotación agropecuaria.

Metodología

Las actividades más destacables de este proyecto están relacionadas con la búsqueda de información sobre los distintos aspectos enunciados en los objetivos comentados anteriormente, utilizando de manera intensiva Internet así como otro tipo de documentos bibliográficos de carácter legal.

Los documentos del IDAE han sido una fuente importante para el seguimiento de este proyecto, por ejemplo temas como las necesidades de energéticas en instalaciones ganaderas, producción de energía eléctrica con cogeneración, tratamiento del purín y explicación de la digestión anaerobia que permite la obtención del biogás, etc.

En relación con la normativa se ha recurrido a los boletines oficiales del Estado publicados por las distintas administraciones, principalmente autonómicas y nacionales, relativos a la legislación de la producción de energía eléctrica en Régimen Especial y tratamiento de los residuos ganaderos.

Todos estos documentos se encontrarán indicados en la bibliografía.

Además, ha sido especialmente importante y necesaria la ayuda de expertos como Gaspoc en la instalación de plantas de biogás y distribución de los distintos equipos para su aplicación en una explotación agropecuaria. Por supuesto se ha trabajado en aquellas instalaciones de la cual hemos obtenido información para la elaboración y realización de los cálculos de nuestro proyecto.

Estos cálculos han sido obtenidos en base a los conocimientos adquiridos en la Licenciatura en Administración y Dirección de Empresas y en el master SIAC para su realización, utilizando como soporte la hoja de cálculo de Excel.

Capítulo1:

INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DEL ENTORNO

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, existen enormes problemas medioambientales por la excesiva cantidad de residuos que se generan. Esto es debido a los cambios socioeconómicos y las altas concentraciones de población en núcleos urbanos, desarrollo de la industria agroalimentaria, intensificación de las explotaciones ganaderas, prácticas consumistas, etc., (Campos Pozuelo, 2001).

Una primera clasificación de los residuos se puede realizar en función de su origen, distinguiendo los residuos:

- procedentes del sector primario, residuos agrícolas, ganaderos y forestales.
- los procedentes del sector secundario, residuos industriales (agroalimentarios, textiles, etc.)
- los procedentes del sector terciario o de servicios, constituidos por residuos sólidos urbanos (RSU) y lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales (Pomares, 1998).

Este proyecto se centra en los residuos procedentes del sector primario, los cuales suponen una fuente de contaminación muy importante.

En concreto los de orígenes ganaderos constituyen el principal problema ambiental (Campos Pozuelo, 2001).

La problemática asociada a los residuos ganaderos se debe a la progresiva separación de la explotación agrícola y ganadera, lo que supone que no existe una base territorial suficiente para aprovechar los residuos orgánicos producidos por los animales como fertilizante. Esto hace que la concentración de los residuos supere los niveles que puede admitir el suelo.

Además, como se indica en algunas de las referencias bibliográficas, el hecho anterior, junto con el aumento del censo ganadero, sobre todo el porcino, la disminución de la superficie agrícola útil, y el aumento de las dimensiones de las

explotaciones ganaderas, hace equiparable el sector ganadero con la industria en cuanto a la problemática de gestión de residuos (Campos Pozuelo ,2001).

Por estas razones, en este proyecto se aborda la eliminación del ambiente del purín, de la cabaña porcina, bovina y vacuna que integra la explotación objeto de estudio, aprovechando su potencial energético.

Para poder obtener el biogás que necesita el módulo (o módulos) de cogeneración es necesario introducir el purín en digestores para, mediante digestión anaerobia, conseguir el citado combustible. La digestión anaerobia se define de la siguiente manera:

“proceso biológico en el que la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, y mediante la acción de un grupo de bacterias específicas, se descompone en productos gaseosos o “biogás” (CH₄, CO₂, H₂, H₂S, etc.), y en digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación. ” (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007, p.5).

Sin embargo, la mejor estrategia de tratamiento que se puede adoptar es la mezcla de purín con otros residuos como el estiércol de la vaca, los procedentes de la industria cárnica, agrícola, láctea, lodos de depuradoras, etc. Con esto se obtiene un sustrato para a continuación introducirlos en los digestores de la planta de biogás que mediante co-digestión anaerobia obtiene un combustible con mayor potencial energético.

La co-digestión anaerobia se refiere a la utilización de varios residuos con el objetivo de aprovechar la sinergia de la mezcla y obtener un biogás de mejores características.

Las características del biogás son aproximadamente, dependiendo del sustrato digerido y de la tecnología utilizada, la siguiente:

- 50-70% de metano (CH₄).
- 30-40% de anhídrido carbónico (CO₂).
- ≤ 5% de hidrógeno (H₂) ácido sulfhídrico (H₂S), y otros gases.

El poder calorífico es ligeramente superior a la mitad del que tiene el gas natural, aproximadamente. Esto se debe en gran medida al contenido de metano

siendo la única parte negativa su contenido de H₂S. De todas formas, resulta un combustible de elevado rendimiento, como se aprecia en la siguiente figura, donde podemos ver las equivalencias con otros combustibles.

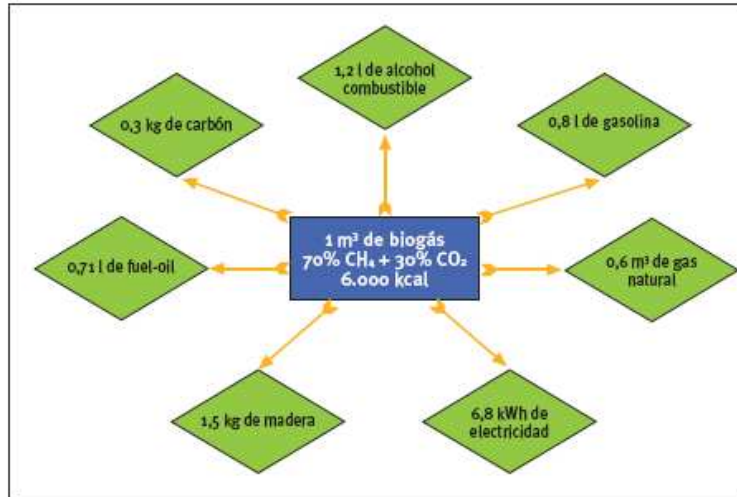


Figura 1. Equivalencia de biogás con otras fuentes de energía.

Fuente: CIEMAT. (IDAE07)

Este potencial energético que procede de las deyecciones ganaderas y/u otros residuos es el que motiva a la implantación de un sistema de cogeneración que utilice biogás como combustible. A continuación, mostraremos un esquema sobre los residuos orgánicos de distintos tipos, se puede obtener finalmente calor, electricidad, fertilizantes para la agricultura y efluente depurado que realmente, es agua.

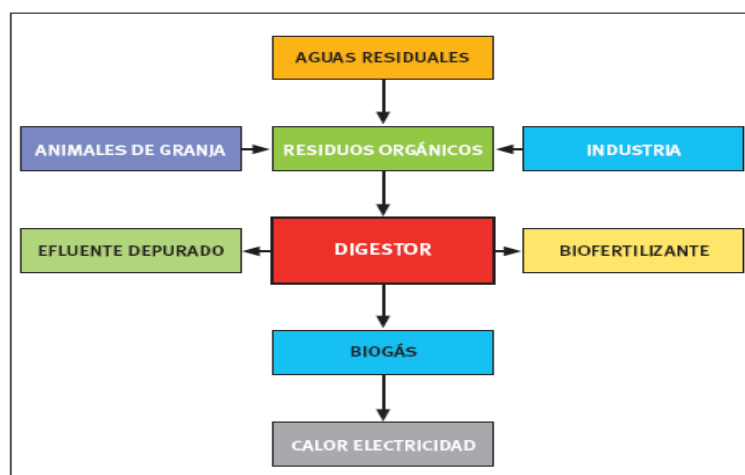


Figura 2. Aplicaciones y productos del proceso de digestión anaerobia.

Fuente: CIEMAT (IDAE07)

A continuación, comentaremos el lugar de explotación donde se instalará la planta de biogás y teniendo en cuenta la cantidad y potencial de acceso a los distintos residuos de la zona que puedan asegurar un funcionamiento de la planta biogas de manera uniforme, además analizaremos el entorno.

1.2 ENTORNO

1.2.1. Problemas planteados en la atmósfera

La atención a la problemática de las emisiones gaseosas se ha limitado y circunscrito al interior de los habitáculos del ganado, para conseguir un ambiente óptimo para el crecimiento animal, además de que sea aceptable para el trabajador. Aunque también debe tenerse en cuenta el impacto de la ganadería sobre la calidad del aire (inmisión).

Las sustancias gaseosas, originadas por las actividades ganaderas, susceptibles de alterar las características del aire son:

1. El dióxido de carbono
2. El metano
3. El amoniaco
4. Los olores

● **El dióxido de carbono**

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas formado por la combustión de materia orgánica.

El CO₂ es un gas de “efecto invernadero” ya que absorbe las radiaciones infrarrojas procedentes de la superficie de la tierra, impidiendo que el calor se elimine hacia el espacio y contribuyendo al calentamiento global del planeta. El dióxido de carbono es el responsable de aproximadamente el 50% del potencial de calentamiento de la tierra. La producción de CO₂ en ganadería, deriva principalmente de la respiración animal y de los subproductos de su metabolismo.

● **El metano**

El metano (CH₄) se produce principalmente por la descomposición bacteriana de la materia orgánica en condiciones anaerobias y los niveles de este gas en la atmósfera han sufrido un incremento exponencial en los últimos años.

El metano expedido a la atmósfera no se acumula; una parte es reabsorbida por el suelo y la otra, de gran importancia, es oxidada en el aire.

El metano interviene en diversos aspectos y reacciones de gran importancia para la atmósfera: en la troposfera participa en el calentamiento de la tierra y puede aumentar la concentración de ozono; por el contrario, en la estratosfera contribuye a la destrucción de la capa de ozono.

Además, el metano contribuye al “efecto invernadero” desde una doble vertiente; por una parte, absorbe las radiaciones infrarrojas que proceden de la superficie de la tierra evitando que se libere calor al espacio y, por otra, se oxida en la atmósfera dando lugar a monóxido de carbono (CO) que, mediante una nueva oxidación, genera dióxido de carbono, otro gas de efecto invernadero.

● **El amoníaco**

El amoníaco es el más alcalino de los gases atmosféricos, lo cual le da una gran importancia en la química atmosférica y en las deposiciones ácidas.

El amoníaco causa daños directos en la vegetación que se encuentra en las cercanías de las fuentes de emisión y es uno de los principales responsables de la acidificación de la atmósfera y, en consecuencia, de los suelos y de las aguas mediante deposiciones húmedas. Se combina fácilmente con compuestos ácidos.

La ganadería es la principal generadora de amoníaco, no obstante no todas las especies participan de igual forma en el proceso. Ha de tener presente la talla del animal, la densidad y concentración de cabezas que permiten así la producción de amoníaco de una granja.

El estiércol digerido, normalmente, tiene una cantidad de nitrógeno amoniacal ligeramente mayor que el no digerido. Por tanto, el almacenamiento al aire del estiércol digerido puede causar mayores emisiones de amoníaco que el almacenamiento al aire del estiércol no digerido.

● **Los Olores**

Los olores derivan principalmente de los procesos de degradación biológica de las sustancias contenidas en los excrementos. Si las condiciones en que se realizan estas transformaciones son anaerobias, los compuestos volátiles generados resultan más desagradables al olfato.

Los gases producidos por estas reacciones son muy diversos en cuanto a la familia química (hay orgánicos e inorgánicos) y a la cantidad formada. El olor será consecuencia de la mezcla de todos ellos y cuya composición o relación volumétrica puede alterar definitivamente la característica odorífera.

1.2.2. Problemas planteados en la salud humana y animal

En las explotaciones ganaderas tradicionales, donde se usa cama, el estiércol no causa problemas epidemiológicos especiales, ya que la paja facilita la aireación para la descomposición de la materia orgánica y las bacterias termofílicas generan calor con su metabolismo exotérmico; de este modo se alcanzan temperaturas próximas a los 60° C e incluso superiores en el estiércol compacto, siendo destruidos la mayor parte de los agentes patógenos.

En las actuales explotaciones intensivas, el estiércol es cada vez más líquido por lo que se reduce la generación espontánea de calor, y como consecuencia de ello la supervivencia de la flora microbiana, patógena o no, es mayor, conduciendo a una reconsideración del papel de este material en la epidemiología de las enfermedades animales. En este tipo de explotaciones, el alto número de cabezas de ganado por área de superficie, hace que la presencia de un único animal infectado pueda generar un contagio rápido y masivo y, además, el hecho de que se trate de poblaciones homogéneas confinadas incrementa la incidencia de infecciones latentes. Todo ello, favorece la contaminación del hábitat de la granja, en el que los residuos fecales también juegan un papel muy importante.

Otros riesgos para la salud relacionados con estiércol derivan de la producción de dióxido de carbono, metano y amoníaco durante su descomposición. Estos gases están relacionados con graves problemas para la salud humana, entre los que destacan la asfixia. El dióxido de carbono y el metano pueden provocar asfixia cuando se liberan en áreas cerradas o insuficientemente ventiladas, ya que desplazan al oxígeno haciendo que descienda la cantidad disponible de este elemento para la respiración. Por su parte, altas concentraciones de amoníaco producen irritación de garganta, inflamación pulmonar, daños en las vías respiratorias y en los ojos y a medida que aumenta la concentración puede llegar a producir edema pulmonar o producir la muerte cuando supera los 5.000 ppm.

1.2.3. Cercanía y disponibilidad de residuos agroalimentarios

Para obtener un producto como el biogás de alto valor calorífico es necesario aprovechar las sinergias de las mezclas de los distintos residuos.

Entonces en el estudio para la localización de la granja hay que tener en cuenta una serie de residuos como:

- Purín de cerdo.
- Estiércol de vaca.
- Estiércol de oveja.
- Purín de vaca lechera.

Todos estos residuos pueden mezclarse para generar un sustrato que irá introducido en los digestores con la finalidad de la obtención del biogás.

1.2.4. Disponibilidad de los residuos agroalimentarios

Antes de la ejecución del proyecto es necesario realizar un estudio sobre la concentración de los diversos residuos a partir de los cuales se puede obtener biogás que sirva de combustible para la planta de biogás.

Después, sobre la base de la información de todas las comarcas de España, se elegirá la zona más adecuada para la instalación de la planta de producción de biogás y el grupo de cogeneración (PROBIOGÁS, 2009).

1.2.5. Localización

Se estudiarán los subproductos de la zona para concretar finalmente con el mapa eléctrico. Se valorará principalmente la presencia de purín de cerdo, estiércol de vaca y la variedad de otros recursos.

Como resultado de este estudio se observa que la mayor concentración de residuos de la tipología deseada se encuentra en las comarcas de Ribagorza, La Litera, Bajo Cinca, de Huesca y Noguera, Urgel y Segriá, de Lérida.

Para asegurar el abastecimiento de la materia prima suficiente para obtener un volumen adecuado de biogás se estudiará una explotación situada en una de esas comarcas.

A continuación se presenta la información más relevante para el proyecto de la comarca de Bajo Cinca, en la que se encuentran las mayores cantidades de residuos potencialmente útiles.

COMARCA DE BAJO CINCA



Ficha comarcal - Cuantificación de materias primas disponibles

Provincia: Huesca (22)

Comarca: Bajo Cinca (2208)



Coord. Centroide (UTM - h30)	
X	Y
762.775,89 m	4.605.682,68 m

Superficie	Perimetro	Factor de circularidad
1.396,90 km ²	200,71 km	0,44

Cuantificación de materias primas por agrupaciones

Grupo	Descripción	M. primas (t/año)
G1_A	Purín de cerdo	479.209
G2_A	Estiércol de vaca	151.316
G3_A	Gallinaza	28.515
G4_A	Restos de otras especies	20.587
An1_A	Mat. primas matadero carne	597
An1_B	Mat. primas matadero avícola	0
An1_C	Mat. primas de estabulación	166
An1_D	Harinas C2	0
An1_E	Lodos EDARI - cá mica	15.319
An2_A	Lodos EDARI - láctea	0
An2_B	Lactosuero	0
An2_C	M. primas de p. lácteos y otros	0
An3_A	Mat. primas de pescado	0
An3_B	Lodos EDARI - pescado	0
Ve1_B	Excedentes hortalizas	104
Ve1_C	Excedentes tubérculos	0
Ve1_D	Excedentes cítricos	0
Ve1_E	Excedentes frutales no cítricos	4.018
Ve2_B	No conformes hortalizas	21

Grupo	Descripción	M. primas (t/año)
Ve2_C	No conformes tubérculos	1
Ve2_D	No conformes cítricos	0
Ve2_E	No conformes frut. no cítricos	1.608
Ve3_B	Transformación hortalizas	86
Ve3_C	Transformación tubérculos	0
Ve3_D	Transformación cítricos	0
Ve3_E	Transformación frut. no cítricos	2.686
Ve3_F	Bagazo - Ind. cervecera	0
Ve3_G	Alperujo 2F	13
Ve3_H	Alpechín 3F	25
Ve3_I	Mat. primas industria vino	53
Ve3_K	Mat. primas industria sidra	0
Ve3_L	M. primas industria azucarera	0
Ve4_E	Paja de cereal	0
Ve5_A	Lodos EDARI - transf. veget.	0
Ce1_A	Cultivos energéticos	348
IBi1_A	Glicerina	279
IBi2_A	Mat. primas DDGS (bioetanol)	0
IBi2_B	M. pulpa remolacha (bioetanol)	0
Total	Suma total de materias primas	704.951

Versión 1.0. Fecha: 30/09/2009.
Las cantidades de materias primas incluidas en esta ficha se refieren al potencial disponible

Tabla 1. Cuantificación de residuos de la comarca de Bajo Cinca. Fuente: Probiogás

1.2.6. Acceso a red eléctrica

Considerando el mapa de la Red Eléctrica, se puede establecer el lugar adecuado para la explotación, por la cercanía a una subestación eléctrica. De esta manera se tienen en cuenta los costes de enganche a la red para poder vender la electricidad producida en la instalación de cogeneración.

Por lo tanto, esta granja se situará en una zona cercana a la subestación eléctrica y a la red de media y alta tensión, utilizando como fuente de información los mapas publicados en la página Web www.ree.es actualizados a Enero del 2010.

Observando la red eléctrica en la comarca de Bajo Cinca, se observa que existen subestaciones en Monzón (2, una de ellas en construcción) y otra en Cinca.

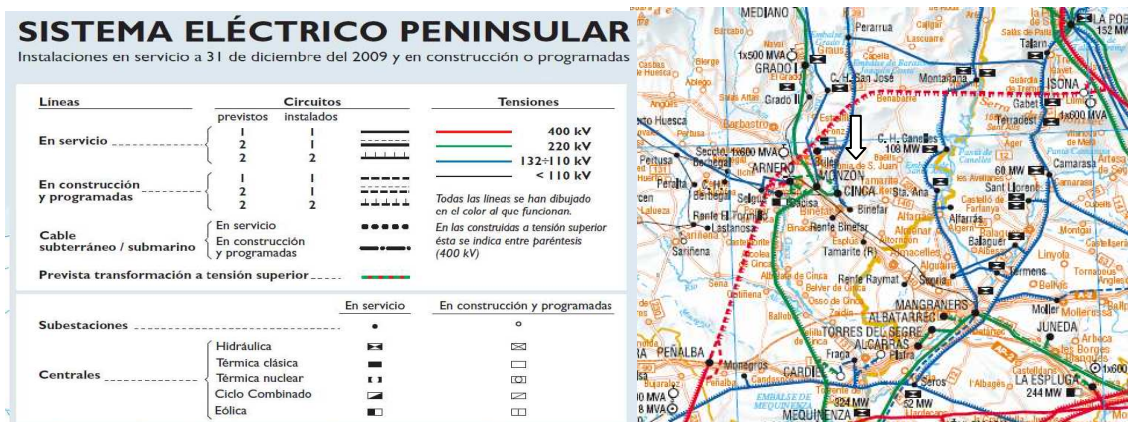


Figura 3. Mapa eléctrico de la zona de Huesca. Fuente: Red Eléctrica.

CLIMATOLOGÍA

Aunque España no sea un país de climas extremos, se tiene que tener en cuenta la climatología para la zona de estudio porque resulta esencial para el cálculo de la energía térmica necesaria para calentar el sustrato a partir del cual se va a obtener el producto del biogás.

Esta cuestión resulta crítica para el acogimiento en el Régimen Especial de Producción Energía Eléctrica ya que según el Art.6 apartado d) del RD 661/2007 dice *el cumplimiento de los requisitos que se determina en el anexo I, según corresponda, para la categoría a), para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad de energía térmica útil producida, de acuerdo con la definición dada en el artículo 2, en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos. Además de lo anterior, el titular deberá presentar un procedimiento de medida y registro de la energía térmica útil, indicando los equipos de medida necesarios para su correcta determinación.*

Por tanto, habrá que cumplir con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo por el aprovechamiento del calor y para la valoración técnica de los grupos de cogeneración regulado en el Art.23 apartado 3 del RD 661/2007.

1.2.7. Marco legal

A continuación mostraremos las normas que regulan nuestra actividad que aparecen en el recuadro siguiente donde iremos explicando cada una de ellas.

- **Real Decreto 261/1996**, de 16 de Febrero, sobre protección contra la contaminación producida por los nitratos procedentes de aguas agrarias.
- **Resolución del 24 de Marzo de 2011 de la Dirección General del Agua**, por la que se determinan las aguas afectadas por la contaminación, o riesgo de estarlo, por aportación de nitratos de origen agrario en las hidrográficas intercomunitarias.

- **Real Decreto-ley 9/2000**, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (Vigente hasta el 27 de enero de 2008).
- **Ley 45/2007**, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.
- **Real Decreto 949/2009** por el que se establecen las bases reguladoras de las subvenciones para fomentar la aplicación de los procesos técnicos referidos en el **Plan de biodigestión de purines**, aprobado el 26 de diciembre de 2008.
- **Ley 10/1998**, de 21 de abril, básica de residuos.
- **Orden MAM/304/2002**, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la Lista Europea de Residuos.
- **Real Decreto 708/2002**, de 19 de julio, por el que se establecen medidas complementarias al Programa de Desarrollo Rural para las Medidas de Acompañamiento de la Política Agraria Común.
- **Real Decreto 4/2001**, de 12 de Enero, por el que se establece un régimen de ayudas a la utilización de métodos de producción agraria compatibles con el medio ambiente.
- **Real Decreto 324/2000**, de 3 de marzo, por el que se establecen normas básicas de ordenación de las explotaciones porcinas (modifica RD 3483/2000, de 29 de diciembre).

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

La transposición al Derecho español de la Directiva 91/676/CEE, se realizó por medio del **Real Decreto 261/1996**, de 16 de febrero, sobre protección de las aguas contra la contaminación producida por los nitratos procedentes de fuentes agrarias, incorporando al ordenamiento jurídico español las obligaciones derivadas de su contenido junto con la distribución de las tareas asociadas a su desarrollo entre diferentes organismos de las Administraciones Públicas, de acuerdo con el marco competencial.

La transposición de la Directiva se hizo con un considerable retraso, lo que unido al desconocimiento de cómo se tenía que aplicar y desarrollar el Real Decreto, amén de otros factores, hicieron que España tuviese abierto un procedimiento ante el Tribunal de Luxemburgo.

En relación con la determinación de las aguas afectadas, no es hasta 2011, cuando se determinan mediante la **Resolución del 24 de marzo** de la Dirección General del Agua, atendiendo a las circunstancias y aspectos a tener en cuenta establecidos en el artículo 3 del Real Decreto 261/1996, en los apartados 2 y 3, y según las competencias determinadas en el apartado 1 del correspondiente artículo.

La situación dentro de las distintas Comunidades Autónomas es muy diferente, así como la sensibilidad ante el problema.

En el año 2000, entra en vigor el **Real Decreto Ley 9/2000** que transpone la Directiva 97/11/UE ya mencionada anteriormente. Este Real Decreto Ley determina que las explotaciones ganaderas intensivas, cuando superan un determinado número de cabezas, en función la especie ganadera, deberán ser objeto de evaluación de Impacto Ambiental, mientras que cuando las explotaciones intensivas no superan el número de cabezas especificado en la referida normativa, serán las Comunidades

Autónomas las que contemplan en su legislación menores niveles de exigencias en relación con los estudios sobre impacto ambiental.

Por otra parte, hace 4 años se estableció otra normativa a tener en cuenta dentro del sector ganadero, la **Ley 45/2007**, que tiene por objeto regular y establecer medidas para favorecer el desarrollo sostenible del medio rural, en tanto que, suponen condiciones básicas que garantizan la igualdad de todos los ciudadanos en el ejercicio de determinados derechos constitucionales y en cuanto que tienen el carácter de bases de la ordenación general de la actividad económica en dicho medio.

Cabe destacar que en su artículo 19, punto 3, determina que “El Gobierno, a propuesta de los Ministerios de Agricultura, Pesca y Alimentación y de Medio Ambiente, y previa consulta a las organizaciones profesionales agrarias más representativas, aprobará un Plan Nacional de Calidad Ambiental Agrícola y Ganadera que incluirá subprogramas relativos a reducción, reutilización y gestión sostenible de Residuos Agrarios y Ganaderos, Agricultura y Ganadería Ecológicas, y a la reducción y uso sostenible de Fertilizantes y Plaguicidas Agrícolas.

El **Plan de Biodigestión de Purines**, aprobado el 26 de diciembre de 2008, se elaboró como una de las medidas englobadas en el Plan de Medidas Urgentes de la Estrategia de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL) para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), destinado a asegurar el cumplimiento, por parte de España, de sus obligaciones en el Protocolo de Kyoto.

Posteriormente se aprobó el **Real Decreto 949/2009** por el que se establecen las bases reguladoras de las subvenciones para fomentar la aplicación de los procesos técnicos del referido Plan. Este Real Decreto pretende potenciar técnicas de gestión de los purines respetuosas con el medio ambiente, como la digestión, la valoración energética del biogás y las instalaciones de co-digestión con valorización agrícola del digestado, lo cual abre una puerta al desarrollo y estudio de la gestión de los purines y su aprovechamiento.

La definición de “residuos ganaderos” los convierte en residuos y, como tales, aparecen en la **Ley 10/98**, de 21 de abril, básica de residuos. Esta ley prescribe que las actividades de valoración y eliminación de residuos quedan sometidas a régimen de autorización por el órgano competente en materia medioambiental de la Comunidad

Autónoma, sin perjuicio de las demás autorizaciones o licencias exigidas por otras disposiciones.

No obstante la Disposición Adicional 5ª de dicha Ley establece una excepción para los residuos agrícolas y ganaderos (materias fecales y otras sustancias naturales y no peligrosas) que sean utilizados como fertilizante. Esta utilización no requerirá la mencionada autorización del órgano autonómico, sino que quedará regulada por normas específicas que vaya aprobando el Gobierno y normas adicionales que, en su caso, aprueben las Comunidades Autónomas como complemento a lo establecido en el RD 261/96, de 16 de Febrero, sobre protección de las aguas contra la contaminación producida por los nitratos procedentes de las fuentes agrarias.

La **Orden MAM/304/2002**, de 8 de febrero, por la que se publica la lista europea de residuos, incluye con el código LER 020106 las "*Heces de animales, orina y estiércol (incluida paja podrida) y efluentes recogidos selectivamente y tratados fuera del lugar donde se generan*"; si bien queda considerado como residuo no peligroso, por lo que no está afectado de lleno por la Ley 10/98 de Residuos.

Por otro lado, comentaremos el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), respectivamente.

A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas

tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación.

El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento.

Por último es necesario recoger los cambios normativos derivados de la normativa europea, así como del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que introduce modificaciones importantes en cuanto al régimen jurídico de la actividad de cogeneración.

El presente real decreto sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el

mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Por otro lado, de acuerdo con lo previsto en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda del **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procede a las actualizaciones trimestrales para el cuarto trimestre de 2009 y el primero de 2010, de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y de las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado real decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos).

Finalmente, se modifica la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, con el fin de que en el cálculo del coste estimado de la energía en el mercado diario correspondiente a la tarifa de último recurso sin discriminación horaria se considere únicamente exclusivamente el perfil de consumo correspondiente a esta categoría de consumidores, pues en la actualidad dicho cálculo tiene en cuenta el perfil de las tarifas con discriminación horaria por lo que se ve distorsionado al considerar valores que se refieren a la forma de consumir de distintos tipos de clientes.

Sin embargo, en la actualidad se aprobó un nuevo **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Veremos en concreto cual ha sido el alcance de dicha suspensión y supresión.

La Exposición de Motivos justifica la necesidad de este Real Decreto-ley en la compleja situación económica y financiera, así como a la situación del sistema

eléctrico, siendo la lucha contra el déficit tarifario una de las razones fundamentales alegadas para justificar la necesidad de las medidas.

El Real Decreto- ley toma dos medidas con carácter temporal que no afectarán a las instalaciones en marcha ni a aquellas ya inscritas en el Registro de preasignación. La primera es la **supresión** de los incentivos económicos (tarifas reguladas, primas, límites, complemento por eficiencia, complemento por energía reactiva) para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el régimen especial. La segunda, consecuencia de la primera, es la **suspensión** de los procedimientos de preasignación de retribución de instalaciones en régimen especial.

El artículo 2 del Real Decreto – Ley tiene el objeto de delimitar su ámbito de aplicación. Sin embargo, incluso en una primera aproximación, plantea muchas incógnitas. De acuerdo con el mencionado artículo 2, las medidas afectan a:

- a) Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.
- b) Aquellas instalaciones de régimen ordinario que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Además, aquellas instalaciones en trámite que no estuvieran inscritas en el Registro de preasignación en el momento de entrada en vigor de la norma tienen la posibilidad de desistir de su solicitud de inscripción en el plazo de dos meses, en cuyo caso se les devolverán los avales depositados.

Por último, la disposición derogatoria única deroga el artículo 4.4. y el artículo 4.bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Estos artículos establecían que las modificaciones no sustanciales realizadas en instalaciones de régimen especial no perderían su régimen económico. Al eliminar esta posibilidad, cualquier modificación de una instalación de régimen especial inscrita en el Registro de preasignación podría perder su régimen económico.

Capítulo 2:

Plan de Marketing

CONTENIDO DEL PROYECTO

2.1. Producto

El biogás, es un gas producido por bacterias del cual se realiza un proceso de biodegradación de material orgánico en condiciones anaeróbicas (sin aire). Este proceso que genera biogás es una fuente de energía renovable.

2.1.1. Tratamiento para nuestro producto

La co-digestión consiste en el tratamiento conjunto de residuos orgánicos diferentes con el objetivo de:

1. Aprovechar la complementariedad de las composiciones para permitir perfiles de proceso más eficaces.
2. Compartir instalaciones de tratamiento.
3. Unificar metodologías de gestión.
4. Amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado.
5. Reducir costes de inversión y explotación. El término co-digestión se utiliza para expresar la digestión anaerobia conjunta de dos o más sustratos de diferente origen. La ventaja principal radica en el aprovechamiento de la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los sustratos por separado.
6. La co-digestión de residuos orgánicos de diferente origen ha resultado una metodología exitosa tanto en régimen termofílico como mesofílico.

2.1.2. Análisis D.A.F.O.

ANÁLISIS DAFO	INTERNO	FORTALEZAS	DEBILIDADES
		<ul style="list-style-type: none"> • Promover e impulsar la reducción de los residuos contaminantes. • Capacidad de desarrollo de la sostenibilidad medioambiental como marca de calidad. • Creciente protagonismo del sector servicios. • Personal especializado. 	<ul style="list-style-type: none"> • La mayoría de las explotaciones no son rentables. • Riesgo de explosión en caso de no cumplir con las normas de seguridad mínima.
	EXTERNO	AMENAZAS	OPORTUNIDADES
		<ul style="list-style-type: none"> • N° de competidores (Ej.: Purines Cinca Medio 2005, S.L.) • Fenómenos naturales adversos. (cambio climático). • Propagación de enfermedades y plagas. • Déficit tarifario. • Riesgo potencial de salud pública. 	<ul style="list-style-type: none"> • Invertir en nuevas tecnologías. • Aumento de la demanda de productos procedentes de la agricultura y ganadería consiguiendo una sostenibilidad medioambiental. • Posibilidad de aprovechar alternativas de generación de energía no contaminante.

Tabla 3. Análisis Dafo. Fuente: Elaboración propia.

2.1.3. Estrategias

En este apartado hablaremos de la estrategia que se propone seguir la empresa de acuerdo a los principios y objetivos comentados en los apartados anteriores.

En nuestro caso, el ofrecer un servicio de calidad como es la prestación de energía eléctrica a través de la producción de biogás implica la inversión de un gran capital para su obtención por lo que deberemos de establecer una estrategia

competitiva que nos diferencie del resto y que con el tiempo estableceremos técnicas como el benchmarking para así mejorar en el futuro.

Por lo tanto, nuestra estrategia genérica se basará en la implantación de una estrategia de liderazgo en costes, es decir, consiste en ofrecer productos o servicios a un precio lo más cercano o próximo a su coste permitiendo captar nuevos clientes y obteniendo una penetración de mercado rápida.

Matriz Ansoff	PRODUCTOS ACTUALES	PRODUCTOS NUEVOS
MERCADOS ACTUALES	Penetración en el mercado	Desarrollo del producto
MERCADOS NUEVOS	Desarrollo del mercado	Diversificación

Tabla 4. Matriz Producto/Mercado. Fuente: H.I.Ansoff (1976)

2.1.4. Principales líneas de actuación

La primera actuación se refiere al cambio en los sistemas de alimentación y manejo en la misma granja, a fin de minimizar la concentración de nutrientes y de metales en las deyecciones y minimizar su volumen.

La segunda actuación se refiere a la capacidad de almacenamiento, la cual debe ser adecuada a las necesidades temporales de los cultivos. Este almacenamiento puede realizarse para las deyecciones en bruto o para las fracciones sólida y líquida por separado. También pueden añadirse aditivos al pienso o a las balsas, bien para reducir los malos olores, bien para transformar el nitrógeno amoniacal en orgánico durante el almacenamiento. También pueden cubrirse las balsas para evitar molestias por malos olores, pérdidas de nitrógeno amoniacal o entrada de aguas pluviales.

El sistema más simple para reducir costes de transporte es la separación de las fracciones sólida y líquida, aplicando la fracción líquida en las parcelas cercanas mediante técnicas de riego, y la fracción sólida en parcelas más alejadas. También, puede plantearse el compostaje de la fracción sólida para ser exportado fuera de la granja, para transferirlo a un gestor autorizado de residuos o para enviarlo a una empresa productora de sustratos destinados a la horticultura y a la jardinería.

Los procesos más importantes en el tratamiento de las deyecciones ganaderas, son:

- Balsas.
- Separadores sólido/líquido.
- Compostaje.
- Nitrificación-desnitrificación.
- **Digestión anaerobia.**
- Digestión aerobia.
- Evaporación y secado.
- Stripping y absorción.
- Ozonización.

La digestión anaerobia, también denominada biometanización o producción de biogás, es un proceso biológico que tiene lugar en ausencia de oxígeno, en el cual parte de la materia orgánica de las deyecciones se transforma, por la acción de microorganismos, en una mezcla de gases (biogás) constituidos, principalmente, por metano y dióxido de carbono. Se trata de un proceso complejo en el cual intervienen diferentes grupos de microorganismos. La materia orgánica se descompone en compuestos más sencillos, que son transformados en ácidos grasos volátiles, que son los principales intermediarios y moduladores del proceso. Estos ácidos son consumidos por los microorganismos metanogénicos que producen metano y dióxido de carbono.

Todos estos procesos tienen lugar de manera simultánea en el reactor y el proceso puede llevarse a cabo en régimen mesofílico (temperatura próxima a los 35°C).

El biogás generado tiene un alto valor energético por lo que puede aprovecharse para generar energía eléctrica y para mantener la temperatura en el reactor (energía térmica).

2.1.5. Precio

Según el Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Además, podrán acogerse según el Art.2 del RD 661/2007 las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

- a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos: 1º Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I. Dicho grupo se divide en cuatro subgrupos:

Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/Kwh.	Prima referencia c€/Kwh.
a.1.3	b.7.2	P≤500kw	primeros 15 años	14,8131	11,6897
			a partir de entonces	7,3788	0,0000
		500Kw<P	primeros 15 años	11,0536	7,2690
			a partir de entonces	7,4337	0,0000

Tabla 5. Tarifas del 2012. Fuente: BOE

- b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

7. º Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

Además, para el caso de productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales, que será nuestro caso.

También hemos de decir que según el Art. 24 del RD 661/2007 para la retribución de energía eléctrica en Régimen Especial existen 2 alternativas a elegir.

- Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una **tarifa regulada**, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.
- Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Capítulo 2:
Plan de Operaciones
CONTENIDO DEL PROYECTO

2.2.1. Aspectos técnicos

Antes de describir los aspectos técnicos que vamos a necesitar para la instalación de nuestra planta de biogás mostraremos un esquema similar a una planta de biogás;

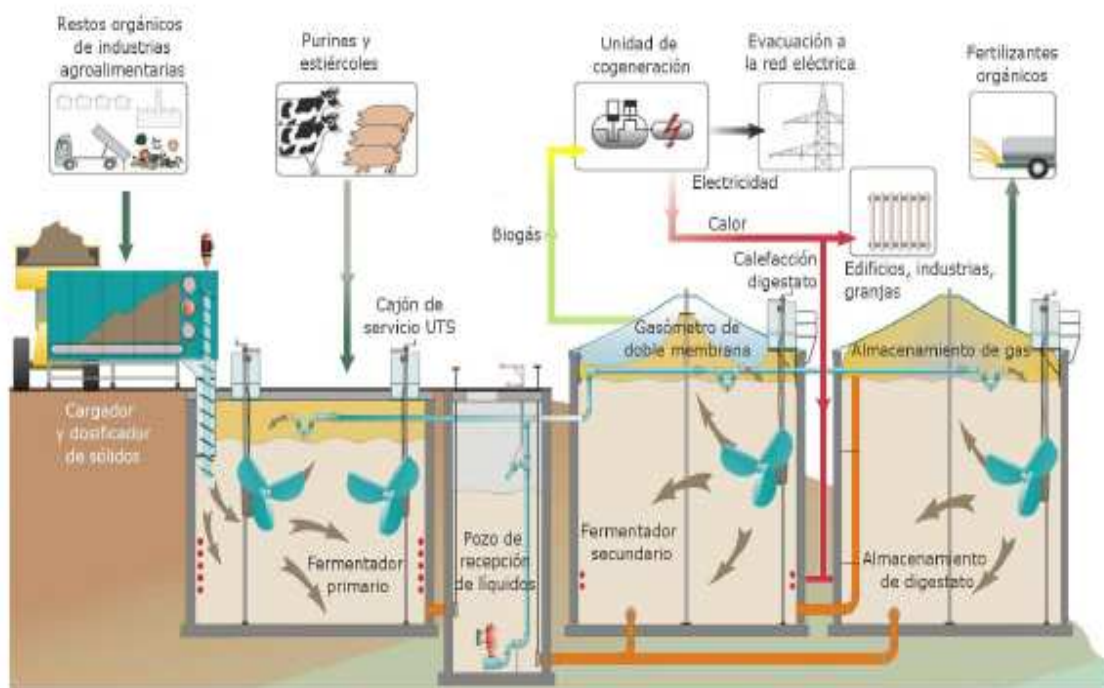


Figura 6. Proceso de una planta de Biogás. Fuente: Gasporc

La información que expongo a continuación ha sido proporcionada por la empresa Gasporc y Bentec.

La planta de biogás va a consistir en 2 digestores uno de 19 metros (1632m³) y otro de 24 metros (2398m³), con una producción de 5.066 m³ de biogás al día que se traducirán en 500 Kw. eléctricos y 379 Kw. térmicos disponibles, de los cuales se aprovecharían 227,40 kWt para procesos exteriores.



Figura 7. Digestores de una planta de biogás. Fuente: Bentec

- Bombas del sistema de distribución, para mover el biogás hacia los digestores.



Figura 8. Bomba de los digestores. Fuente: Bentec

- Mezcladores para sustratos.



Figura 9. Mezcladores para sustratos. Fuente: Bentec

- Alimentadores de sustratos, para líquidos o sólidos, con picadores u otros accesorios dependientes de las materias primas utilizadas.



Figura 10. Alimentadores de sustratos a los digestores. Fuente: Bentec

Capítulo 2:

Plan de Económico-Financiero

CONTENIDO DEL PROYECTO

2.3.1. Plan de Inversión para la Planta Biogás.

CONCEPTO	IMPORTE
INMOVILIZADO MATERIAL	
1. OBRA CIVIL DIGESTORES	601.829,00 €
2. TANQUES DE RECEPCIÓN	33.619,20 €
3. SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE SÓLIDOS	136.784,00 €
4. SISTEMA DE BOMBEO Y AGITACIÓN	227.073,80 €
5. CALEFACCIÓN	77.662,00 €
6. SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y LÍNEA DE GAS	776.620,00 €
7. TUBERÍAS Y TRABAJOS METÁLICOS	144.509,00 €
8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA BT Y MT	187.563,00 €
9. PLANOS Y SUPERVISIÓN	286.340,00 €
TOTAL	2.472.000,00 €

Tabla 7. Elementos para la Planta de Biogás. Fuente: Gasporc

CÁLCULO INVERSIÓN TOTAL	IMPORTE
COSTE TOTAL DE LA PLANTA DE BIOGÁS	2.472.000,00 €
ESTUDIO GEOTÉCNICO Y TOPOGRÁFICO	3.000,00 €
EXCAVACIONES Y MOVIMIENTOS DE TIERRA PREVIOS	14.450,00 €
OBRAS PARA DEPÓSITOS DE ACOPIO Y DIGESTATO	75.000,00 €
OBRAS PARA APROVECHAMIENTO DEL CALOR EXCEDENTARIO	35.000,00 €
AVALES, PERMISOS, TASAS Y VISADOS	2.700,00 €
LICENCIA DE OBRAS AYUNTAMIENTO	37.080,00 €
SERVICIO DE COORDINACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD	12.000,00 €
PUNTO DE CONEXIÓN	450.000,00 €
TOTAL INVERSIÓN PLANTA BIOGAS	3.101.230,00 €

Tabla 8. Inversión total de la Planta de Biogás. Fuente: Gasporc

Gastos Explotación

CONCEPTO (Año 2011)	IMPORTE
OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	182.760,00 €
REPARACIONES Y CONSERVACIONES	182.760,00 €
Mantenimiento hidráulico y mecánico	10.000,00 €
Mantenimiento baja tensión	3.350,00 €
Mantenimiento media tensión	1.650,00 €
Mantenimiento Biológico Megamax	35.640,00 €
Mantenimiento motor	59.400,00 €
Gastos autoconsumo eléctrico	27.720,00 €
Coste compra y gestión entrada y salida material	25.000,00 €
Seguros ,alquileres e imprevistos	15.000,00 €
Gastos de línea telefónica, agua, consumibles	5.000,00 €
GASTOS DE PERSONAL CONTRATADO	18.000,00 €
Gastos personal de Planta	18.000,00 €
GASTO TOTAL	200.760,00 €

Tabla 9. Gastos de explotación. Fuente: Gas poc

(*) El personal contratado es a tiempo parcial.

Esta planta de Biogás cuenta con un funcionamiento anual de 8000h aproximadamente, donde el rendimiento energético anual =500kwe x 8000h= 4000.000 Kwh. / anual.

Además esta granja cuenta con 1.040 UGM de bovino con el estiércol producido por unas 750 UGM ovinas y el purín que producen 300 UGM porcinas, favoreciendo con esta mezcla de sustratos una óptima co-digestión maximizando la producción posible de biogás.

Los siguientes sustratos los pondremos en un recuadro.

SUSTRATO	TONELADAS DIARIAS	TONELADAS ANUALES
ESTIÉRCOL DE OVEJA	30,00	10.950,00
PURÍN DE VACA LECHERA	23,10	8.431,50
ESTIÉRCOL DE VACA	18,60	6.789,00
PURÍN DE CERDO	15,00	5.475,00
TOTAL		31.645,50

Tabla 10. Sustratos que introducimos en los digestores. Fuente: Gasporc

Según el RD 661/2007 Rendimiento Eléctrico Equivalente Mínimo para las instalaciones de cogeneración con biogás procedente de la digestión anaerobia deberá ser de un 45% mínimo si la potencia eléctrica es de ≤ 1 MW.

Fórmula del Rendimiento de la instalación:

$$-R = (E + V)/Q$$

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 Kwh. = 860 Kcal.

V = producción de calor útil o energía térmica útil.

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

E	3.440.000.000,00
Q	8.416.314.666,67
V	1.564.512.000,00

$R=(E+V)/Q$	0,59
-------------	------

Rendimiento eléctrico equivalente (REE) sería:

$REE=E/[Q-(V/Ref H)]$	0,55651746
-----------------------	------------

Ref H	0,70
--------------	-------------

Vemos como el rendimiento eléctrico equivalente es del 55,65% por lo que está por encima de ese 45% que exige el Real Decreto 661/2007, del 25 de mayo: 45%.

Por lo tanto estamos dentro del Régimen Especial.

Complemento eficiencia = 1,1 x (1/REEmin-1/REEi) x CMP	1,008551341 c€/Kwh.
---	----------------------------

Tarifa regulada	14,8131 c€/Kwh.
------------------------	------------------------

Complemento de energía reactiva 3%	0,444393 c€/Kwh
---	------------------------

Prima complementada	16,266
----------------------------	---------------

El precio de venta de la electricidad será de 0,16266 c€/Kwh. Sin contar con los desvíos ya que en la actualidad no se aplican.

Complementos:

-Complemento de eficiencia (CEF) sería:

La fórmula anterior que explicamos donde nos faltaría multiplicar el rendimiento energético anual, es decir:

Complemento de eficiencia= $0,01008551341 \times 4000.000 \text{ Kwh. /anual.} = 40.342,05\text{€/año.}$

-Complemento de energía reactiva (CR) sería:

Complemento de energía reactiva= $0,03 \times \text{Tarifa reguladas} \times \text{Rendimiento energético anual} = 0,03 \times 0,148131 \times 4000.000 \text{ Kwh. / anual} = 17.775,72\text{€/año.}$

-Complemento total (CT):

Sería el resultado de sumar las dos anteriores:

Complemento total CEF+CR= 58.117,77 €

-Complemento de discriminación horaria (DH):

Es un complemento opcional para las plantas en opción tarifa además no es aplicable ya que esta en funcionamiento las 24 horas del día, es decir, durante más horas valles que punta.

Ingreso tarifa 2011:

Ingreso tarifa= 4000.000 Kwh. / anual. X precio venta electricidad + complemento total= 708.759,55 €/año.

Este proyecto se realiza con una **duración de 15 años** según lo establecido en el Real Decreto 661/2007 y entrará en funcionamiento a partir de este año **2012**.

Para hallar los ingresos y gastos tendremos en cuenta la evolución económica del IPC a lo largo del periodo de estudio.

Años	IPC (%)
2011	2
2012	2,1
2013	2,5
2014	3
2015	3
2016	3
2017	3
2018	3
2019	3
2020	3
2021	3
2022	3
2023	3
2024	3
2025	3
2026	3

Tabla 11. Valores del IPC. Fuente: Elaboración propia

Gastos:

Para los gastos del proyecto aplicaremos la variación del IPC mostrada en la tabla anterior donde cogemos otros gastos de explotación para su aplicación, además de los gastos de personal.

Por tanto, a los gastos le aplicaremos la siguiente corrección para los 15 años que marca el RD 661/2007.

Años	IPC	GASTOS	GASTOS PERSONAL
2011	2	-	-
2012	2,1	186.597,96€	18.378,00€
2013	2,5	191.262,91€	18.837,45€
2014	3	197.000,80€	19.402,57€
2015	3	202.910,82€	19.984,65€
2016	3	208.998,14€	20.584,19€
2017	3	215.268,09€	21.201,72€
2018	3	221.726,13€	21.837,77€
2019	3	228.377,92€	22.492,90€
2020	3	235.229,25€	23.167,69€
2021	3	242.286,13€	23.862,72€
2022	3	249.554,71€	24.578,60€
2023	3	257.041,36€	25.315,96€
2024	3	264.752,60€	26.075,44€
2025	3	272.695,17€	26.857,70€
2026	3	280.876,03€	27.663,43€
TOTAL		3.454.578,02€	340.240,78€

Tabla 12. Gastos del proyecto en función al IPC. Fuente: Elaboración propia

Fórmula: Gastos totales (X)=Gastos totales (X-1) X (1+IPC%(x))

Los valores de las magnitudes establecidas en el Real Decreto 661/2007 y revisadas anualmente en las distintas Ordenes ITC del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sufren la misma variación pero con un factor de corrección del IPC del 0,25% en 2011 y 2012 y de 0,5% a partir de ese año. Por lo tanto se les aplicará a las tarifas, cuantía de los complementos que variarán según el siguiente modelo:

Fórmula: $\text{Valor}(X) = \text{Valor}(X-1) \times [1 + (\text{IPC}\%(X) - \text{Corrección } \%)]$

Con esto se obtiene los siguientes valores:

Años	TARIFA	Años	COMPLEMENTOS
2011	0,162660443€	2011	58.117,77€
2012	0,165669662€	2012	59.192,95€
2013	0,169397229€	2013	60.524,79€
2014	0,17363216€	2014	62.037,91€
2015	0,177972964€	2015	63.588,86€
2016	0,182422288€	2016	65.178,58€
2017	0,186982845€	2017	66.808,05€
2018	0,191657416€	2018	68.478,25€
2019	0,196448852€	2019	70.190,21€
2020	0,201360073€	2020	71.944,96€
2021	0,206394075€	2021	73.743,58€
2022	0,211553926€	2022	75.587,17€
2023	0,216842775€	2023	77.476,85€
2024	0,222263844€	2024	79.413,77€
2025	0,22782044€	2025	81.399,12€
2026	0,233515951€	2026	83.434,10€

Tabla 13. Tarifa y complementos. Fuente: Elaboración propia

A continuación mostraremos los ingresos por tarifa de cada año según la fórmula explicada en los ingresos por tarifa para el ejercicio 2011 del apartado anterior.

Años	INGRESOS TARIFA
2011	-
2012	721.871,60€
2013	738.113,71€
2014	756.566,55€
2015	775.480,72€
2016	794.867,73€
2017	814.739,43€
2018	835.107,91€
2019	855.985,61€
2020	877.385,25€
2021	899.319,88€
2022	921.802,88€
2023	944.847,95€
2024	968.469,15€
2025	992.680,88€
2026	1.017.497,90€
TOTAL	12.914.737,16

Tabla 14. Ingresos anuales y totales con venta a tarifa. Fuente: Elaboración propia.

INGRESOS TOTALES TARIFA = 12.914.737,16€

2.3.2. Financiación del proyecto

En este apartado, calcularemos la cuantía del préstamo para financiar nuestro proyecto donde incluirá todos los gastos de la instalación para la planta de biogás que se describen en la tabla 7 además de otros gastos como los estudios, avales y permisos.

Para este proyecto la financiación ajena será del 80% de la inversión total de la planta por lo que la cuantía sería;

Préstamo (Co)= Inversión total- Aportación de los socios (20%)

Préstamo (Co)=3.101.230,00€ -620.246€=2.480.984€

Una vez calculada la cuantía del préstamo y ver el efecto de la situación financiera de la planta de biogás, realizaremos una financiación con subvención por parte del Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía (IDAE), donde el Gobierno de Aragón aprobó el Plan Energético de Aragón 2005-2012.

Dicha subvención aparece en el Boletín Oficial de Aragón donde dice *la ORDEN del 19 de marzo de 2012, del Departamento de Industria e Innovación, por la que se convocan, para el ejercicio 2012, ayudas en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía, aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables e infraestructuras energéticas.*

Dentro de las disposiciones generales existe un apartado 2. *Proyectos subvencionables, cuantía de la subvención y presupuesto para su financiación*, en el cual serán objeto de subvención las actuaciones realizadas entre el 16 de octubre del 2011 hasta el 15 de octubre del 2012 en materia de;

1.2 Biomasa.

1.2.2. Utilización de la biomasa para producción conjunta de energía térmica eléctrica, o eléctrica, para uso residencial e industrial, Hasta un máximo del 10% del coste elegible de la inversión.

Además para el cálculo del préstamo contaremos con un TAE del 7,5% aproximado durante los 15 años.

Años	ANUALIDAD	CUOTA INTERÉS	CUOTA AMORTIZACIÓN	TOTAL AMORTIZADO	CAPITAL. POR AMORTIZAR	Media simple fondos ajenos
2011					2.480.984,00 €	0,8
2012	281.063,82 €	186.073,80 €	94.990,02 €	94.990,02 €	2.385.993,98 €	0,769370211
2013	281.063,82 €	178.949,55 €	102.114,27 €	197.104,29 €	2.283.879,71 €	0,736443188
2014	281.063,82 €	171.290,98 €	109.772,84 €	306.877,14 €	2.174.106,86 €	0,701046638
2015	281.063,82 €	163.058,01 €	118.005,81 €	424.882,94 €	2.056.101,06 €	0,662995347
2016	281.063,82 €	154.207,58 €	126.856,24 €	551.739,18 €	1.929.244,82 €	0,622090209
2017	281.063,82 €	144.693,36 €	136.370,46 €	688.109,64 €	1.792.874,36 €	0,578117185
2018	281.063,82 €	134.465,58 €	146.598,24 €	834.707,88 €	1.646.276,12 €	0,530846185
2019	281.063,82 €	123.470,71 €	157.593,11 €	992.301,00 €	1.488.683,00 €	0,48002986
2020	281.063,82 €	111.651,23 €	169.412,60 €	1.161.713,59€	1.319.270,41 €	0,425402311
2021	281.063,82 €	98.945,28 €	182.118,54 €	1.343.832,13€	1.137.151,87 €	0,366677695
2022	281.063,82 €	85.286,39 €	195.777,43 €	1.539.609,56€	941.374,44 €	0,303548733
2023	281.063,82 €	70.603,08 €	210.460,74 €	1.750.070,30€	730.913,70 €	0,235685099
2024	281.063,82 €	54.818,53 €	226.245,29 €	1.976.315,59€	504.668,41 €	0,162731693
2025	281.063,82 €	37.850,13 €	243.213,69 €	2.219.529,28€	261.454,72 €	0,08430678
2026	281.063,82 €	19.609,10 €	261.454,72 €	2.480.984,00€	0,00 €	0
						49,73%

Tabla 15. Préstamo para la planta de biogás. Fuente: Elaboración propia

Antes de comenzar con el análisis del VAN y la TIR explicaremos como hemos obtenido el % medio de fondos ajenos y el % medio de los fondos propios, como se observa en la tabla anterior vemos como el capital pendiente de amortizar es de 2.480.984€ siendo el 80% del total de la inversión (3.101.230,00€), donde además cada uno de los capitales pendientes de amortizar son divididos entre el total de la inversión y así con cada uno de ellos hasta llegar al año 15, obteniendo un resultado de **7,459291134** siendo la suma de los 15 años. A continuación aplicaríamos una media simple sobre los 15 años, obteniendo un resultado del **49,73%** siendo la media simple de los fondos ajenos y cuyo resultado es la suma anterior dividida entre los 15 años y la diferencia que sería el **50,27%** como el % medio para los fondos propios.

A partir de la determinación del préstamo francés calcularemos la tasa de descuento para posteriormente analizar el proyecto a través del VAN y la TIR.

La fórmula que emplearemos para el cálculo de la tasa de descuento (ke), será la siguiente;

$$Ke = \% \text{ medio fondos ajenos} \times 0,075 \times (1-0,3) + \% \text{ medio aportación socios} \times \text{coste capital propio}$$

$$Ke = 0,075 \times (1-0,3) \times 0,4973 + (1-0,4973) \times (X) = 10,22\%$$

$$0,52880825 \times (X) = 10,22\%; (X) = 0,15128; (X) = 15,13\%$$

Partiendo del resultado de la tasa de descuento del 10,22%, según la información recogida por GASPORC, el cual aplicaremos en las 2 alternativas propuestas y siendo la parte de la deuda o coste que la empresa debe soportar o pagar. Podremos hallar el coste capital propio que sería la mínima tasa de retorno o tipo de rendimiento interno que debemos obtener por la inversión de nuestro proyecto financiado con capital propio y siendo la retribución que reciben los inversores por proveer fondos a nuestro proyecto que será de un 15,13% aproximado, según observamos en la página anterior.

2.3.3. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional.

Inicialmente mostraremos la cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional sin subvención a través de las hipótesis que hemos ido desarrollando durante el proyecto de manera creíble y lógica y posteriormente hablaremos de la cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional con subvención del 10% como hemos dicho en el apartado anterior.

Además explicaremos como hemos obtenido los flujos de caja para llegar a la cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional a través de un esquema.

CUENTA DE RESULTADOS
(+) INGRESOS DE EXPLOTACIÓN
(-) CONSUMOS DE EXPLOTACIÓN
(-) PERSONAL
(-) SERVICIOS EXTERIORES
(-) AMORTIZACIÓN INMOVILIZADO
(-) OTROS GASTOS EXPLOTACIÓN
(+) SUBVENCIONES A LA EXPLOTACIÓN
= BENEFICIO EXPLOTACIÓN (BAII)
(-) INTERESES DE LA DEUDA
= BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS
(-) IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS
= BENEFICIO NETO

Tabla 16. Cuenta de Resultados para los FCF. Fuente: Elaboración

$\text{Free Cash Flow} = B^{\circ} \text{ Explotación} - \text{Impuesto } B^{\circ} \text{ Explotación} + \text{Amortizaciones} - \text{Inversiones.}$
--

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PREVISIONAL	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
(+) VENTAS	-	721.871,60 €	738.113,71 €	756.566,55 €	775.480,72 €	794.867,73 €	814.739,43 €
(-) GASTOS DE PERSONAL CONTRATADO	-	18.378,00 €	18.837,45 €	19.402,57 €	19.984,65 €	20.884,19 €	21.201,72 €
(-) OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-	186.597,96 €	191.262,91 €	197.000,80 €	202.910,82 €	208.998,14 €	215.268,09 €
(+) SUBVENCIÓN CTRE(15 años)	-	-	-	-	-	-	-
(-) AMORTIZACIONES(15 años)	-	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €
BAII	-	310.146,97 €	321.264,68 €	333.414,52 €	345.836,58 €	358.536,73 €	371.520,96 €
(-) GASTOS FINANCIEROS	-	186.073,80 €	178.949,55 €	171.290,98 €	163.058,01 €	154.207,58 €	144.693,36 €
BAI	-	124.073,17 €	142.315,14 €	162.123,54 €	182.778,56 €	204.329,15 €	226.827,59 €
(-) IMPUESTO (30%)	-	37.221,95 €	42.694,54 €	48.637,06 €	54.833,57 €	62.987,75 €	68.048,28 €
BENEFICIO NETO	-	86.851,22 €	99.620,59 €	113.486,48 €	127.944,99 €	143.030,41 €	158.779,32 €
CASH-FLOW(sin subvención)	-3.101.230,00 €	423.851,55 €	431.633,95 €	440.138,83 €	448.834,27 €	457.724,38 €	466.813,34 €

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
835.107,91 €	855.985,61 €	877.385,25 €	899.319,88 €	921.802,88 €	944.847,95 €	968.469,15 €	992.680,88 €	1.017.497,90 €
21.837,77 €	22.492,90 €	23.167,69 €	23.862,72 €	24.578,60 €	25.315,96 €	26.075,44 €	26.857,70 €	27.662,3 €
221.726,13 €	228.377,92 €	235.229,25 €	242.286,13 €	249.554,71 €	257.041,36 €	264.752,60 €	272.695,17 €	280.876,03 €
-	-	-	-	-	-	-	-	-
206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €
384.795,35 €	398.366,13 €	412.239,64 €	426.422,37 €	440.920,90 €	455.741,97 €	470.892,45 €	486.379,34 €	502.209,77 €
134.465,58 €	123.470,71 €	111.651,23 €	98.945,28 €	85.286,39 €	70.603,08 €	58.185,53 €	37.850,13 €	19.609,10 €
250.329,77 €	274.895,42 €	300.588,42 €	327.477,09 €	355.634,51 €	385.138,89 €	416.073,92 €	448.529,21 €	482.600,67 €
75.098,93 €	82.468,63 €	90.176,53 €	98.243,13 €	106.903,35 €	115.541,67 €	124.822,18 €	134.558,76 €	144.780,20 €
175.230,84 €	192.426,79 €	210.411,89 €	229.233,96 €	248.944,16 €	269.597,22 €	291.251,75 €	313.970,45 €	337.820,47 €
476.105,41 €	485.604,96 €	495.316,42 €	505.244,32 €	515.393,30 €	525.768,05 €	536.373,38 €	547.214,20 €	558.295,51 €

Tabla 17. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional sin subvención. Fuente:

Elaboración propia

Dentro de esta cuenta de pérdidas y ganancias previsional no hemos incluido el consumo ya que los bienes o materias primas que adquirimos para la producción de la energía eléctrica la realizamos con nuestros recursos disponibles, es decir, que en nuestro caso será el ganado del que disponemos y del cual extraemos la materia prima con lo cual no incurrimos en costes adicionales para nuestro aprovisionamiento.

En cuanto a los resultados obtenidos del VAN y la TIR en las 2 alternativas las mostraremos a continuación:

Para el **primer escenario** hemos obtenido un VAN y una TIR del proyecto sin subvención de;

VAN(sin subvención)	436.484,78 €
TIR(sin subvención)	12,51%

Como vemos en este caso, el VAN tiene un valor positivo lo que significa que el proyecto es viable o rentable y una TIR del 12,51% eso quiere decir que nuestra rentabilidad es mayor que nuestro coste de capital o coste de oportunidad del capital, por lo tanto aceptamos el proyecto.

Cuando el valor de $Ke > r = VAN < 0$; $TIR < Ke$; No acepta el proyecto
Cuando el valor de $Ke < r = VAN > 0$; $TIR > Ke$; acepta el proyecto

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PREVISIONAL	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
(+) VENTAS	-	721.871,60 €	738.113,71 €	756.566,55 €	775.480,72 €	794.867,73 €	814.739,43 €
(-) GASTOS DE PERSONAL CONTRATADO	-	18.378,00 €	18.837,45 €	19.402,57 €	19.984,65 €	20.584,19 €	21.201,72 €
(-) OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	-	186.597,96 €	191.262,91 €	197.000,80 €	202.910,82 €	208.998,14 €	215.268,09 €
(+) SUBVENCIÓN CTRE(15 años)	310.123,00 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €
(-) AMORTIZACIONES(15 años)	-	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €
BAI	-	330.821,84 €	341.939,55 €	354.089,38 €	366.511,45 €	379.211,60 €	392.195,82 €
(-) GASTOS FINANCIEROS	-	186.073,80 €	178.949,55 €	171.290,98 €	163.058,01 €	154.207,58 €	144.693,36 €
BAI	-	144.748,04 €	162.990,00 €	182.798,40 €	203.453,43 €	225.004,02 €	247.502,46 €
(-) IMPUESTO (30%)	-	43.424,41 €	48.897,00 €	54.839,52 €	61.036,03 €	67.501,21 €	74.250,74 €
BENEFICIO NETO	-	101.323,63 €	114.093,00 €	127.958,88 €	142.417,40 €	157.502,81 €	173.251,72 €
CASH-FLOW(con subvención)	-2.791.107,00 €	417.649,09 €	425.431,49 €	433.936,37 €	442.631,81 €	451.521,92 €	460.610,88 €

A la hora de determinar el calculo de los flujos de caja con subvención hemos tenido en cuenta la siguiente formula;

Free Cash Flow (con subvención)= B^oneto+ Amortizaciones + Gastos financieros*(1-t) - Subvención CTRE.

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
835.107,91 €	855.985,61 €	877.385,25 €	899.319,88 €	921.802,88 €	944.847,95 €	968.469,15 €	992.680,88 €	1.017.497,90 €
21.837,77 €	22.492,90 €	23.167,69 €	23.862,72 €	24.578,60 €	25.315,96 €	26.075,44 €	26.857,70 €	27.662,13 €
221.726,13 €	228.377,92 €	235.229,25 €	242.286,13 €	249.554,71 €	257.041,36 €	264.752,60 €	272.695,17 €	280.876,03 €
20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €	20.674,87 €
206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €	206.748,67 €
405.470,21 €	419.041,00 €	432.914,51 €	447.097,23 €	461.595,77 €	476.416,84 €	491.567,32 €	507.054,21 €	522.884,64 €
134.465,58 €	123.470,71 €	111.651,23 €	98.945,28 €	85.286,39 €	70.603,08 €	54.818,53 €	38.501,13 €	19.609,10 €
271.004,64 €	295.570,29 €	321.263,29 €	348.151,95 €	376.309,38 €	405.813,76 €	436.748,79 €	469.204,07 €	503.275,54 €
81.301,39 €	88.671,09 €	96.378,99 €	104.445,59 €	112.892,81 €	121.744,13 €	131.024,64 €	140.761,22 €	150.982,66 €
189.703,25 €	206.899,20 €	224.884,30 €	243.706,37 €	263.416,56 €	284.069,63 €	305.724,15 €	328.442,85 €	352.292,88 €
469.902,95 €	479.402,50 €	489.113,96 €	499.041,86 €	509.190,84 €	519.565,59 €	530.170,92 €	541.011,74 €	552.093,05 €

Tabla 18. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional con subvención. Fuente:

Elaboración propia

Sin embargo, en el **segundo escenario** los resultados del VAN y la TIR son los siguientes:

VAN(con subvención)	700.009,54 €
TIR(con subvención)	14,21%

Vemos como en este caso la situación cambia ya que nuestro proyecto con subvención consigue un VAN mayor, con lo cual nuestro coste de capital es inferior a la rentabilidad que nos ofrece la TIR, por lo que damos el proyecto como viable.

A la hora de elegir que proyecto sería el más rentable, optaríamos por el segundo escenario o la segunda alternativa ya que su VAN varía con respecto al VAN sin subvención en un 60,37%, es decir, que aumentado más de la mitad y la variación de su TIR ha aumentado un 13,65% con respecto a la TIR sin subvención por lo que decidimos escoger la segunda alternativa ya que nos ofrece una mayor rentabilidad y por tanto un mayor VAN.

Además la subvención de capital que recibimos es una subvención no reintegrable para la adquisición de activos nuevos por lo que el tratamiento será de imputar los ingresos del ejercicio en la misma proporción que amorticemos el activo fijo o, en su caso, cuando se produzca su enajenación, corrección valorativa por deterioro o baja en balance, que en nuestro caso será de 15 años.

2.3.4. PAYBACK descontado para las 2 alternativas

A continuación para ver la recuperación del proyecto mostraremos las siguientes tablas donde veremos el número de años en que tarda en recuperarse la inversión.

PAYBACK SIN SUBVENCIÓN

AÑOS	FC	ACUMULADO	ACUMULADO ACTUALIZADO	
2011	-3.101.230,00 €	-3.101.230,00 €	-3.101.230,00 €	
2012	423.851,55 €	-2.677.378,45 €	-2.716.668,40 €	
2013	431.633,95 €	-2.245.744,51 €	-2.361.348,20 €	
2014	440.138,83 €	-1.805.605,68 €	-2.032.613,06 €	
2015	448.834,27 €	-1.356.771,41 €	-1.728.458,31 €	
2016	457.724,38 €	-899.047,03 €	-1.447.031,94 €	
2017	466.813,34 €	-432.233,69 €	-1.186.622,85 €	
2018	476.105,41 €	43.871,72 €	-945.649,97 €	
2019	485.604,96 €	529.476,67 €	-722.652,31 €	
2020	495.316,42 €	1.024.793,09 €	-516.279,70 €	
2021	505.244,32 €	1.530.037,42 €	-325.284,29 €	
2022	515.393,30 €	2.045.430,71 €	-148.512,73 €	
2023	525.768,05 €	2.571.198,76 €	15.101,09 €	PAYBACK
2024	536.373,38 €	3.107.572,14 €	166.542,68 €	
2025	547.214,20 €	3.654.786,34 €	306.723,12 €	
2026	558.295,51 €	4.213.081,85 €	436.484,78 €	

Tabla 19. Payback descontado sin subvención. Fuente: Elaboración propia

Observando la tabla 19, vemos como el proyecto sin subvención tarda 12 años en recuperarse mientras que si observamos el PAYBACK descontado con subvención (tabla 20), vemos como el plazo de recuperación se reduce a 11 años, es decir, que con subvención recuperaríamos un año antes la inversión mientras que si optáramos por la otra alternativa tardaríamos un año más.

PAYBACK CON SUBVENCIÓN

AÑOS	FC	ACUMULADO	ACUMULADO ACTUALIZADO	
2011	-2.791.107,00 €	-2.791.107,00 €	-2.791.107,00 €	
2012	417.649,09 €	-2.373.457,91 €	-2.412.172,90 €	
2013	425.431,49 €	-1.948.026,43 €	-2.061.958,56 €	
2014	433.936,37 €	-1.514.090,06 €	-1.737.855,98 €	
2015	442.631,81 €	-1.071.458,25 €	-1.437.904,35 €	
2016	451.521,92 €	-619.936,33 €	-1.160.291,49 €	
2017	460.610,88 €	-159.325,45 €	-903.342,40 €	
2018	469.902,95 €	310.577,50 €	-665.508,80 €	
2019	479.402,50 €	789.979,99 €	-445.359,41 €	
2020	489.113,96 €	1.279.093,95 €	-241.571,04 €	
2021	499.041,86 €	1.778.135,82 €	-52.920,32 €	
2022	509.190,84 €	2.287.326,65 €	121.723,90 €	PAYBACK
2023	519.565,59 €	2.806.892,24 €	283.407,57 €	
2024	530.170,92 €	3.337.063,16 €	433.097,93 €	
2025	541.011,74 €	3.878.074,90 €	571.689,49 €	
2026	552.093,05 €	4.430.167,95 €	700.009,54 €	

Tabla 20. Payback descontado con subvención. Fuente: Elaboración propia

2.3.5. Análisis de la sensibilidad del proyecto

Este método consiste en ver la sensibilidad del resultado obtenido ante la variación de alguna de las magnitudes que definen la inversión.

El estudio de **la primera alternativa VAN sin subvención**, obtendríamos los siguientes valores;

ANÁLISIS DEL PUNTO MUERTO

VAN=0 si;

Analizando la inversión inicial podría variar de tal forma que los flujos que obtengamos no sean inferiores al desembolso ya que, de no ser así, no aceptaríamos el proyecto.

Por lo tanto para aceptar el proyecto sin subvención, el % de variación anual en el desembolso inicial debería de oscilar entre [0; 14%], es decir, que como máximo podremos invertir durante los 15 años hasta un 14% para que nuestro VAN sea cero,

es decir, que valores superiores al límite máximo, nos daría un VAN negativo y por tanto un proyecto no viable.

Por otro lado, si observamos los % de variación veremos que para un VAN=0 el % de variación anual de los gastos de explotación deberá de estar comprendido entre [0%; 38%], es decir, que como máximo los gastos de explotación durante los 15 años solo podrán aumentar hasta el 38% para que el VAN sea cero, mientras que para el % de variación anual de los ingresos deberá de estar comprendido entre [0;-10%], es decir, que los precios podrán bajar como máximo hasta el 10% durante los 15 años para que nuestro VAN sea cero, por lo tanto valores superiores al 38% y al 10% nos daría un VAN negativo y además el proyecto no sería viable.

Sin embargo, el coste de capital que nos anula el VAN nos da la frontera eficiente, es decir, el límite máximo que podemos asumir la tasa de descuento hasta que el VAN se vuelve positivo, coincidiendo con la TIR. Por lo que el proyecto será aceptable siempre y cuando el coste de capital esté comprendido entre [0; 12,51%].

% variación anual (inversión)	14%
% variación anual (gastos explotación)	38%
% variación anual (ingresos)	-10%
Ke	12,51%

Tabla 21. Análisis del punto muerto de la alternativa sin subvención. Fuente. Elaboración propia

ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD

A continuación seguiremos valorando la primera alternativa sin subvención, suponiendo un aumento del 10% en otros gastos de explotación, gastos de personal, tarifa e ingresos por tarifa y comparando la variación con respecto al VAN sin subvención.

Por tanto, los resultados serían;

ALTERNATIVA 1		
<u><i>Si aumenta un 10%</i></u>	<u><i>El VAN sin subvención sería:</i></u>	<u><i>La variación porcentual del VAN</i></u>
Gastos(durante los 15 años)	321.534,71 €	-26,335
Gastos de personal	425.163,36 €	-2,594
Tarifa	834.387,34 €	91,161
Ingreso por tarifa	869.929,50 €	99,304

Observando los valores vemos como aumentando los gastos en un 10% obtenemos un VAN inferior al actual, sobre todo en los gastos de explotación con un 26% frente a los gastos de personal con un 3% mientras que si aumentáramos la tarifa en un 10% obtendríamos un VAN mayor al actual en un 91% frente a un 99% de los ingresos por tarifa donde el proyecto sería viable.

Si la tasa de descuento es del :	El VAN sería:
10,22%	436.484,78 €
11%	276.823,61 €
12,67%	-28.005,63 €
13%	-83.072,89 €
12,51%	0,00 €

Tabla 22. Análisis de la sensibilidad de la alternativa sin subvención. Fuente. Elaboración propia

En cuanto a la tasa de descuento vemos como un porcentaje superior al 12,51% nos da un resultado negativo y viceversa.

El estudio de la segunda alternativa VAN con subvención, obtendríamos los siguientes valores;

ANÁLISIS DEL PUNTO MUERTO

VAN=0 si;

Analizando la inversión inicial podría variar de tal forma que los flujos que obtengamos no sean inferiores al desembolso ya que, de no ser así, no aceptaríamos el proyecto.

Por lo tanto para aceptar el proyecto con subvención, el desembolso inicial debería de oscilar entre [0; 25%] durante los 15 años y no superar el límite máximo ya que en caso contrario obtendríamos un VAN negativo y por tanto no viable.

Por otro lado, si observamos los % de variación anual veremos que para un VAN=0 el % de variación anual de gastos de explotación debería de estar comprendido entre [0%; 61%] donde el 61% sería el límite máximo al cual podríamos llegar aumentando los gastos para que nuestro VAN fuese cero durante los 15 años que dura el proyecto, mientras que el % de variación anual de los ingresos deberá de estar comprendido entre [0; -16%], es decir , que los precios podrían bajar como

máximo un 16% durante los 15 años para que nuestro VAN fuese cero, por lo tanto valores superiores al 61% y 16% nos daría un VAN negativo y por tanto el proyecto no sería viable .

Sin embargo, el coste de capital que nos anula el VAN nos da la frontera eficiente, es decir, el límite máximo que podemos asumir la tasa de descuento hasta que el VAN se vuelve positivo, coincidiendo con la TIR. Por lo que el proyecto será aceptable siempre y cuando el coste de capital esté comprendido entre [0; 14,21%].

% variación anual (inversión)	25%
% variación anual (gastos explotación)	61%
% variación anual (ingresos)	-16%
Ke	14,21%

Tabla 23. Análisis del punto muerto de la alternativa con subvención. Fuente. Elaboración propia

ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD

A continuación seguiremos valorando la segunda alternativa con subvención, suponiendo un aumento del 10% en otros gastos de explotación, gastos de personal, tarifa e ingresos por tarifa y comparando la variación con respecto al VAN con subvención.

Por tanto, los resultados serían;

ALTERNATIVA 2		
<u>Si aumenta un 10%</u>	<u>El VAN con subvención sería:</u>	<u>La variación porcentual del VAN</u>
Gastos(durante los 15 años)	585.059,47 €	-16,421
Gastos de personal	688.688,12 €	-1,617
Tarifa	1.097.912,10 €	56,842
Ingreso por tarifa	1.133.454,26 €	61,920

Observando los valores vemos como aumentando los gastos en un 10% obtenemos un VAN inferior al actual, sobre todo en los gastos de explotación con un 16% frente a los gastos de personal con un 2% mientras que si aumentáramos la tarifa en un 10% obtendríamos un VAN mayor al actual en un 57% frente a un 62% de los ingresos por tarifa donde el proyecto sería viable.

Si la tasa de descuento es del :	El VAN sería:
10,22%	700.009,54 €
11%	542.345,53 €
12,67%	241.341,76 €
13%	186.967,47 €
14,21%	0,00 €

Tabla 24. Análisis de la sensibilidad de la alternativa con subvención. Fuente. Elaboración propia

Observando la tasa de descuento vemos como el 14,21% nos anula nuestro VAN por lo que un porcentaje superior a este nos dará un resultado negativo.

Además, comparando ambas alternativas vemos claramente cual es la alternativa más idónea para la ejecución de nuestro proyecto que en nuestro caso sería la alternativa 2 porque vemos como en los gastos de explotación la disminución es mucho menor en nuestro VAN al igual ocurre con los gastos de personal aunque no hay tanta diferencia pero si hay que decir que en la alternativa 1 vemos como la variación porcentual es mucho mayor a la alternativa 2 aunque su VAN es claramente inferior a la alternativa 2 por lo que nos decantamos por la alternativa 2.

Capítulo 3:

Conclusiones.

La principal conclusión que podemos dar según los resultados obtenidos en la elaboración de nuestro proyecto es que es viable o rentable porque tanto las 2 alternativas nos ofrecen tasas de rentabilidades superiores a nuestros costes de capitales pero con diferencias, principalmente elegiríamos la alternativa 2 (con subvención) debido a que su VAN es de 700.009,54 € mayor que el VAN de la alternativa 1 (sin subvención) de 436.484,78 € existiendo una variación del 60,37% con respecto al VAN sin subvención y dado a que la TIR de la alternativa 1 (sin subvención) es de 12,51% siendo un valor inferior al de la alternativa 2 (con subvención) con un 14,21% , existiendo una variación del 13,65% respecto de la TIR sin subvención y todo ello gracias al efecto de la subvención.

También hemos de destacar la importancia de la recuperación de nuestro proyecto ya que nos ayuda a saber en cuanto tiempo vamos a recuperar lo invertido que en nuestro caso serían para la alternativa 1 (sin subvención) de 12 años para un proyecto de 15 años mientras que para la alternativa 2 (con subvención) es de 11 años

por lo que decidimos elegir la segunda opción dado a que tardamos menos tiempo en recuperar la inversión y porque los % de variación anual nos dan mejores resultados para la alternativa 2, ya que para tener pérdidas tendríamos que aumentar nuestros gastos de explotación en más de un 61% , aumentar también la inversión en más de un 25% y que los precios bajasen en más de un 16% mientras que la alternativa 1 (sin subvención) se encuentra en desventaja dado los % de variación anual obtenidos.

Por tanto, el planteamiento de nuevas granjas intensivas se debería hacer teniendo en cuenta este tipo de proyectos por las ventajas medioambientales y económicas que ofrece la legislación para la cogeneración.

En la actualidad las granjas ya existentes podrán beneficiarse de la barrera de entrada que existe ante la entrada de nuevas instalaciones por la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos que establece el RD- Ley 1/ 2012. Además España se encuentra en una gran posibilidad de negocio debido a que todavía estamos muy lejos en comparación con otros países como Alemania.

De todas maneras, para la implantación de estos sistemas formados por una planta de producción de biogás a partir de los recursos necesarios, que pueden ser muy variados, podemos revelar como una inversión que genera dichos ingresos a través de las siguientes razones;

- Dado que las tarifas y las primas se mantienen en los puestos más altos de todas las opciones de generación de energía en Régimen Especial que contempla el RD 661/2007. Actualmente para instalaciones de cogeneración con biogás procedente de la digestión anaerobia con potencias menores o iguales de 500 Kw. (Grupo a. 1.3; Subgrupo b.7.2), se tiene la 3ª tarifa más alta y la prima igual.
- Se pueden generar ingresos también por la venta de electricidad en mercados ya sea de cogeneración o de producción de electricidad solamente ya que la prima de referencia deberá de estar entre los límites inferiores y superiores más un pool que sería el precio pactado en el mercado.

- Se puede comercializar el digestato sobrante después del proceso de digestión anaerobia ya que se puede utilizar como fertilizante.
- En caso de expansión, podríamos realizar una recogida de residuos de las distintas granjas para contribuir a los problemas medioambientales de los purines y así aumentar nuestra producción sin sobrepasar los límites establecidos por la ley, además de recibir una contraprestación económica por dicha recogida de estiércol.
- Otra sería, la co-digestión anaerobia que nos permite la mezcla de residuos con el objetivo de aprovechar las sinergias de la mezcla y obtener un biogás de calidad.

En definitiva, destacar de este trabajo los conocimientos adquiridos en cuanto a su desarrollo y también destacar las ventajas medioambientales y económicas que ofrecen, además de animar a que este tipo de proyectos sean considerados e implantados en nuestra actividad teniendo en cuenta las zonas y la rentabilidad.

Capítulo 4:

Referencias bibliográficas.

- **Campos Pozuelo, 2001.** *Optimización de la digestión anaerobia de purines de cerdo mediante codigestión con residuos orgánicos de la industria agroalimentaria. (CAMP01).*
- **Consortio PROBIOGÁS, 2009.** *Cuantificación de materias primas de origen ganadero.*
- **Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2007.** *Biomasa: Digestores anaerobios. (IDAE07).*
- **Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2007.** *Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración. (IDAE07).*

Legislación:

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden ITC/3519/2009**, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- **Real Decreto 949/2009** por el que se establecen las bases reguladoras de las subvenciones para fomentar la aplicación de los procesos técnicos referidos en el Plan de biodigestión de purines, aprobado el 26 de diciembre de 2008.
- **Real Decreto-ley 9/2000**, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (Vigente hasta el 27 de enero de 2008).
- **Real Decreto 261/1996**, de 16 de Febrero, sobre protección contra la contaminación producida por los nitratos procedentes de aguas agrarias.
- **Resolución del 24 de Marzo de 2011 de la Dirección General del Agua**, por la que se determinan las aguas afectadas por la contaminación, o riesgo de estarlo, por aportación de nitratos de origen agrario en las hidrográficas intercomunitarias.
- **Ley 45/2007**, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.
- **Ley 10/1998**, de 21 de abril, básica de residuos.
- **Orden MAM/304/2002**, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la Lista Europea de Residuos.
- **Real Decreto 708/2002**, de 19 de julio, por el que se establecen medidas complementarias al Programa de Desarrollo Rural para las Medidas de Acompañamiento de la Política Agraria Común.

- **Real Decreto 4/2001**, de 12 de Enero, por el que se establece un régimen de ayudas a la utilización de métodos de producción agraria compatibles con el medio ambiente.
- **Real Decreto 324/2000**, de 3 de marzo, por el que se establecen normas básicas de ordenación de las explotaciones porcinas (modifica RD 3483/2000, de 29 de diciembre).
- **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Otros documentos:

- Apuntes de la asignatura: **Análisis y valoración de empresas**. Master SIAC. Curso 2011/2012.
- Apuntes de la asignatura: **Dirección Financiera. Análisis de Inversiones**. Francisco J. Calero García, Alicia Correa Rodríguez y Urbano Medina Hernández (2005).

Páginas Web:

- **www.bentec.es** Plantas de biogás. [consultado en Junio de 2012].
- **www.ecobiogas.es** Plantas de biogás. [consultado en Mayo 2012].
- **www.gasporc.com** Gas Anaerobic System, S.L. [consultado en Mayo 2012].
- **www.ine.es** Instituto Nacional de Estadística. [consultado en Mayo 2012].
- **www.probiogas.es** PROBIOGÁS. [consultado en Mayo de 2012].
- **www.ree.es** Red Eléctrica de España. [consultado en Mayo de 2012].