

Mon
621.3121
M966
2013



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN

CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

TRABAJO MONOGRÁFICO

**ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA A TRAVÉS DE UNA CENTRAL DE BIOMASA EN EL COMPLEJO INDUSTRIAL
SAN MARTIN S.A.**

**PRESENTADO A LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA COMO REQUISITO
PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTORES: Walter Antonio Munguía
Dick Heslim Gadea Godoy**

TUTOR: Ing. Julio Canales

Managua, Nicaragua Febrero de 2013

RESUMEN

Los mataderos, las plantas de procesamiento de carne y las industrias asociadas a la elaboración de subproductos se generan gran cantidad de residuos líquidos y sólidos con altas cargas orgánicas contaminantes acompañadas de la emisión de olores desagradables. Las principales fuentes generadoras de residuos líquidos en los mataderos son las aguas de lavado y las aguas provenientes de los procesos de desangrado y eviscerado. Los desechos sólidos orgánicos se producen en los tamices, separadores de grasas, en la limpieza de canales, establos y en la matanza de los animales.

Actualmente en la planta San Martín el estiércol y los demás remanentes de los procesos de matanza de 550 reses a diario pasan por un proceso de filtrado de sólidos y son descargados en 2 lagunas de oxidación que se encuentran dentro de la propiedad del matadero con unas dimensiones de 24,500 m³ cada una con la finalidad de descontaminar parte de la descarga diaria de agua para su posterior utilización en los campos de cultivos aledaños.

El volumen y capacidad calorífica del biogás tiene un potencial energético primario de 1,216,137 KWH mensuales, para explotar este potencial energético fue seleccionada la tecnología de motores alternativos de combustión interna o también conocidos como (MACI) porque en ella se aprovecha al máximo el potencial de producción de energía eléctrica, esto debido a su alta eficiencia general y eléctrica además de aprovechar gran parte del potencial térmico producto de la combustión del Biogás.

Con la energía primaria aplicada a los motores es posible cubrir un 80% del consumo eléctrico de la planta cubriendo así los circuitos más importantes de esta además de ello se aprovecha la producción de agua caliente y vapor para los procesos industriales de esta.

Además de ello basándonos en el hecho de que cubriríamos el 80% de la carga instalada se plantea la posibilidad de trabajar en paralelo con la red eléctrica comercial para cubrir el 100% de la demanda y además se plantean opciones de circuitos los cuales dejan abierta la posibilidad de trabajar en aislamiento en caso de falla en el suministro eléctrico comercial.

En cuanto al estudio financiero, las herramientas de evaluación nos indican que el proyecto es rentable haciendo uso o no de la energía térmica como subproducto de la cogeneración. Además de ello basándonos en la metodología de la línea base aprobada por la MDI (Mecanismo para un desarrollo limpio) determinamos que la cantidad de contaminantes que se evita expulsar a la atmósfera es de 462.6862 Libras. Anuales de NO₂ y 580.4311 Libras. Anuales de CO₂.

AGRADECIMIENTOS

A Industrial San Martin por abrirnos las puertas de la planta de procesamiento de carnes y brindarnos el apoyo en todo lo necesario para realizar el estudio.

Un especial agradecimiento al Ing. Jorge Gallo representante de Aqualimpia Ingenieros en Nicaragua y al Ing. Adolfo Baronchelli de grupo AB ya que a pesar de su lejanía geográfica nos demostró su apoyo incondicional.

A nuestro tutor Ing. Julio Canales, por su orientación y apoyo durante la realización del trabajo.

INDICE GENERAL

<i>RESUMEN</i>	<i>i</i>
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	<i>ii</i>
<i>INDICE GENERAL</i>	<i>iii</i>
<i>INDICE DE TABLAS</i>	<i>iv</i>
<i>INDICE DE FIGURAS</i>	<i>vi</i>
<i>ABREVIATURAS</i>	<i>vii</i>
<i>I. INTRODUCCION</i>	<i>1</i>
<i>II. OBJETIVOS</i>	<i>4</i>
<i>III. JUSTIFICACION</i>	<i>5</i>
<i>IV. MARCO TEORICO</i>	<i>6</i>
<i>V. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION</i>	<i>22</i>
<i>VI. ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS</i>	<i>23</i>
<i>VII. CONCLUSIONES</i>	<i>60</i>
<i>VIII. BIBLIOGRAFIA</i>	<i>62</i>
<i>IX. ANEXOS</i>	<i>63</i>

INDICE DE TABLAS

Tabla.1 Porcentajes adecuados de los elementos presentes en el biogás.	6
Tabla.2 Equivalencias energéticas para 1m ³ de biogás.	7
Tabla.3 Introducción de datos al programa	24
Tabla.4 Resultados generación de biogás.....	25
Tabla.5 Resultados generación de energía eléctrica	25
Tabla.6 Resultados generación de energía térmica.....	25
Tabla.7 Catalogo de tecnologías CHP	26
Tabla.8 Costos Generales por Tecnologías	27
Tabla.9 producción de energía basada en la relación Potencia/Calor	27
Tabla.10 Energía térmica disponible de los motores.....	31
Tabla.11 Datos de placa economizador de agua caliente.	35
Tabla.12 Datos de placa del intercambiador de calor de placas paralelas.....	36
Tabla.13 Datos de placa del aerorefrigerador	37
Tabla.14 Datos de placa del intercambiador de calor de placas paralelas circuito de BT.....	37
Tabla.15 Las condiciones de trabajo de la torre de refrigeración.....	38
Conectada a un punto de la red de media tensión.....	42
Tabla. 16 Costos Tangibles para tecnología MACI con Financiamiento.	44
Tabla.17 Costos Tangibles para tecnología MACI sin Financiamiento.	45
Tabla.18 Costos Intangibles varios con financiamiento	45
Tabla.19 Costos Intangibles varios sin financiamiento.....	45
Tabla.20 Costos de capital de trabajo con financiamiento	46
Tabla.21 Costos de capital de trabajo sin financiamiento	46
Tabla.22 Costo total de inversión con financiamiento.....	46
Tabla.23 Costo total de inversión sin financiamiento.....	46
Tabla.24 Préstamos a realizar para el proyecto con financiamiento a 5 años.....	47
Tabla.25 Comparación del VPN con y sin financiamiento	48
Tabla.26 Comparación de la TIR con y sin financiamiento.....	49

Tabla.27 Comparación de la TRI con y sin financiamiento	50
Tabla.28 Establecimiento del flujo financiero con financiamiento.	51
Tabla.29 Establecimiento del flujo financiero sin financiamiento.	52
Tabla.30 Contaminantes de las Tecnologías CHP	58
Tabla.31 Beneficios del proyecto en la reducción de emisiones.	59

INDICE DE FIGURAS

Fig.5 Producción biogás/TRH	12
Fig.6 Clasificación de los digestores.....	15
Fig.7 Descripción de los sistemas de manejo de sustrato.....	16
Fig.8 Esquema cogeneración motor alternativo	17
Fig.9 Flujos de energía en una Turbina de Gas.....	19
Fig.10 Diagrama de flujo de una turbina de vapor.....	20
Fig.11 Flujos de energía en un ciclo combinado de gas natural	21
Fig.12 Generador eléctrico (MACI) con caldera de recuperación	28
Fig.13 Sistema de cogeneración modular.....	30
Fig.14 Diagrama Instalación planta cogeneración	33
Fig.15 Esquema caldera de recuperación de gases de escape.....	35
Fig.16 Intercambiador de Placas	36
Fig.17 Aerorefrigerador	37
Fig.18 Esquema torre de refrigeración	38
Fig.19 Interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala Conectada a un punto de la red de media tensión	42
Fig. 20 Interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala conectada a un punto de la red de baja tensión	43
Fig. 21 Tendencia de precios de tarifa T5E	47
Fig.22 Funcionamiento del Mercado de Bonos de Carbono	56

ABREVIATURAS

CHP	PRODUCCION COMBINADA DE CALOR Y ENERGIA
EPA	AGENCIA DE PROTECCION AMBIENTAL USA
GD	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
IEEE	INSTITUTO DE INGENIEROS ELECTRICOS Y ELECTRONICOS
KW	KILOVATIOS
KWH	KILOVATIOS HORA
MGD	MILLONES DE GALONES DIARIOS
SSV	SÓLIDOS SUSPENDIDOS VOLÁTILES
TIR	TASA INTERNA DE RETORNO
VPN	VALOR PRESENTE NETO
TREMA	TASA DE RENDIMIENTO MÍNIMA ACEPTABLE
MACI	MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA
MDL	MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO
BTU	UNIDAD TERMICA BRITANICA
CV	CABALLO DE VAPOR
DQO	DEMANDA QUÍMICA DE OXÍGENO
MS	MASA SECA
MV	MASA VOLÁTIL
COV	CARGA ORGÁNICA VOLUMÉTRICA
TRH	TIEMPO DE RETENCIÓN HIDRÁULICA
AGV	ÁCIDOS GRASOS VOLÁTILES
PH	POTENCIAL HIDROGENO
TV	TURBINAS DE VAPOR
TG	TURBINAS DE GAS
CSTR	DIGESTOR DE AGITACION CONTINUA
O&M	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
TRH	TIEMPO DE RETENCIÓN HIDRÁULICA
T5E	TARIFA DE COBRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EMPRESAS IND
GN	GAS NATURAL
CER	CERTIFICADO DE EMISIONES RESIDUALES

I. INTRODUCCION

Dentro de los recursos de energía renovables se encuentran los combustibles de biomasa, y entre ellos el biogás, que representa una alternativa energética amigable con el medio ambiente o como la llaman energía verde.

El Biogás conocido también como "Gas de los Pantanos" se produce por la fermentación anaeróbica (sin oxígeno) de residuos orgánicos e inorgánicos que mezclados con agua y depositados en un recipiente cerrado e impermeable llamado biodigestor a temperatura entre los 20° y 30° C se descomponen debido a las bacterias anaerobias.

Las principales fuentes de biogás aprovechadas alrededor del mundo son:

- * Rellenos sanitarios.
- * **Granjas/Establos/Rastros.**
- * Plantas procesadoras de alimentos.
- * Plantas de tratamiento de aguas servidas.

El matadero San Martín localizado en Nandaimé será el local donde realizamos el estudio. El fin de la investigación será el análisis de una propuesta de prefactibilidad para la realización de una planta de cogeneración utilizando el biogás producido en un biodigestor anaeróbico. Esto se hará estudiando todas las perspectivas entre las tecnologías disponibles, con el fin de recomendar aquella que resulte más adecuada desde el punto de vista técnico y económico.

Habitualmente los usuarios satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el usuario, suele conllevar unos costes elevados, y desde el punto de vista de uso racional de la energía bastante ineficiente. La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir de forma importante la factura energética de ciertos consumidores, sin alterar su demanda energética.

Se define cogeneración como la producción simultánea de energía mecánica (transformada en electricidad) y energía térmica útil. Igualmente, nos referimos a poligeneración como la producción simultánea y conjunta de tipos adicionales de energía útil: frío (tri-generación para climatización y agua fría de proceso), aire comprimido, otros tipos de energía mecánica, vapor y/o agua caliente a diferentes temperaturas, etc.

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contra posicional sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero este no es aprovechado y es eliminado al ambiente.

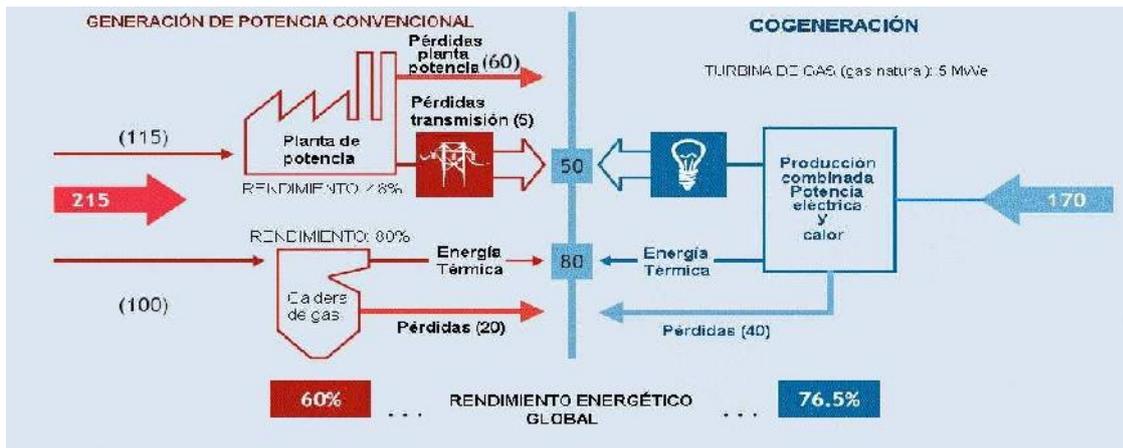


Fig.1 Sistema convencional generación de energía/Sistema Cogeneración.

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, y a que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía.

Este aprovechamiento simultáneo (electricidad+calor), que con lleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la generación eléctrica convencional, en la cual no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario. Analizando lo que antecede, podemos señalar las principales características diferenciales de la cogeneración:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional.
- Se produce la energía allí donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte, y aumenta la autonomía de las fábricas.

El usuario que cogenera sigue demandando la misma cantidad de energía (calor y electricidad) que en la situación primitiva, cuando compraba la electricidad a la compañía eléctrica y el combustible a la compañía suministradora. Su ventaja es económica, ya que obtiene la misma cantidad de energía a menor coste.

Esto implica obviamente una inversión que debe amortizarse en un plazo de tiempo razonable. Las principales ventajas de la cogeneración son las siguientes:

- Ahorro de energía primaria: El consumo de combustible para producir 1kwh eléctrico con una instalación de cogeneración es inferior al de una central térmica convencional.
- Ahorro económico, a consecuencia de lo anterior mejora medioambiental, permitiendo un desarrollo sostenible, reduciendo las emisiones al disminuir el consumo de energía primaria.
 - Elimina pérdidas por transporte y distribución de energía eléctrica.
 - Disminuye la dependencia energética del exterior.
 - Posibilita industrializar zonas alejadas de las redes de distribución eléctrica.

Una central termo-eléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuelóleo, gasóleo, gas natural) para producir energía térmica, que es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica de alta calidad.

Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas (estas últimas plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para dar suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda).

En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%, el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica.

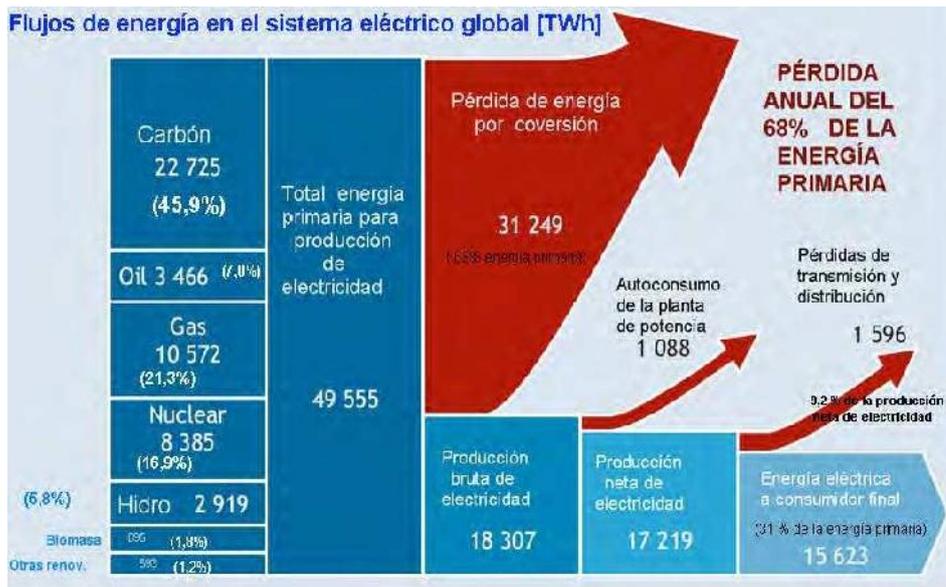


Fig.2 Flujos de energía en el sistema eléctrico convencional.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos pueden aprovechar el cual se desecharía de otra forma; de esta manera la producción de electricidad y el aprovechamiento de calor residual se pueden dar de manera simultánea. Este concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, obteniendo a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

II. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Realizar el estudio de prefactibilidad de una planta de cogeneración situado en el matadero San Martín en la ciudad de Nandaime municipio de Granada para suplir las necesidades eléctricas y térmicas de este.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Recopilar la información necesaria para abordar el tema con profundidad y claridad que amerita la investigación.
- Calcular la capacidad de generación de energía eléctrica necesaria para la planta de biogás y el matadero
- Determinar técnicamente la tecnología adecuada a utilizar, así como analizar las implicaciones de la implementación de la misma.
- Establecer los flujos de efectivo del proyecto, a fin de determinar la tasa interna de retorno, la tasa mínima atractiva de rendimiento y el tiempo de recuperación de capital.
- Determinar los impactos y/o beneficios ambientales que traería una planta de este tipo.

III. JUSTIFICACION

El proyecto involucra el estudio de una fuente alterna de energía que actualmente en nuestro país solo se desarrolla desde un punto de vista rural obviando el gran potencial que este presenta a nivel de generación industrial en energía eléctrica y térmica como es la cogeneración a través de la biomasa que es beneficioso para el medio ambiente ya que encontramos una manera de aprovechar los desechos orgánicos de esta planta de procesamiento de carne (matadero).

La generación y uso del biogás como fuente de energía renovable, es una opción con garantía de rentabilidad, pues no sólo resuelve un problema ambiental al momento de reutilizar materia orgánica sino que permite a las instalaciones ganaderas un ahorro económico al volverse autosustentable en energía eléctrica y calorífica. El reaprovechamiento económico del metano generado por los residuos puede colaborar en la reducción de la emisión de gases invernadero. Así mismo, puede contribuir a reducir el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles lo cual trae consigo la adopción de tecnologías de acuerdo a las posibilidades de los productores para el aprovechamiento de los residuos.

El empleo energético de la biomasa presenta numerosas ventajas, tanto para el propietario de la instalación de aprovechamiento como sociedad.

3.1. Beneficios energéticos

- Proceso neto de producción de energía
- Generación de un combustible renovable de alta calidad

3.2. Beneficios medio ambientales

Realizada en las condiciones adecuadas, la combustión de biogás produce agua y dióxido de carbono. La cantidad emitida de (principal responsable del efecto invernadero) fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento.

Es decir, el CO₂ de la biomasa viva forma parte de un flujo de circulación natural entre la atmósfera y la vegetación, por lo que no supone un incremento del gas invernadero en la atmósfera (siempre que la vegetación se renueve a la misma velocidad a que se degrada). Además, no produce emisiones sulfuradas o nitrogenadas, ni partículas sólidas.

Por otra parte el uso de combustibles fósiles para obtener energía, sobre todo eléctrica, tiene como consecuencia el vertido de sustancias tóxicas al aire o al mar, dañando la naturaleza a corto, medio y largo plazo. Frente a esta situación y en un futuro no muy lejano, parece clara la necesidad de una transición en las fuentes de energía desde su actual dependencia de los hidrocarburos a nuevas energías renovables cada vez más ecológicas.

3.3. Beneficios económicos

- Producción de energía (electricidad y calor)
- Producción de bioabono de alta calidad (venta del producto)
- Beneficios macro económicos a través de la generación descentralizada de energía reduciendo costos de importación y de protección ambiental
- El aprovechamiento energético de la biomasa contribuye a la diversificación energética, uno de los objetivos marcados por los planes energéticos tanto a escala nacional como mundial.

IV. MARCO TEORICO

4.1 EL BIOGÁS

El biogás es un combustible natural, no fósil, de alto poder calorífico dependiente del contenido de gas metano. El aprovechamiento del biogás es muy amplio, ya que puede ser utilizado en turbinas de gas, calderas y motores de combustión interna modificados y generar directamente energía eléctrica a partir del accionamiento de un alternador.

El poder calorífico del biogás es de 4700 a 5500 kcal/m³ dependiendo del contenido de gas metano CH₄ y puede generar una cantidad de calor equivalente a 22.000 BTU/m³. Su temperatura de ignición es similar a la del metano puro y varía de 650 a 750°C. El biogás no se quema o explota con facilidad. No se puede quemar solo, sino que se necesita una mezcla homogénea de aire-biogás para que se encienda. No se puede con un fosforo. Una fuga de biogás que sale por un agujero de algún punto de la instalación, ya que el fósforo se apaga Inmediatamente al entrar en contacto con el biogás por falta de una mezcla adecuada de oxígeno. Una fuga se vuelve explosiva cuando el biogás tiene tiempo suficiente para mezclarse con oxígeno y llegar a formar una mezcla con un contenido de aire de 6-12%

Un m³ de biogás que se aprovecha en un generador de energía eléctrica es suficiente para generar 2 kwh de electricidad, generar unas 20 horas de luz equivalente a una bombilla de 100 W o hacer funcionar un motor de. (1CV = 735,498 750 000 00 W) durante 2 horas.

Todos estos valores dependen totalmente de que la composición del biogás sea la correcta. A continuación se muestran los porcentajes adecuados de los elementos presentes en el biogás.

Componentes	Contenido
Metano	50 – 60 %
Dióxido de Carbono	30 – 40 %
Hidrógeno	5 – 10 %
Nitrógeno	1 – 2 %
Oxígeno	0,1 %
Sulfuro de hidrógeno	0 – 1 %

Tabla.1 Porcentajes adecuados de los elementos presentes en el biogás.

En la siguiente tabla se muestran algunas equivalencias energéticas para 1m³ de biogás.

Cantidad equivalente	Tipo de biomasa o sustrato	Capacidad energética
0,71 l	Fuel - Oil	12 kWh/l
0,8 l	Gasolina	16 kWh/l
0,7 kg	Carbón	8,5 kWh/kg
1,5 kg	Madera	4,5 kWh/kg
0,6 m ³	Gas natural	5,3 kWh/m ³
0,24 m ³	Gas propano	25 Wh/m ³

Tabla.2 Equivalencias energéticas para 1m³ de biogás.

4.1.1 La digestión anaerobia

El biogás se produce a través de la degradación anaerobia de la biomasa. La digestión anaerobia es un proceso natural microbiano que ocurre de forma espontánea en la biomasa en ausencia de oxígeno. Genera una mezcla de gases (principalmente metano y dióxido de carbono) conocida como biogás y una suspensión acuosa (bioabono) que contiene los componentes no degradados o parcialmente degradados y restos inorgánicos inicialmente presentes en la biomasa. Esta reacción se genera dentro de unos depósitos o tanques cerrados herméticamente llamados biodigestores. A grandes rasgos se pueden definir como recipientes y tanques que permitan la carga (afluente) de sustratos (Biomasa) y descarga (efluente) de bioabono-biol y poseen un sistema de recolección de almacenamiento de biogás para su aprovechamiento energético. En este proyecto el término biomasa o sustrato se refiere a toda la materia orgánica que proviene de los desechos de los procesos de destace, desangre y aguas negras del matadero.

4.1.2 Características del proceso

El proceso de digestión se puede comparar con el proceso que ocurre en el interior de los estómagos de los rumiantes. La digestión anaeróbica es un proceso complejo desde el punto de vista microbiológico; está en marcado en el ciclo anaerobio del carbono, siendo posible transformar la biomasa en ausencia de oxígeno en compuestos volátiles.

Cuando se acumula materia orgánica (compuesta por polímeros, como carbohidratos, proteínas, celulosa, lípidos, etc.) en un ambiente acuoso, los microorganismos aerobios, actúan primero, tratando de alimentarse de este sustrato. Este proceso consume el oxígeno disuelto que pueda existir. Después de esta etapa inicial, cuando el oxígeno se agota, aparecen las condiciones necesarias para que la flora anaerobia se pueda desarrollar consumiendo también, la materia orgánica disponible. Como consecuencia del proceso respiratorio de las bacterias se genera una importante cantidad de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y trazas de nitrógeno (N₂), hidrógeno (H₂) y ácido sulfhídrico (H₂S).

Aunque la digestión anaerobia es un proceso ampliamente conocido, en la práctica existe todavía información muy limitada sobre los procesos químicos que la ocasiona y su microbiología bacteriana. Sin embargo, se puede afirmar en líneas generales que la digestión anaerobia se desarrolla en cuatro etapas durante las cuales la biomasa se des compone en moléculas más pequeñas para la obtención de biogás y bioabono, como producto final, por la acción de diferentes tipos de bacterias.

4.1.2.1 Hidrólisis– En esta etapa la materia orgánica es metabolizada por los microorganismos, de manera que se descomponen las cadenas largas de materia orgánica en otras más cortas, obteniéndose los productos intermedios. La materia orgánica es descompuesta por la acción de un grupo de bacterias hidrolíticas anaeróbicas que hidrolizan grasas, proteínas y carbohidratos transformando estas moléculas complejas en polímeros más simples. La hidrólisis es por tanto, la conversión de polímeros en sus respectivos monómeros. Durante la hidrólisis ya hay producción de CO₂.

4.1.2.2 Acidogénesis–En esta fase se convierten los productos intermedios en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. Estas dos primeras fases las llevan a cabo un primer grupo de bacterias, las hidrolíticas acidogénicas, que hidrolizan y fermentan las cadenas complejas de la materia orgánica en ácidos grasos volátiles.

El consumo del oxígeno molecular del aire produce el ambiente anaerobio ideal para el desarrollo de las bacterias estrictas. El crecimiento bacteriano en esta etapa es rápido. En esta primera etapa no hay una reducción significativa del DQO (demanda química de oxígeno) del sustrato, puesto que las cadenas orgánicas más complejas se transforman en cadenas más cortas, sin consumo o reducción de la materia orgánica presente.

4.1.2.3 Acetogénesis– Esta etapa la llevan a cabo las bacteria acetogénicas y realizan la degradación de los ácidos orgánicos donde los alcoholes, ácidos grasos y compuestos aromáticos produciendo ácido acético y liberando como productos hidrógeno y dióxido de carbono que son los sustratos de las bacterias metanogénicas. Esta reacción es endotérmica ya que necesita energía para ser realizada y es posible gracias a la estrecha relación simbiótica con las bacterias metanogénicas que substraen los productos finales del medio minimizando la concentración de los mismos en la cercanía de las bacteria acetogénicas.

Esta baja concentración de productos finales es la que activa la reacción y actividad de estas bacterias, haciendo posible la degradación manteniendo el equilibrio energético.

4.1.2.4 Metanogénesis– En esta fase un segundo grupo de bacterias convierte los ácidos orgánicos en metano y dióxido de carbono. Se trata de bacterias metanogénicas estrictamente anaerobias, es decir que la presencia de oxígeno molecular las elimina. Las más importantes son las que transforman los ácidos propanoico y acético, denominadas bacterias metanogénicas acetoclásticas. El otro grupo de bacterias metanogénicas, las hidrogenófilas, consumen el hidrógeno generado en la primera parte de la reacción y lo convierten en biogás.

Las tasas de crecimiento de las bacterias metanogénicas son cinco veces menores que las de la fase de acetogénesis, por ello, son las que limitarán el proceso de degradación anaerobia. Son también las que condicionarán el tiempo de retención de la biomasa en el digestor así como la temperatura del proceso.

4.1.3 Parámetros importantes

La actividad metabólica involucrada en el proceso de producción de gas metano se ve afectada por diversos factores. Debido a que cada grupo de bacterias que intervienen en las distintas etapas del proceso responde de forma diferente a la influencia de estos factores, no es posible dar valores cualitativos sobre el grado en que afecta cada uno de ellos a la producción de gas de forma precisa. Entre los factores más importantes que influyen en la producción de biogás están los siguientes:

4.1.3.1 Ausencia de oxígeno

Las bacterias metanogénicas son seres vivos que solo pueden existir en ambientes anóxicos, en ausencia de oxígeno. La razón por la cual las bacterias metanogénicas no se mueren o se inhiben inmediatamente en presencia de oxígeno es porque viven en conjunto con otras bacterias que sí pueden sobrevivir en estos ambientes. Estas son las bacterias facultativas que pueden vivir en presencia de oxígeno y en ausencia de él. Es por esta razón que para que ocurra un proceso anaerobio óptimo deben crearse las condiciones para la formación de un medio que no contenga más de un 3-5% de oxígeno en el interior del digestor. Si se sobre pasa este valor podría inhibirse el proceso digestivo.

4.1.3.2 Masa seca (MS)

La masa seca se define como la cantidad de sólidos que contiene la biomasa. Este valor se define también como la materia seca total con la que se alimenta diariamente al digestor. El porcentaje óptimo de sólidos en la mezcla a digerir en el digestor no debe ser mayor al 15%. Se logra esta dilución mezclando la biomasa con agua o recirculando el biol. Esta dilución es importante para establecer un mejor contacto de las bacterias con el sustrato. Mezclas de biomasa con porcentajes de masa seca mayor de 15% son difíciles de bombear por las tuberías de alimentación al digestor. También son muy difíciles de agitar en los digestores que requieren grandes cantidades de energía para su agitación.

4.1.3.3 Masa volátil (MV)

La masa volátil o sólidos volátiles es el volumen de masa orgánica que contiene la biomasa. Se determina la masa volátil estimando el contenido de cenizas que se obtiene de una muestra de masa seca después de la incineración de esta durante 6 horas a 550°C.

El conocimiento de la MV es importante ya que solo este porcentaje es el contenido real de masa orgánica en la biomasa. El resto es humedad, trazas inorgánicas y otras materias que no producen biogás. Únicamente este contenido de MV es el que produce el biogás durante la digestión anaeróbica en el biodigestor.

4.1.3.4 Carga orgánica volumétrica (COV)

Se entiende como COV la cantidad de materia orgánica volátil (MV) con la que se alimenta diariamente al biodigestor por m³ de volumen de digestor. Se define en Kg de MV por m³ de volumen de digestor (KgMV/ m³). El valor de la COV depende mayormente de la temperatura del proceso en el interior del digestor y del tiempo de retención hidráulica (TRH). La COV es considerada como un parámetro para controlar la carga del digestor y es un factor determinante para el dimensionamiento de este. Si el sustrato está muy diluido las bacterias no tienen suficiente alimento para vivir, mientras que un exceso de sólidos disminuye la movilidad de los microorganismos y por consiguiente la efectividad del proceso, ya que les impide acceder al alimento.

A mayor temperatura y mayor TRH, mayor puede ser la COV y por lo tanto con más masa orgánica puede ser alimentado el digestor. Pero a mayor COV mayor es el riesgo de inhibir el proceso, y a que se carga demasiada biomasa a las bacterias. En este caso el proceso se vuelve muy inestable y tiene que ser observado y analizado con más frecuencia.

4.1.3.5 Temperatura

Existen tres rangos de temperatura para la digestión anaeróbica. Un rango psicrófilico (por debajo de 25°C), uno mesofílico (entre 25 y 45°C) y otro termofílico (entre 45 y 60°C). La velocidad de degradación de la biomasa a temperaturas superiores a 45°C es mayor que a temperaturas más bajas, sin embargo las bacterias son sumamente sensibles a los cambios ambientales especialmente a una disminución repentina de sólo unos pocos grados. Temperaturas más bajas implican tiempos de retención más largos, y por lo tanto mayores volúmenes de digestor.

Generalmente el régimen termofílico se ha relacionado con mayores problemas de estabilidad. Sin embargo se ha encontrado información donde se afirma que las plantas termofílicas son tan estables y tan operables como las mesofílicas presentando, además de las ventajas antes mencionadas, una mayor producción de biogás por unidad de sólidos volátiles y una mejora en el pos tratamiento, ya que el efluente de la digestión termofílica es más fácilmente deshidratable, junto con una menor producción de malos olores.

El tratamiento termofílico presenta la importante ventaja de la mayor eliminación de organismos patógenos, que puede ser un factor clave en función del destino final de efluente, sobre todo para su uso como fertilizante orgánico como es el caso de este proyecto.

La higienización se realiza calentando la biomasa a una temperatura de 70°C durante una hora. Además después de este proceso, y previo a la alimentación de la biomasa en el digestor, hay que reducir o igualar la temperatura de la biomasa a la temperatura del digestor. Un tratamiento termofílico por encima de 50°C reúne en un solo paso el tratamiento de higienización y el de digestión anaerobia reduciendo costes de construcción, costes de mantenimiento, espacio utilizado y disminuyendo posibles puntos de fallo.

Todas estas consideraciones deben ser evaluadas antes de escoger un determinado rango de temperaturas para el funcionamiento de un digestor ya que a pesar de incrementarse la eficiencia y producción de biogás, paralelamente aumentarán los costes de instalación, operación y mantenimiento y la complejidad de la misma.

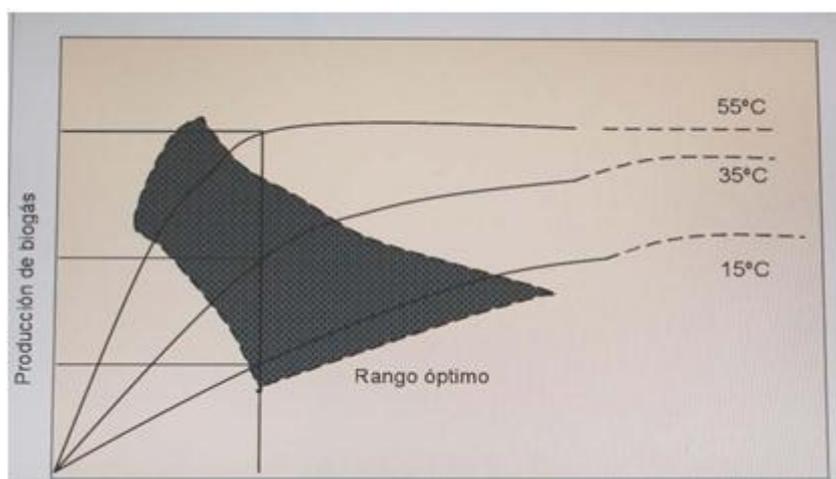


Fig.3 Producción de biogás/Temperatura

Para la instalación de este proyecto se ha considerado que el régimen a utilizar será un régimen termofílico, ya que la temperatura está íntimamente relacionada con los tiempos que debe permanecer la biomasa dentro del digestor para completar su degradación (TRH). A medida que aumenta la temperatura disminuyen los tiempos de retención y en consecuencia se necesitará un menor volumen de digestor para digerir una misma cantidad de biomasa. Para este proyector resulta muy sencillo alcanzar este nivel ya que las aguas provenientes de los procesos de limpieza de la carne salen a una temperatura promedio de 50 grados y a eso se suma que están en un ambiente cerrado y la temperatura natural del lugar ayudan al proceso sin necesidad de hacer muchos esfuerzos por proponer sistemas de calefacción.

4.1.3.6 Tiempo de retención hidráulica (TRH)

El TRH es el tiempo de permanencia de la biomasa del digestor. No existe un criterio unificado para determinar el tiempo de retención. Este valor depende de la temperatura ambiental y de la carga orgánica del digestor (COV). Estos dos valores determinan el volumen del digestor. El tiempo de retención se define como el valor en días del cociente entre el volumen del digestor y el volumen de carga diaria. Como ya se ha comentado anteriormente, la selección de una mayor temperatura de proceso implicará una disminución en los tiempos de retención requeridos y consecuentemente serán menores los volúmenes del digestor necesarios para digerir un determinado volumen de biomasa.

$$\text{TRH} = \text{Reactor } \text{Vm}^3 / \text{Carga diaria } \text{Vm}^3$$

$$\text{TRH} = (20475/1300) = 15.75 \text{ Días}$$

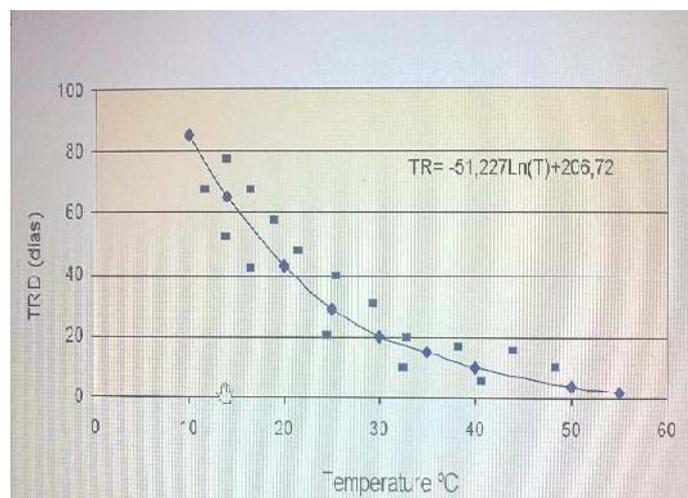


Fig.4 TRH/Temperatura

En la figura siguiente se muestra la influencia del TRH en la producción de biogás. Observando la figura se puede deducir que con el aumento de la carga de biomasa al digestor (eje de ordenadas Q) y reducción del TRH (eje de abscisas) aumenta la productividad de las bacterias (producción específica), pero por el aumento de la carga volumétrica Q, disminuye la producción de biogás. La tasa de producción de biogás aumenta proporcional a mayor carga del digestor hasta alcanzar un punto máximo(A). Por causa de la creciente carga de biomasa por unidad de tiempo, no se puede degradar la materia y decae la producción de biogás. Si se sigue acortando el TRH se disminuye rápidamente la producción de biogás, ya que debido al corto TRH se descarga materia orgánica sin que esta se haya degradado al interior del digestor.

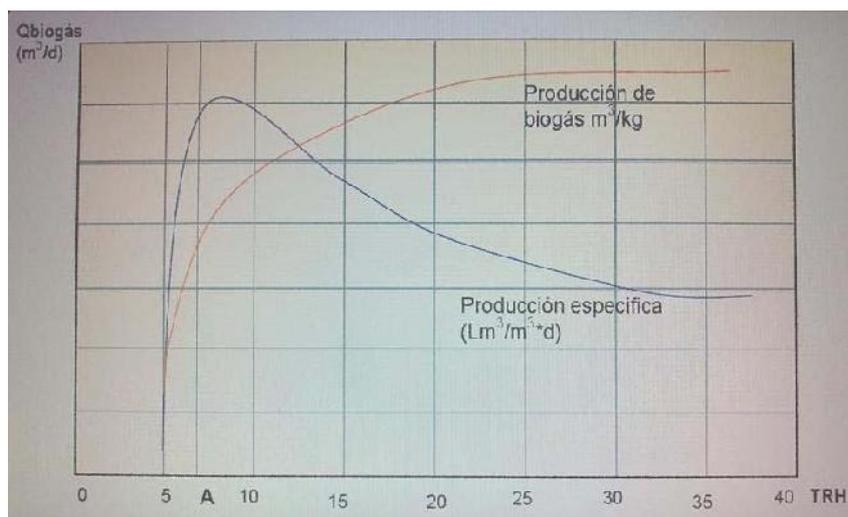


Fig.5 Producción biogás/TRH

Por estas razón es hay que tener muy en cuenta durante la puesta en marcha y operación de los digestores, que la alimentación con biomasa vaya aumentando paulatinamente y no se exceda los volúmenes máximos de biomasa que se puede alimentar al digestor. En la práctica nunca se alcanza una máxima producción de biogás, el proceso se mueve cerca de la derecha del punto A.

El aumento o disminución de la TRH tiene implicaciones tanto desde el punto de vista técnico como económico dado que al producirse un aumento de este la, la producción de Biogás disminuye al necesitar más tiempo para que las bacterias en el interior del reactor se desarrollen y empiece la producción del combustible necesario para el funcionamiento de los generadores eléctricos por ende la carga que se tendría prevista cubrir con estos sería menor que la estimada en las condiciones actuales incursionando en mayores costos por compra de energía a la red comercial y en menores ingresos de ahorro de energía por año disminuyendo del mismo modo los flujos netos efectivos por año y aumentando el tiempo de recuperación del proyecto.

La disminución del TRH por debajo de los 15 días se considera imposible puesto que es el tiempo mínimo para que las bacterias se desarrollen y produzcan Biogás por ende se produce la innivision del proceso y el colapso de este.

4.1.3.7 Acidez y Alcalinidad

Es uno de los parámetros de control más importantes en la operación de los biodigestores, debido a que los microorganismos metanogénicos presentan una gran sensibilidad a las variaciones del mismo. Si el valor del pH se mantiene entre 6,5 y 7,5 se consigue un buen rendimiento de degradación y una elevada concentración de metano. La digestión comienza a inhibirse a un pH menor que 6,5. Los ácidos grasos volátiles (AGV) y entre ellos el acético, tienden a disminuir el pH del sustrato. Si las bacterias metanogénicas no alcanzan a convertir rápidamente los AGV como lo hacen las bacterias acetogénicas, éstos se acumulan y disminuyen el PH de digestor.

Comúnmente la concentración de ácidos grasos volátiles no supera los 2– 3g/l, expresados como ácido acético. Si se sobre pasa este nivel, la digestión cesará en dos o tres días debido a que los metanógenos no pueden utilizar los ácidos a la misma velocidad con que se producen.

Para lograr un adecuado funcionamiento de los sistemas anaerobios es indispensable generar las condiciones ambientales favorables para el desarrollo y crecimiento de las bacterias metanogénicas y de esta manera lograrlas eficiencias de producción de biogás estimadas para cada proyecto.

Se pueden utilizar varios productos para el control del PH que se diferencian en dos grupos:

- Los que ofrecen alcalinidad bicarbonática directamente como el hidróxido de sodio (NaOH), el bicarbonato de sodio (NaHCO₃) o el bicarbonato de amonio (NH₄HCO₃).
- Los que reaccionan con gas carbónico para formar alcalinidad bicarbonática como la cal viva (CaO), la cal hidratada (Ca (OH)₂) o el amoníaco (NH₃).

La cal es aplicada usualmente para reducir el PH por ser más barata y común, pero por ser un compuesto o producto bastante insoluble puede ocasionar serios problemas operacionales al digestor.

El bicarbonato de sodio es bastante fácil de manipular y es bastante soluble al contrario de la cal, no requiere gas carbónico pero su costo operativo es más elevado.

4.1.3.8 Agitación

La agitación de los digestores anaerobios tiene diversos objetivos, que se resumen en los siguientes puntos. Poner en contacto el sustrato fresco o afluente con la población bacteriana, y eliminar los metabolitos producidos por los metanogénicos al favorecer la salida de los gases; proporcionar una densidad uniforme de población bacteriana; prevenir la formación de capa superficial y de espumas, así como la sedimentación en el digestor; prevenir la formación de espacios muertos que reducirían el volumen efectivo del digestor, y la formación de caminos preferenciales en función de la hidráulica del sistema; eliminarla estratificación térmica, manteniendo una temperatura uniformen en todo el digestor.

En resumen los agitadores son necesarios debido a las siguientes razones:

- Mezcla de la biomasa fresca con la biomasa digerida existente en el interior del digestor
- Mejor distribución y mezcla de nutrientes y calor dentro del digestor
- Reducción de la formación de costras y flóculos de biomasa que pueden depositarse en el fondo del digestor
- Mejor y facilitar la extracción de biogás(se sueltan las burbujas de biogás)

Para la elección de un determinado sistema de agitación se tendrán siempre presente los objetivos mencionados. Hay que tener en cuenta que una agitación excesiva puede causar problemas y que se debe buscar un punto medio óptimo. Para digestores de gran tamaño como en el caso de este proyecto se suelen utilizar sofisticados equipos con agitadores de hélice y recirculadores de sustrato.

4.2 DIGESTORES ANAEROBIOS.

Es posible encontrar en la literatura varios tipos de digestores, dependiendo del sistema de carga, intensidad de mezcla, etc. Sin embargo, más del 80% de las plantas de biogás difundidas en el mundo pertenecen a dos tipos de diseño, cuyos nombres derivan de los países en los cuales se realizaron los primeros modelos y, posteriormente se les dio una difusión masiva. Estos modelos resultan de la combinación de una serie de características que afectan el proceso de digestión, las cuales se presentarán a continuación.

4.2.1 Clasificación de los digestores.

Los digestores pueden ser agrupados bajo 4 variables básicas. Por un lado tenemos el tipo e intensidad de carga y por el otro el manejo bioquímico y del sustrato



Fuente: Anaerobic digestion process.

Fig.6 Clasificación de los digestores.

4.2.2 Tipo de Carga.

Los digestores tipo batch se cargan solo una vez en formato tal y la descarga se efectúa una vez que ha dejado de producir combustible. Este sistema es aplicable cuando la materia procesa está; disponible de manera intermitente, presente principalmente en laboratorios (para evaluar, por ejemplo, parámetros del proceso o el comportamiento de un residuo orgánico o mezcla de ellos). Requieren para acelerar su arranque un proporción de inóculo del 20%.

En los digestores de carga continua o semicontinua, el volumen que ingresa desplaza una cantidad equivalente al efluente que se evacua por la salida, manteniendo constante el volumen al interior del digestor. A diferencia de los digestores continuos, que son cargados diariamente, los semicontinuos son cargados dos o tres veces por año, coincidiendo muchas veces dichas fechas con el período de siembra, para aprovechar el poder fertilizante de los residuos de la digestión.

La mayor parte de los digestores difundidos a lo largo del mundo pertenecen a esta categoría, siendo los semicontinuos usados en el medio rural, mientras que los digestores continuos son usados a un nivel más industrial.

4.2.3 Intensidad de mezcla.

La característica que define a este tipo de digestores es que la carga se mezcla casi en su totalidad en la cámara de digestión. Por otra parte, los digestores de carga parcial son aquellos en los cuales los métodos de agitación son muy rudimentarios (ya sea manuales o algún tipo de rotación mecánica no controlada). Dentro de este grupo se encuentran los pequeños digestores rurales (un sistema de mezcla sube los costos de inversión y operación debido a las mantenciones que deben ser realizadas).

4.2.4 Manejo del sustrato.

El principio que busca este concepto es la conservación de las bacterias dentro del digestor que hayan salido junto con el efluente. La descripción de los sistemas existentes para el manejo de sustrato se presenta a continuación.

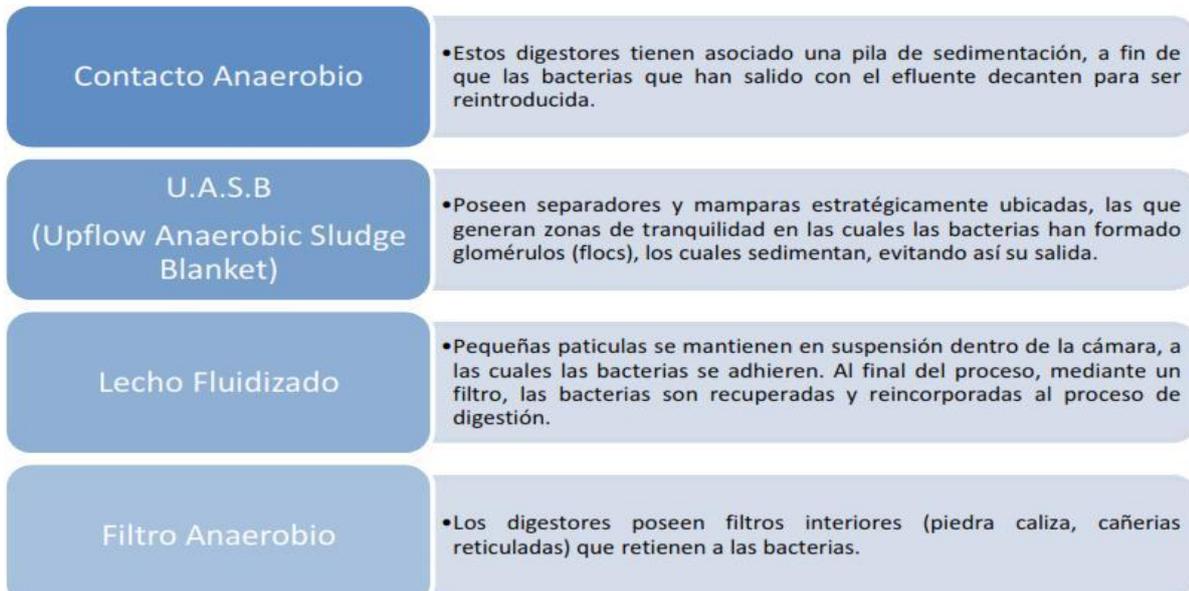


Fig.7 Descripción de los sistemas de manejo de sustrato.

4.2.5 Manejo Bioquímico.

Los digestores de dos etapas han dividido la digestión en dos cámaras separadas, donde la primera desarrolla la etapa acidogénica y en la segunda la acética y metanogénicas. Esto permite optimizar las condiciones de desarrollo de cada tipo de bacterias y extraer los sólidos indigeribles antes que pasen a la etapa siguiente. Por otro lado, los digestores de una etapa desarrollan todas las etapas de la digestión en una sola cámara, en la cual todas las bacterias están bajo las mismas condiciones.

4.3 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN.

Una planta de cogeneración está formada por los siguientes sistemas básicos:

- Un propulsor
- Un generador de electricidad (alternador)
- Un sistema de recuperación de calor
- Un sistema de control.
- Sistemas de refrigeración, como torres o aerocondensadores.
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, etc.)

El componente más importante es el propulsor, el cual convierte la energía contenida en el combustible en energía mecánica y calorífica. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor (TV), las turbinas de gas (TG) y los motores alternativos de combustión interna (MACI), fundamentalmente.

4.3.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel.

Los motores alternativos de combustión interna (MACI), se utilizan para la transformación de la energía de los combustibles en trabajo mecánico. Equipan prácticamente a todos los vehículos de transporte por carretera y tienen implantación en el sector naval, aeronáutico, industrial y de sistemas auxiliares. Son máquinas volumétricas y sus componentes básicos son el cilindro-pistón y el árbol cigüeñal, que mediante un sistema biela-manivela es el encargado de transformar el movimiento lineal del pistón sobre el cilindro en un movimiento rotatorio

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalación es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores diésel son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico tiene, aunque hay motores de gas, que operan con sistemas de ignición forzada que proporcionan un rendimiento (en el eje del motor o mecánico) próximo al 48%. El límite del 50% está a la vuelta de la esquina para estos motores especializados en la producción de energía y calor.

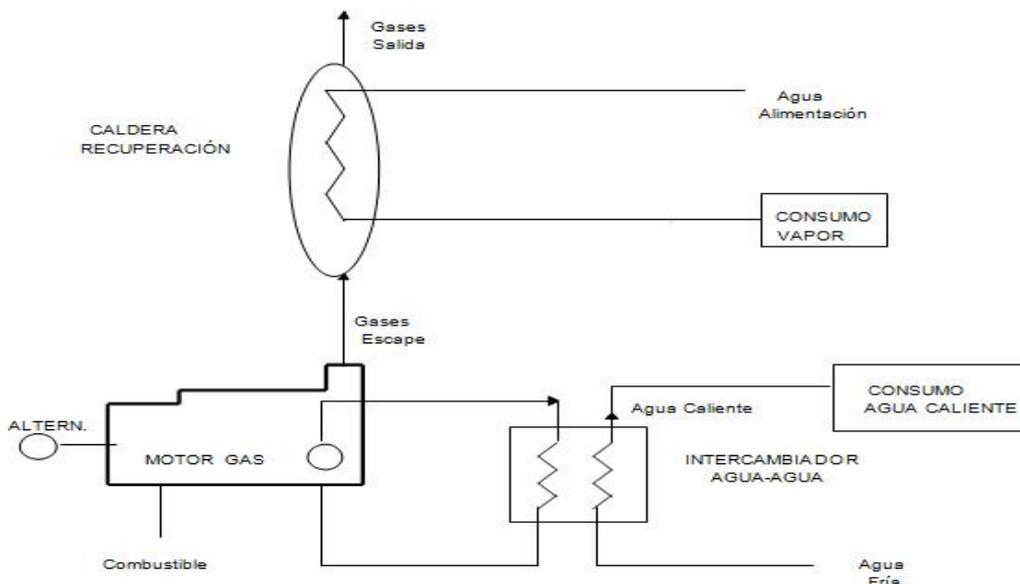


Fig.8 Esquema cogeneración motor alternativo

Los MACI tienen a su favor:

- Gran variedad de combustibles que pueden utilizar.
- Tecnología sencilla y bastante fiable por llevar mucho tiempo en el mercado.
- Arranque rápido (10s-15s).
- Un buen comportamiento carga parcial y flexibilidad de funcionamiento, les permite responder de manera casi instantánea a las variaciones de potencia sin que conlleve un gran incremento en el consumo específico.
- Operación intermitente: facilidad para operar en condiciones de funcionamiento intermitentes y de carga variable

- Amplia gama de potencias que va desde 3kW hasta 30MW.
- Relativa baja inversión por KW de potencia instalado.
- Pueden funcionar con GN a baja presión (<1bar).
- Tareas de mantenimiento escasa complejidad.

Y por el contrario, tienen los siguientes inconvenientes:

- Han de ser refrigerados, incluso aunque el calor residual no se aproveche.
- Bajar relación potencia/ peso (comparado con las turbinas de gas).
- Fuerzas internas no equilibradas, que requieren bancadas robustas y aislantes. Ruido de baja frecuencia.
- Costes de mantenimiento elevados.

Su mayor inconveniente es la dificultad del aprovechamiento de calor, ya que no existe una única fuente de energía térmica, sino hasta cuatro:

- Aceite (<95°C): entre 0,1 y 0,3 kWh por kWh generado.
- Gases de escape (<650°C): del orden de 0,45 kWh por kWh generado.
- Agua de refrigeración (<120°C): entre 0,5 y 0,8 kWh por kWh generado.
 - Aire de admisión (en motores turbo alimentados) (<120°C): del orden de 0,05 kWh por kWh generado.
- Pérdidas por radiación: del orden de 0,2 kWh por kWh generado.

Los gases de escape contienen aproximadamente un tercio de la energía del combustible, que puede ser usado para producir vapor (normalmente por debajo de los 25 bar), agua sobre calentada y/o agua caliente. Algunas aplicaciones industriales usan directamente los gases de escape para procesos de secado, sin pasar esa energía aun fluido calo portador como es el vapor o el agua sobre calentada. En otras el fluido que se utiliza como vehículo para transportar el calor es aceite térmico. Se emplean cuando se requieren altas temperaturas (200-250°C) para el proceso.

Para el mejor aprovechamiento térmico del agua del motor, las fuentes de calor del mismo (refrigeración de camisas y culatas, refrigeración del aceite y refrigeración del aire a la salida del turbo compresor) se separan en dos corrientes. Una es el circuito de alta temperatura, integrado por la refrigeración del aire. Esta agua típicamente sale del motor a 90°C. La segunda corriente es el agua de baja temperatura, que integra la segunda etapa de refrigeración del aire de admisión y la refrigeración del aceite. La temperatura de salida de esta agua es del orden de 40 a 50°C.

El agua de refrigeración del aceite y de refrigeración del aire de admisión después de atravesar el turbo compresor suelen estar unidos y raramente se aprovechan, por su baja temperatura (30-40°C). En ocasiones, este calor se utiliza como precalentamiento del agua de circuito anterior. Normalmente se desecha y se vierte a la atmósfera con la ayuda de una torre de refrigeración o de un aerorefrigerador.

4.3.2 Cogeneración con turbina de gas.

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbo generador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en un caldera de recuperación.

Cuando se presenta el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (10t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente con oxígeno, si se quiere hacer la post combustión, y ante esa dificultad, se suele optar por mantener caldera auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

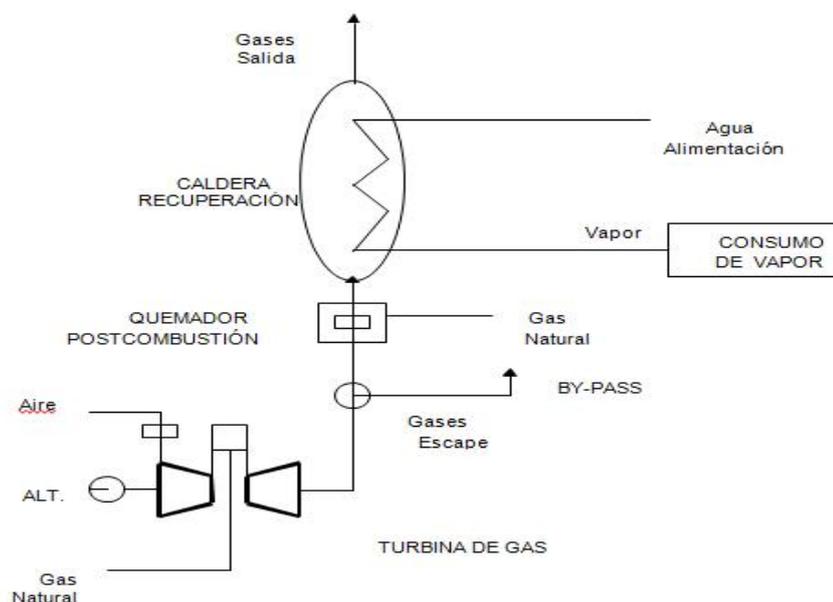


Fig.9 Flujos de energía en una Turbina de Gas.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso del mismo es mayor que en las plantas con motores alternativos.

Resumiendo, la turbina de gas presenta las siguientes ventajas:

- Alta fiabilidad que permite prolongados periodos de usos in atención directa.
- Calor útil a T elevada (600°C).
- Elevada y estable velocidad de giro. Lo que permite un buen control de la frecuencia de la red.
- Alta relación potencia/ peso.
- No requiere agua ni otro tipo de refrigeración.
- Coste de inversión (por kW) relativamente bajo.
- Alta capacidad de uso como sistema multi combustible (gasóleo, gas natural, petróleo, etc.).

Y por el contrario, presenta los siguientes inconvenientes:

- Escasa disponibilidad de tamaños, dentro de un cierto rango de potencias.
- Rendimiento mecánico inferior a los motores alternativos (depende mucho del tamaño).
- Requiere suministro de gas a presión.
- Elevado nivel de ruido.
- Aunque pueden operar de modo continuo abaja carga, lo hacen con un rendimiento bajo.
- Necesitan combustibles en humedad.
- Sus prestaciones dependen mucho de la T ambiente.
- Necesitan periodos de mantenimiento largos.

4.3.3 Cogeneración con turbina de vapor.

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de este ciclo fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos. El principal inconveniente de las plantas de vapor para su aplicación en cogeneración, es su bajo rendimiento en comparación con los motores alternativos y las turbinas de gas. Ello es especialmente grave en el caso de que se extraiga calor del vapor de salida de la turbina, y a que se condiciona la presión (y con ello la temperatura) final de expansión, lo que afecta al rendimiento del ciclo.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

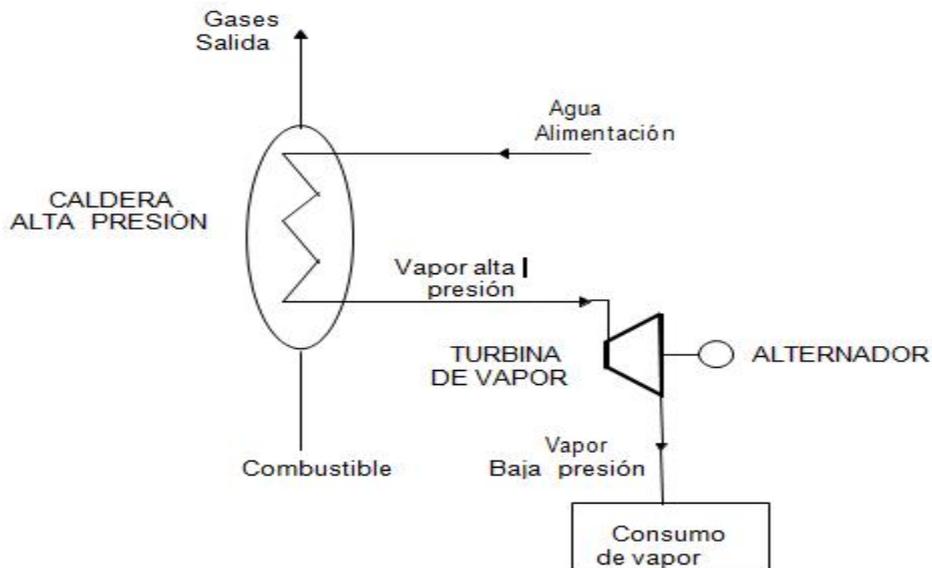


Fig.10 Diagrama de flujo de una turbina de vapor.

VENTAJAS:

- Puede emplearse cualquier combustible.
- La relación calor/trabajo puede modificarse fácilmente.
- Pueden atenderse demandas de calor útil a diferentes temperaturas.
- Amplio intervalo de potencias.

INCONVENIENTES:

- Relación calor/trabajo elevada.
- Coste de inversión elevado.
- Puesta en marcha lenta.

4.3.4 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado. Los gases de escape de la turbina atraviesan la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional.

El escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse para producir agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizada en la industria asociada. En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda energía de los gases no se pierde si no que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello, se requiere una ingeniería apropiada capaz de diseñar procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

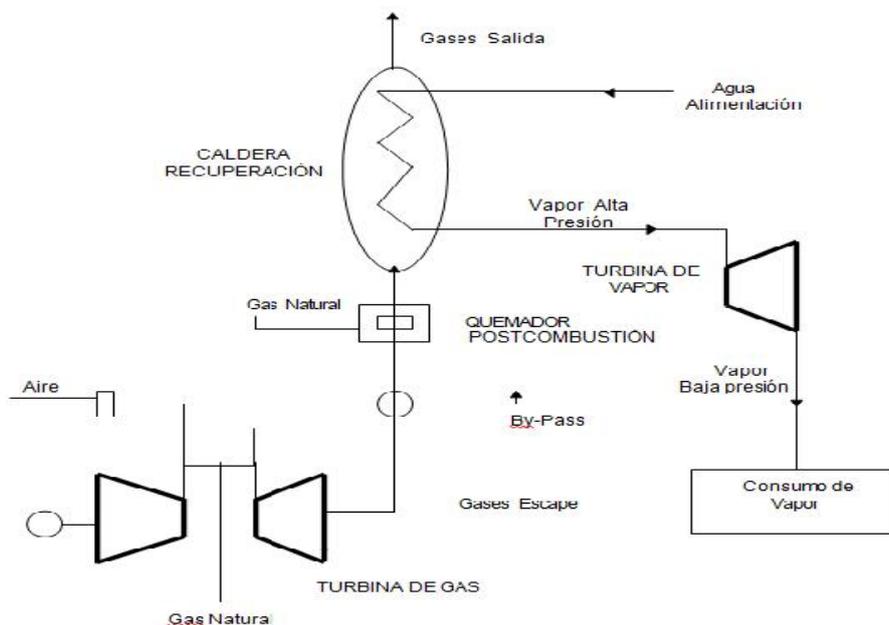


Fig.11 Flujos de energía en un ciclo combinado de gas natural

V. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

En este proyecto se trabaja con parte de la instalación previamente construida como son las dos fosas o lagunas de oxidación que existen en el matadero las cuales cumplen con la función de retener las aguas residuales proveniente de la matanza diaria y evaporar parte de su carga orgánica para después pasar por un proceso de secado y así convertir los lodos en abono y el agua verterla en el alcantarillado público.

Además todo el sistema de alcantarillado que permite la descarga de los desechos líquidos y semi líquidos en estas dos lagunas a través de un tanque de alimentación. Estas dos lagunas de oxidación tienen una dimensión cada una de 24500 m³ para lograr abarcar la gran cantidad de líquido que sale diariamente de la planta que es un estimado al día de 1300 m³ proveniente de la matanza de 550 reses diarias.

Para conocer la viabilidad de este proyecto es necesario realizar los cálculos pertinentes para deducir aproximadamente la cantidad de biogás producido en una planta de metanización de este tipo en la cual una laguna será utilizada como reactor o biodigestor y la otra como laguna de descarga del Biol. Para la realización de dicha tarea nos ayudaremos de un software de computadora que nos permitirá determinar en base a datos de pertinencia proporcionados por el matadero la cantidad de Biogás disponible y en base a esto la potencia eléctrica y térmica disponible para su explotación de una manera eficiente.

5.1 DIMENSIONAMIENTO DEL BIODIGESTOR.

El volumen del tanque de alimentación debe almacenar el volumen de 1 2 días del volumen de afluente generado para alimentar al digestor. Los cálculos para conocer la producción de biogás en el digestor se realizaran a través del software Biodigestor pro.

El programa Biodigestor es una herramienta para el diseño y dimensionamiento de biodigestores y plantas de biogás, para el aprovechamiento de desechos orgánicos para la producción de biogás, generación de energía eléctrica, térmica y fertilizante orgánico.

Este puede ser aplicado para el dimensionamiento de biodigestores para aprovechar residuos orgánicos y desechos de:

- Estiércoles de animales
- Desechos de mataderos, camales, procesadoras de carne
- Industrias lecheras
- Industrias vinícolas
- Enlatadoras de alimentos
- Extractoras de aceite de palma
- Procesadoras de pescado, camarónicas, acuicultura
- Procesadoras y beneficios de café
- Industria cervecera

Dicho programa nos ayudara a realizar el cálculo de la producción de biogás, de energía eléctrica y calorífica entre otras.

Utilizaremos datos provistos por el matadero San Martin como son los presentados como los datos climatológicos de la zona de Nandaime y tipo de biomasa a utilizar en este caso es el de aguas residuales que es cargado de una librería de biomosas disponibles en el software

- Cantidad de aguas residuales por día
- Temperatura de la biomasa
- Porcentaje de masa seca
- Porcentaje de masa volátil

En este punto cabe indicar que el programa realiza un cálculo bastante exacto de la posible producción de biogás, pero siempre hay que tener en cuenta que se trata de un cálculo teórico que debe ser validado por medio de ensayos o pruebas en una planta piloto o en un laboratorio.

Este es un programa que nos permite variar parámetros teniendo siempre presente que si cierto valor no cumple con normas o pueda resultar en la innivision del proceso mandara una alerta notificando este acontecimiento.

Los resultados arrojados por el programa serán representados en 3 grupos los cuales serán:

- Potencial de generación de biogás.
- Potencial de generación eléctrica.
- Potencial de generación térmica.

Esto nos permitirá apreciar de otra manera el potencial en bruto de la cogeneración desde la producción del combustible utilizando los desechos del matadero hasta el potencial eléctrico y térmico.

Así como determinar las dimensiones teóricas de la central de generación de biogás y las dimensiones de los equipos que en ella irán instalados desde los generadores hasta los mezcladores calderas de recuperación etc.

VI. ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS

6.1 SELECCIÓN DEL BIODIGESTOR

El digestor es el elemento más importante de la instalación y es donde se producirá la fermentación de la biomasa y se generará el biogás. Los digestores se clasifican por el proceso o modo de operación, llenado y vaciado. En el diagrama siguiente se expone la clasificación general de los digestores por su forma de operación.

En la realización de este proyecto se prevé la utilización de parte de la infraestructura del matadero utilizada para el tratamiento de las aguas residuales como son las dos lagunas de oxidación y el sistema de drenaje para llevar todos los sustratos a una pila para séptica para su pre filtrado y mezclado El proceso de fermentación seca se refiere a que la mezcla contiene un 20% o más de MS y la fermentación húmeda se refiere a que contiene un 15% o menos de MS. Los procesos más utilizados son los de fermentación en húmedo.

Para este proyecto se ha utilizado un digestor de régimen o mezcla continua CSTR (digestor de agitación continua). Este tipo de digestores permite controlar la digestión con el grado de precisión que se requiera. Permite corregir cualquier anomalía que se presente en el proceso, en cuanto es detectada. Permite manejar las variables relacionadas, carga específica, tiempo de retención y temperatura. La tarea depuesta en marcha sólo se vuelve a repetir cuando hay que vaciar el digestor por razones de mantenimiento. Las operaciones de carga y descarga de biomasa y fertilizante no requieren ninguna operación especial.

Este tipo de digestores a diferencia de otros requieren menores tiempos de retención (de 10 a 30 días). Son aplicados a residuos con un alto porcentaje de sólidos totales, es decir, aquellos con una COV (Carga Orgánica Volumétrica). Elevada, a fin de lograr un mayor contacto entre la biomasa microbiana y el sustrato. En este tipo de digestores la biomasa es mezclada por agitadores instalados en su interior que proporcionan el movimiento lento y constante a la biomasa para facilitar la generación de biogás. Tienen altos costos de construcción y operación debido a la complejidad del sistema y su mantenimiento, pero consiguen un elevado rendimiento de obtención de metano.

Para el diseño de los digestores hay que considerar los siguientes aspectos mínimos e instalaciones:

- Deben ser herméticamente sellados y no permitir el escape de biogás ni filtraciones de biomasa
- Se debe instalar un sistema de calefacción para mantener la temperatura del proceso
- Deben tener un sistema de agitación para la mezcla de la biomasa al interior del digestor
- Hay que prever instalaciones o tuberías para la descarga de sedimentos que se acumula en el fondo del digestor
- Se debe instalar tuberías de descarga de bioabono y lodos
- Debe tener una tubería de rebose
- Debe tener un sistema de captación de biogás y las respectivas válvulas de seguridad de sobrepresión y supresión
- Se debe instalar un ojo de buey o una ventanilla para observar el proceso o formación de espumas o costras en la superficie
- Se debe instalar un sistema para la medición de temperatura, nivel, PH y un sistema para el control de todo el proceso
- De tener instalaciones para la alimentación de biomasa con su respectivo medidor de caudal

Además se debe prever que los materiales que se utilicen para la construcción sean adecuados para el medio en que van a operar. Normalmente digestores de estas características se construyen de hormigón o acero.

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL PROGRAMA BIODIGESTOR.

Utilizando toda la información provista por el matadero para el cálculo de biogás, energía eléctrica y térmica.

Cantidad de aguas residuales por día	1300 t/d
Temperatura de la biomasa	40-45 °C
Porcentaje de masa Seca	12% (22,100Kg/d)
Porcentaje de masa Volátil	8% (221Kg/d)

Tabla.3 Introducción de datos al programa

Para nuestro proyecto hemos seleccionado un tiempo de retención hidráulica (RTH) de 15 días ya que nuestro digester será del tipo termofílico los TRH de estos son mucho menores que de los demás tipos de digestores.

El volumen teórico del biodigestor según los cálculos realizados por el programa son de 20,475 m³ no es tan distante de las medidas reales de las dos lagunas de oxidación presentes en el matadero brindando espacio suficiente para el aumento de la producción de biogás por un posible aumento de la matanza en un futuro.

➤ Desde el punto de vista de la generación de biogás.

Producción de metano CH ₄ (M ³ /d)	13520.65 (M ³ /d)
Producción de metano (t/d)	9.69 (t/d)
Toneladas equivalentes de CO ₂ (t/d)	7,427,700 (t/año)

Tabla.4 Resultados generación de biogás

➤ Desde el punto de vista de Generación Eléctrica.

Generación de energía eléctrica por día	39,983 (KWh/d)
Generación de energía eléctrica por mes	1216137 (KWh/mes)
Generación de energía eléctrica por año	14,593,649 (KWh/año)

Tabla.5 Resultados generación de energía eléctrica

➤ Desde el punto de vista de generación Térmica.

Producción de energía calorífica	74,253 (KWh/día)
Potencia calorífica	3,094 (KW)

Tabla.6 Resultados generación de energía térmica

6.3 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN

La elección de la tecnología más apropiada para la central de cogeneración, depende de una serie de factores como por ejemplo la potencia eléctrica que produce el grupo, la relación entre electricidad/calor, el nivel de temperaturas de la demanda térmica, la disponibilidad de combustibles.

La siguiente tabla muestra un resumen de comparativo de las posibles tecnologías para cogeneración según diversos factores para la selección de la tecnología más apropiada.

Sumario de Tecnologías CHP			
Sistema CHP	Ventajas	Desventajas	Tamaños Disponibles
Turbina de Gas	Alta fiabilidad. Bajas emisiones. Alto grado de calor disponible. No requiere enfriamiento.	Requiere gas a alta presión. Muy Baja eficiencia con cargas bajas. Emisiones a temperaturas muy elevadas.	500KW a 250MW
Motores Reciprocantes Ignición por Chispa	Alta eficiencia en operaciones diversas. Arranque rápido. Relativamente bajos costos de inversión. Puede ser usado en sistemas aislado.	Costo saldos de mantenimiento. Limitado a sistemas de cogeneración de baja temperatura. Relativamente alto contenido de emisiones. Y debe ser enfriado sino se usa sistema de recuperación de calor.	<5MW
Motores Reciprocantes . Ignición por compresión (CI)	Se puede dar mantenimiento en sitio con facilidad. Comparada a las otras tecnologías expuestas, opera con gas de baja presión.	Alto niveles de ruido a baja frecuencia.	Alta velocidad (1,200 RPM) ≤ 4MW Baja velocidad (102-514RPM) 4-75MW
Turbina de Vapor	Alta eficiencia general. Cualquier tipo de combustible puede ser usado. Larga vida útil y alta fiabilidad. Relación potencia calor es variable.	Arranque Lento. Relación potencia/calor baja.	50KWa 250MW

Tabla.7 Catalogo de tecnologías CHP

6.3.1. Según los costos de instalación y O&M.

Como punto clave para la aplicación de cierta tecnología CHP, está en factor monetario que incide mucho a la hora de realizar una inversión.

A continuación se detalla de forma general los costos de instalación y de O&M para todas las tecnologías CHP.

TECNOLOGIA CHP	COSTOS DE INSTALACION [\$/KWe]	COSTOS DE O&M [\$/KWH]
Microturbinas	3108-3885	0.0155-0.032
Motores Reciprocantes (MACI)	1424-2613	0.011-0.028
Turbina de Gas	1256-1683	0.0052-0.014
Turbina de Vapor	556-1424	0.006

Fuente: Catalogo de Tecnologías de biomasa, Septiembre 2007

Tabla8 Costos Generales por Tecnologías

Podemos notar que las tecnologías más baratas son la turbina de vapor y la turbina de gas, pero como ya hemos expresado para nuestras necesidades no es recomendable su aplicación debido a sus bajas eficiencias eléctricas.

6.3.2 Selección según la producción de energía basada en la relación Potencia/Calor.

En la siguiente tabla se presentan los valores de producción energética primaria mínimo por día, y la capacidad de potencia a obtener en KW, esto basado en la producción de biogás por día obtenidos del software.

Energía Disponible de Entrada	134395.2	KWH/DIA
Eficiencia general de tecnología	85%	
Energía de salida (Eléctrica + Calor)	114236	KWH/DIA

Energía de salida diaria según relación Potencia/Calor			
Relación Potencia/Calor	Energía Eléctrica[KWH]	Energía Térmica[KWH]	Potencia Eléctrica [KW]
0.54	39982.6	74253.4	1665.9

Fuente: Propia elaborada con los datos del programa Biodigestor Pro

Tabla.9 producción de energía basada en la relación Potencia/Calor

Para llevar a cabo selección de la tecnología de cogeneración a implantar en el caso que nos ocupa, debe tenerse en cuenta las siguientes condicionantes:

- Tipología de la demanda de energía eléctrica y térmica a satisfacer
- Perfiles de demandas energéticas
- Disponibilidad de combustibles en el área de ubicación de la planta.
- Impacto medioambiental del combustible empleado.

En consecuencia a los anteriores condicionantes, demandas térmicas por debajo de los 5 MW, queda descartada la instalación de una turbina de gas, a causa de su bajo rendimiento eléctrico y coste superior en equipos de pequeño tamaño

No se ha considerado la concepción de una instalación de cogeneración basada en el uso de fuelóleo, dado el alto riesgo asociado a este tipo de tecnología, desde los siguientes puntos de vista:

Medioambiental, por las altas emisiones de gases ácidos derivados del azufre que forma parte de la composición del combustible. A este riesgo medioambiental se une el hecho de que, dada la creciente exigencia que por legislación se viene estableciendo en cuanto a la imitación de emisiones nocivas, a medio plazo pudiera ser necesario implantar una unidad de depuración de los gases salientes a la atmósfera, que por su alto coste de inversión pudiera poner en peligro la viabilidad económica del proyecto de cogeneración.

Tecnológico, dada la escasa implantación en nuestro entorno de instalaciones de cogeneración con motores MACI a biogás.

En cuanto a la instalación de una planta a gas natural, cabe mencionar que desde el punto de vista técnico el gas presenta una combustión más limpia y por tanto una menor contaminación, además de estar exentos de azufre los productos de la combustión, por lo que no produce acciones corrosivas en los equipos que componen el sistema de cogeneración. Por otro lado, los motores a gas natural presentan una mayor vida útil y un menor mantenimiento que los motores a gasóleo.

Todos los factores técnicos se transforman, al fin y al cabo, en económicos. Además de ellos hay que considerar un factor puramente financiero: En la inversión no hay grandes diferencias en la inversión de una planta con motores y turbinas intermedias (10MW); no obstante, la inversión en plantas pequeñas (0,5-4MW) es bastante mayor con turbinas de gas que con motores. En plantas con turbinas el coste por MW aumenta a bastante velocidad por debajo de 5MW, mientras que en motores se mantiene bastante constante el coste por MW, incluso para 2 o 3 MW.

En base a estas condicionantes, y teniendo presente las fluctuaciones y el mayor coste energético que representa el gasóleo frente al gas natural, además de la disponibilidad de gas natural canalizado en el emplazamiento de la fábrica, se han estudiado soluciones basadas en motores de la compañía AB ENERGY de la línea EcomaxBio.

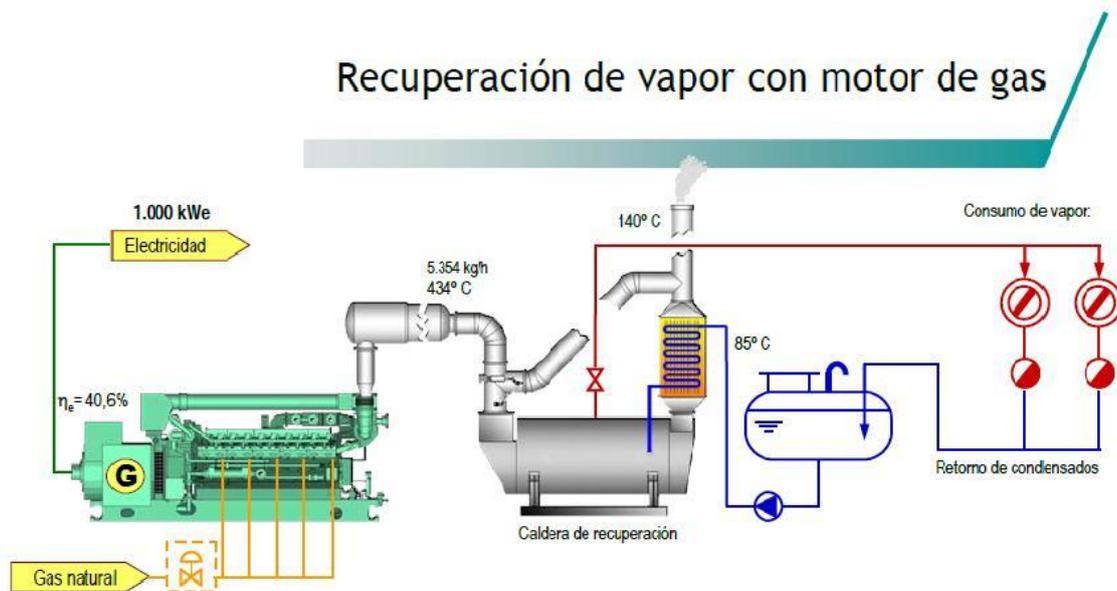


Fig.12 Generador eléctrico (MACI) con caldera de recuperación

Por tanto, analizado los modelos de demanda energética planteados con las consideraciones descritas, se ha planteado la instalación de dos módulos de 1 Mw debido principalmente a los menores costes de equipo y al mayor rendimiento eléctrico con una caldera de recuperación cada una que permitirá aprovechar el poder calorífico de dichas plantas para la producción de agua caliente y vapor y así suplir las necesidades del matadero durante las horas de matanza.

6.4. BASES DE DISEÑO

6.4.1. Condiciones de partida.

La empresa responsable, intenta optimizar los costes energéticos del proceso productivo, de forma que sean los mínimos posibles a fin de incrementar su competitividad dentro de este sector. Para ello decide estudiar la instalación de una planta de cogeneración.

El primer objetivo a cumplir con el diseño que se aborda, es que la planta deberá atender las demandas de electricidad y calor que tiene la industria. Para ello se cuenta con la planta de cogeneración.

6.4.2 Ubicación, emplazamiento y climatología.

- Localidad: Municipio de Nandaimé departamento de Granada
- Temperaturas: Temperatura media anual 32°C temperatura promedio.
- Humedad: La humedad relativa media anuales del 68%
- Altitud: La altitud sobre el nivel del mar es de 90 metros.

6.4.3 Modelo de demanda energética.

Las necesidades energéticas demandadas por el proceso de la cárnica se basan en:

- a) Electricidad para producción de frío, fuerza, iluminación, etc.
- b) Energía térmica para el proceso de producción, usos sanitarios, cámaras de secado, etc.

Las demandas térmicas se obtendrán utilizando gas natural canalizado como energía primaria. El consumo total de bunker en la fábrica es de 09.081 MWhPCI/año, repartiéndose del siguiente modo:

La central térmica del matadero está constituida por 2 calderas piro tubulares de vapor con una capacidad de 2t/h+3t/h, trabajando con una presión de servicio de 8 bar(a) para producir vapor y agua caliente y ser utilizado en los procesos de limpieza de carne y utensilios despelleje etc.

El consumo de energía eléctrica se obtuvo basado en los registros de consumo eléctricos aportados por la empresa distribuidora en el cual el promedio de consumo de energía mensual de 853,531 KW/mes.

6.4.4 Horas de funcionamiento anual

El grupo trabajará según el régimen de funcionamiento siguiente:

Horas/día:	24
Días/semana:	7
Semanas/año:	52

No obstante, se prevé que la máquina debe realizar labores de mantenimiento estimando el tiempo de parada en unas 600 horas anuales aproximadamente, lo que establece una disponibilidad del 93%.

6.5 DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN ADOPTADA

El objeto fundamental de la instalación de esta central es optimizar las necesidades energéticas de la industria la aprovechar la energía residual disponible en el motor para el suministro de energía térmica en forma de agua caliente y vapor para los procesos de la fábrica.

Así mismo, la generación simultánea de energía eléctrica con un elevado rendimiento energético contribuye a la conservación de los recursos y a la minimización del impacto ambiental que lleva asociado la generación de esta energía eléctrica en otro tipo de central. La central de cogeneración se dimensiona para cubrir la mayor tasa de demanda de energía eléctrica y térmica de la planta. Con la instalación de la central de cogeneración se consigue alcanzar una cobertura del 80%.

En el presente capítulo, se plantea la instalación de recuperación de calor en cada uno de los generadores, y se realiza una descripción del funcionamiento de la misma. También se enumeran y describen cualitativamente los equipos más significativos de dicha instalación, tales como intercambiadores de calor, calderas, aerorefrigeradores, etc.

Cabe destacar que ya que estos equipos son modulares la mayoría vienen integrados de fábrica.

6.5.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.

La central de cogeneración estará formada por dos generadores a gas natural que producirán 1MW de potencia eléctrica cada uno. Para ello, no es necesario construir una nueva ubicación para el establecimiento de la central de cogeneración ya que cada generador viene en módulos fácilmente instalables en los cuales no es necesario realizar construcciones extras más que la del biodigestor.



Fig.13 Sistema de cogeneración modular.

1. Sistema de tratamiento del biogás: sistema de filtrado para el secado y la compresión del biogás que será transportado al motor.
2. Modulo motor y servicios: realizados en acero al carbono, han sido diseñados y fabricados para instalación en exteriores. El primero aloja el motor endotérmico y los cuadros de mando y control. El segundo las celdas de media tensión y los transformadores.
3. Silenciador y chimenea: realizados en acero inoxidable para reducir las emisiones acústicas y la expulsión de los humos de escape.
4. Disipador de emergencia: utilizado para disipar esa parte de energía térmica producida por el motor que no ha sido recuperada por los equipos usuarios del cliente.
5. Sistema de introducción del aire: para la ventilación interna del módulo motor.
6. Conductos del agua caliente: tuberías del agua caliente producida por la recuperación térmica en el circuito motor.

7. Sala de control y supervisión: realizada para alojar los cuadros de mando y control de la central. Esta provista de estación de monitorización puede adquirir directamente los parámetros de regulación y funcionamiento.
8. Sistemas automáticos de reabastecimiento de aceite lubricante: formado por un depósito de almacenamiento para aceite gastado. Provisos de instrumentos finalizados a agilizar el recambio del aceite en el motor.
9. Antorcha de emergencia: para la combustión del biogás en caso de parada del motor.

Se utiliza la energía térmica disponible en los gases de escape del motor y la energía térmica disponible en los sistemas de refrigeración para producir agua caliente para los procesos de producción.

Para cubrir la totalidad la demanda de vapor de proceso, se instalará una caldera de apoyo, que funcionará a gas natural. El grupo de la central de cogeneración verterá la energía eléctrica producida sobre la fábrica del matadero

6.5.2 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA TÉRMICA DEL MOTOR.

La energía térmica disponible en el motor proviene de:

6.5.2.1 GASES DE ESCAPE DEL MOTOR.

Los gases de escape del motor, una vez pasada la válvula de bypass se dirigen al equipo de recuperación formado por un economizador (caldera de recuperación) de agua caliente.

El motor produce 5998.9kg/h de gases a una temperatura máxima de 511°C. Esta energía disponible en los humos es aprovechada en un economizador de agua caliente.

6.5.2.2 CIRCUITO DE REFRIGERACIÓN DEL MOTOR.

La energía disponible en el circuito de refrigeración de alta temperatura del motor proviene de:

- Dela refrigeración de la camisa de los cilindros.
- Del circuito de refrigeración del aceite de lubricación.
- Dela refrigeración del post enfriador.

La central de cogeneración utilizará dicha energía disponible para producir agua caliente para el proceso productivo mediante la disposición de unos intercambiadores.

Potencia térmica	MOTOR
Gases de escape (enfriados hasta 120°C)	735kW
Refrigeración AT motor	464kW
Refrigeración BT motor	206kW
TOTAL	1405kW

Tabla.10 Energía térmica disponible de los motores.

6.5.3 RECUPERACIÓN DE CALOR

La instalación de la central de cogeneración se ha dimensionado con el objetivo de cubrir la mayor tasa de demanda de energía eléctrica y una parte de la demanda térmica de la planta.

La energía térmica contenida en los gases de escape y en los circuitos de refrigeración del motor se aprovechará durante todo el tiempo de funcionamiento del motor para producir agua caliente para el proceso de la fábrica.

Para ello, se propone el siguiente sistema de recuperación de calor de la planta de cogeneración, que consistirá en un circuito cerrado de agua, cuando la demanda térmica sea de agua caliente, y un circuito abierto con caldera de apoyo, cuando la demanda es de vapor.

El calor recuperado por dicho circuito, cederá mediante intercambiadores al circuito de consumo de la fábrica. La siguiente figura muestra el esquema de funcionamiento de la planta.

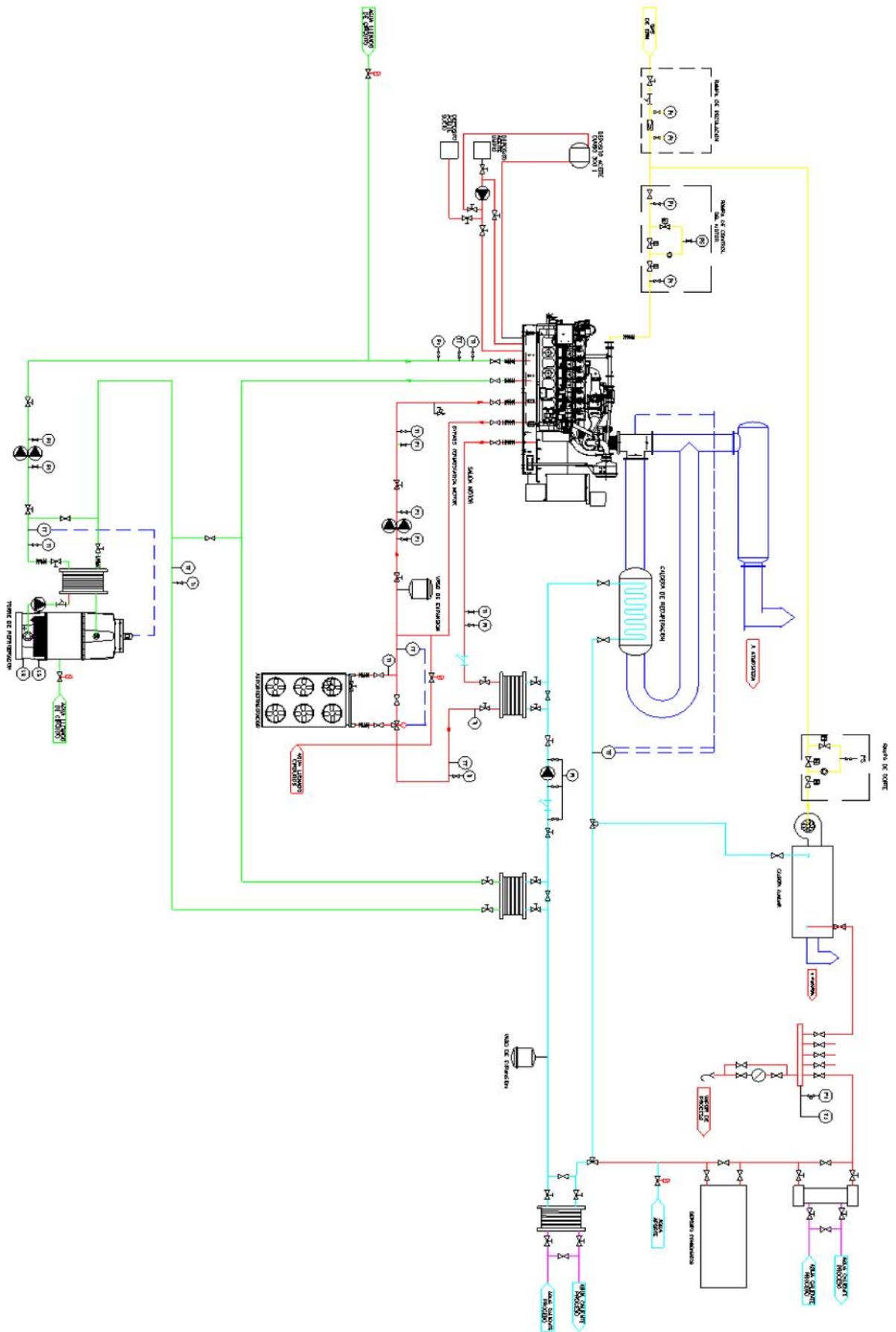


Fig.14 Diagrama Instalación planta cogeneración

La forma de trabajo de la mencionada instalación consistirá en aprovechar la energía térmica del circuito de refrigeración de alta temperatura del motor mediante un intercambiador de placas para elevar la temperatura del agua caliente del circuito de recuperación desde los 65°C, hasta los 80°C, esto conformará el primer escalón en el aprovechamiento térmico.

Posteriormente, en el segundo escalón del aprovechamiento térmico, se lleva el agua caliente a 80°C aun economizador que aprovechará el calor que proviene de la salida de humos del motor para elevarla temperatura del agua hasta los 95°C. Esta agua caliente es enviada a un intercambiador de placas agua-agua, donde el circuito de consumo del cliente obtiene el agua caliente requerida.

Para cubrir la demanda de vapor de proceso de la planta, se añade en paralelo una caldera de apoyo de gas natural. En los instantes que se demanda vapor de proceso, o bien una demanda de agua caliente superior a la recuperada del grupo moto generador, el agua caliente se desvía mediante una válvula de tres vías, hacia la caldera de apoyo, donde se generará vapor saturado.

Parte de este vapor, es consumido directamente por la planta. La parte restante es conducida a un intercambiador tubular vapor-agua, donde se aprovechará para el consumo de la fábrica. Tras pasar por este intercambiador, el fluido se conducirá a un depósito de recogida de condensados. Posteriormente, y antes de volver a los intercambiadores de alta temperatura del motor, se añadirá al circuito agua de la red de abastecimiento, previamente tratada, para reponer el fluido consumido en forma de vapor.

6.5.4 Descripción de los equipos del circuito

A continuación, se describe el funcionamiento de los elementos más importantes del circuito de recuperación, así como sus valores nominales.

6.5.4.1 Gases de escape

Con el fin de aprovechar la energía que proviene de la salida de humos de los motores, se instala un economizador de agua caliente (caldera de recuperación) para elevar la temperatura del agua de proceso desde los 80°C hasta los 95°C. Los gases de escape del motor se dirigirán, a través de una válvula de bypass, aun economizador de agua caliente con el fin de aprovecharla energía de los mismos.

Una vez pasado por el haz tubular del economizador los gases se dirigen a través de un silenciador a la atmosfera tras la cesión de la energía al fluido calo portador. Una vez pasado por el economizador, los humos serán enviados a la atmósfera a unos 120°C a través de la chimenea.

El economizador será un intercambiador de carcasa y tubos. Este se construirá en acero donde la carcasa será de acero al carbono mientras que la parte de tubos, los distribuidores y las placas tubulares serán de acero inoxidable.

Se distribuirán los gases provenientes del escape del motor por los tubos y se circulará el agua a calentar por la parte de la carcasa.

Los principales datos del economizador de agua caliente, son:

Tabla.11 Datos de placa economizador de agua caliente.

LADOGASES	
Presión de diseño (mbar)	100
Caudal de gases (kg/h)	5998,9
Tª entrada de gases (°C)	511
Tª salida de gases (°C)	120
LADO AGUA	
Tª entrada de agua (°C)	60
Tª salida de agua (°C)	95
Caudal circulación agua (m ³ /h)	30
Potencia calorífica (kW)	735

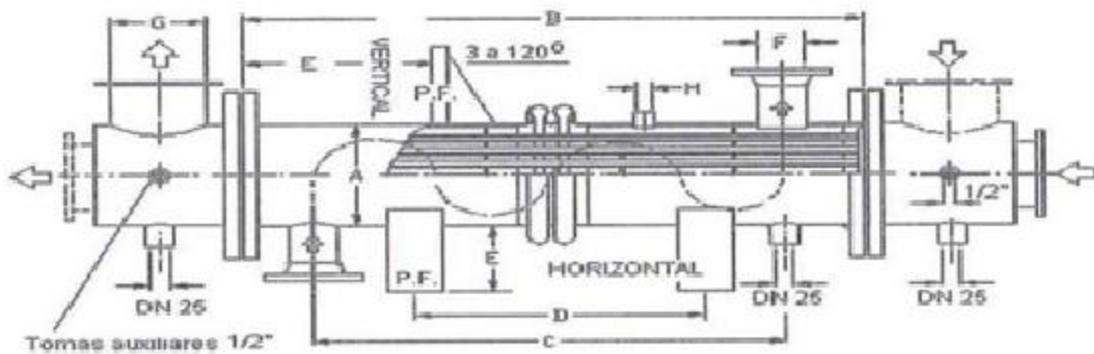


Fig.15 Esquema caldera de recuperación de gases de escape.

6.5.4.2 Sistema de refrigeración del motor

Por parte del sistema de refrigeración del motor se emplearán tanto los circuitos de alta temperatura como los de baja temperatura con el fin de acondicionarlos a los flujos del proceso.

Se recogerá el calor de refrigeración del circuito de AT del motor mediante un intercambiador de placas y se cederá en los procesos distribuidos por la nave. Esto servirá como primer salto térmico en el aprovechamiento de la energía térmica del grupo moto generador.

Los principales datos del intercambiador de placas del circuito de alta temperatura, el cual se describirá más adelante, son:

Tabla.12 Datos de placa del intercambiador de calor de placas paralelas.

Circuito caliente	
Rango Temperaturas(°C)	92-99
Caudal (m ³ /h)	33,7
Circuito frío	
Caudal de agua (m ³ /h)	30
T ^a entrada de agua (°C)	65
T ^a salida de agua (°C)	80
Potencia calorífica (kW)	465

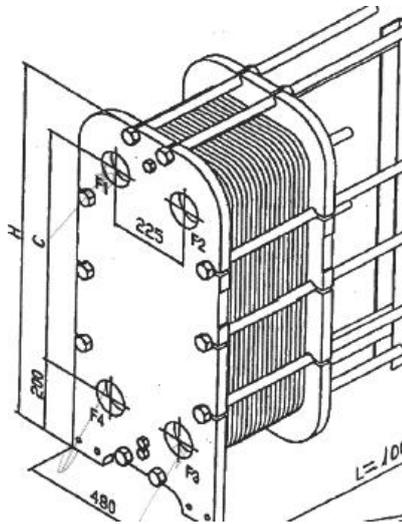


Fig.16 Intercambiador de Placas

Para asegurar la correcta refrigeración del motor independientemente de la demanda de calor se dispone de un equipo aerorefrigerador capaz de evacuar todo el calor rechazado por los circuitos de refrigeración de alta temperatura del motor bajo hipótesis severa de temperatura ambiente.

Las condiciones de trabajo serán parecidas a las del intercambiado anterior:

Tabla.13 Datos de placa del aerorefrigerador

Rango Temperaturas(°C)	92-99
Caudal (m ³ /h)	33,7
Potencia calorífica máxima a disipar (kW)	601

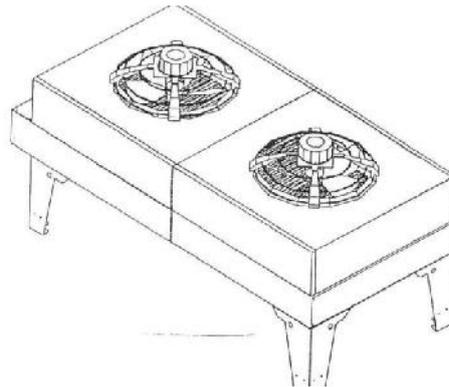


Fig.17 Aerorefrigerador

El circuito de BT del motor se enviará a otro intercambiador de placas para elevar el aporte de agua de reposición que proviene de la red de abastecimiento.

Los principales datos del intercambiador de placas del circuito de baja temperatura, son:

Tabla.14 Datos de placa del intercambiador de calor de placas paralelas circuito de BT.

Circuito caliente	
Rango Temperaturas(°C)	34,6-32
Caudal (m ³ /h)	20
Circuito frío	
Caudal de agua (m ³ /h)	3,1
T ^a entrada de agua (°C)	15
T ^a salida de agua (°C)	30
Potencia calorífica (kW)	200

Para ceder el calor sobrante en los meses calientes, o cuando el sistema de recuperación de calor no entre en funcionamiento, se instalará una torre de refrigeración para asegurar en todo momento la completa refrigeración del motor

Para ello se instalará una torre de refrigeración a circuito cerrado y ventiladores de tipo axial de tiro inducido, con carcasa de poliéster reforzado con fibra de vidrio. El sistema de distribución será mediante toberas de pulverización.

Tabla.15 Las condiciones de trabajo de la torre de refrigeración.

Fluido a enfriar	Agua glicolada al 30%
Caudal de agua a enfriar(kg/h)	20
Tª de entrada de agua(°C)	34,6
Tª salida de agua(°C)	32
Calor a disipar(kW)	200

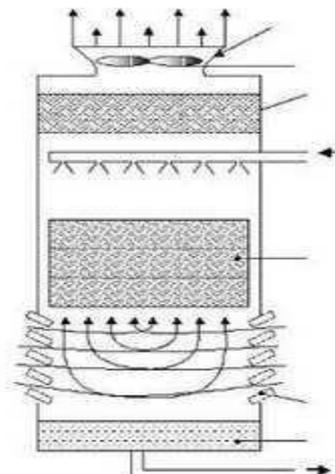


Fig.18 Esquema torre de refrigeración

6.6 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

Las ventajas de implementar un sistema GD son las siguientes:

- Aprovechamiento máximo de la energía generada.
- Menores pérdidas eléctricas debido a la poca distancia entre la fuente y la carga.
- Mejor calidad de energía.
- Tener otra fuente de respaldo en caso de fallo al suministro comercial.

Para el diseño del sistema eléctrico de una planta de cogeneración se debe tener en cuenta:

- La red de acometida
- Características de la instalación existente
- Características de los equipos de la nueva central
- Capacidad del sistema eléctrico frente al consumo propio: en una central la potencia generada puede ser superior o inferior al consumo de la fábrica. Cubrirá total o parcialmente la demanda del consumidor en caso de trabajo en isla por problemas en la red general de distribución.

Durante la fase de diseño del sistema eléctrico se estudió cuáles son los valores de potencia consumida por la industria y que tipo de consumidores están instalados de manera global así determinar prioridades en las cargas.

En el caso de una interrupción de la alimentación exterior se procede de la siguiente manera para las dos opciones aquí mostradas

- Potencia > Consumo > No hay problema para alimentar la industria, solo hay que evitar el arranque de motores de potencias elevadas.
- Potencia < Consumo > Elegir las cargas no críticas que deben desconectarse de la red. Así mismo el modo de funcionamiento de una planta de cogeneración es el siguiente:
 - ❖ En paralelo con la red
 - ❖ En isla alimentando los circuitos principales con la energía producida por ella

6.6.1 Esquemas de interconexión a la Red eléctrica de un sistema de cogeneración

Los principios básicos de interconexión a una red local son los siguientes:

- Idealmente la cogeneración debe interconectarse al mismo nivel de tensión al que se produce el consumo.
- Se debe garantizar la seguridad de suministro, permitiendo el trabajo en isla.
- Debe garantizar calidad de suministro, se deben verificar unos principios técnicos básicos:
 - ❖ Caída de tensión en la red (oscilará entre 0,5% y un 5% dependiendo de si la interconexión se comparte con otros usuarios (más restrictivo) o con una línea dedicada, respectivamente).
 - ❖ Capacidad térmica de la línea.
 - ❖ Capacidad del transformador.
 - ❖ Factor de potencia de la instalación (cercano a la unidad o regulación reactiva).

La conexión se puede realizar con línea dedicada o compartida con otros usuarios aun centro de transformación AT o MT, a barras de subestación o a una acometida en baja tensión en el caso de cogeneración de pequeña escala.

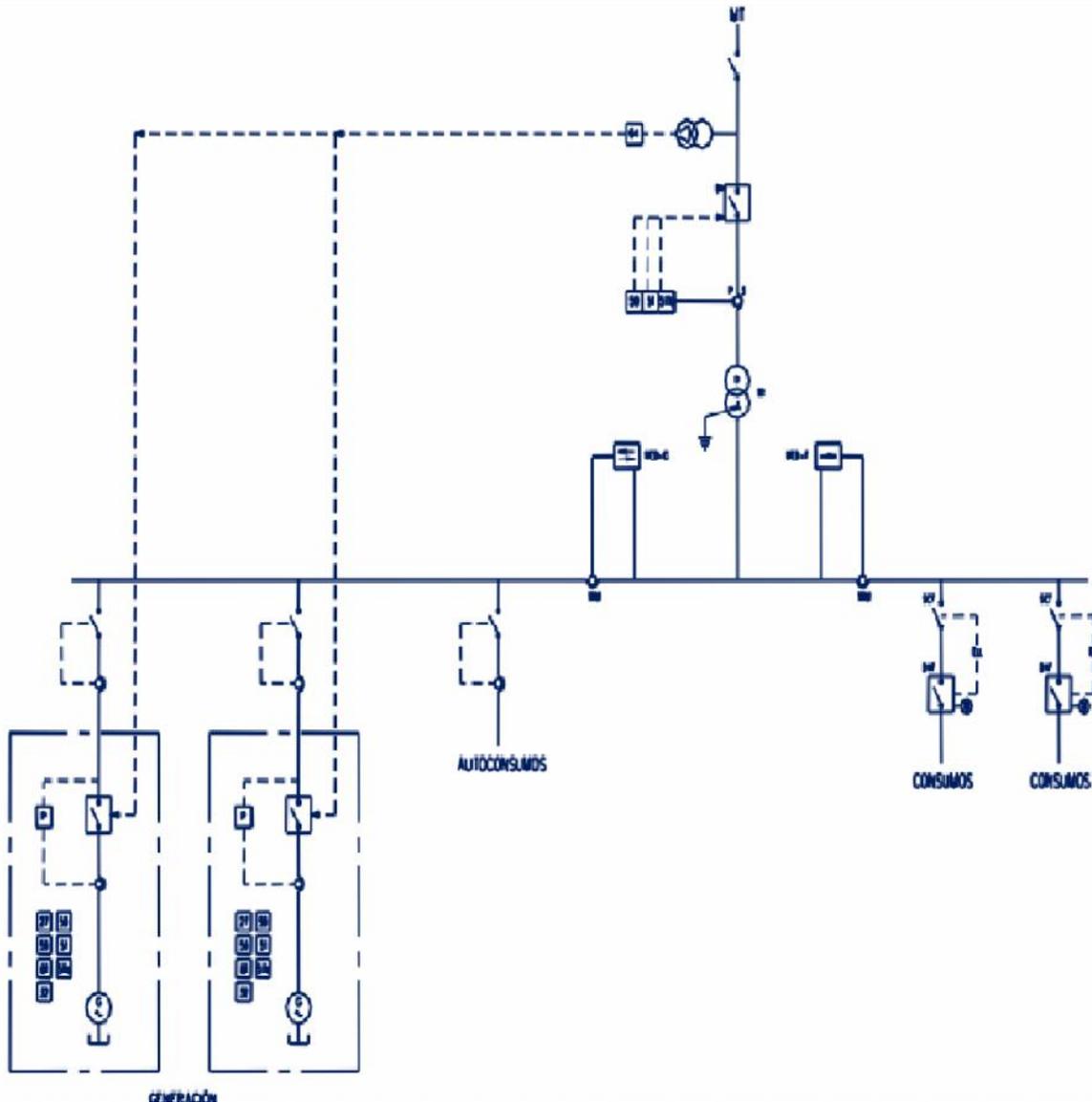
En base a estas consideraciones existen diseños de interconexión a una red local para Alta, Media y Baja tensión en nuestro proyecto se pueden desarrollar los dos últimos y es por eso que los mostraremos con sus respectivas ventajas.

El momento de definir el tipo de conexión a la red que tendría el matadero se determinó que la más viable es la de baja tensión (BT) por las siguientes razones

- Nivel de tensión de operación de la industria 240V-480V (BT.)
- Ya que **Potencia**<**Consumo**> al no satisfacer el 100% la demanda total de la industria carece de sentido la instalación de la conexión a la red eléctrica en media tensión (MT).

6.6.1.1 Detalle de interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala conectada a un punto de la red de media tensión

- Consumo y generación en baja tensión.
- Grupo único de transformación.
- Medida independiente para generación (bidireccional) y consumo.
- Protecciones y teledisparo.
- Interruptor principal, seccionador.
- Posibilidad de trabajo en isla.



**Fig.19 Interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala
Conectada a un punto de la red de media tensión**

6.6.1.2 Detalle de interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala conectada a un punto de la red de baja tensión.

- Consumo y generación en baja tensión.
- No es necesario un grupo de transformación.
- Medida independiente para generación (bidireccional) y consumo.
- Protecciones y teledisparo.
- Interruptor principal, seccionador
- Posibilidad de trabajo en isla

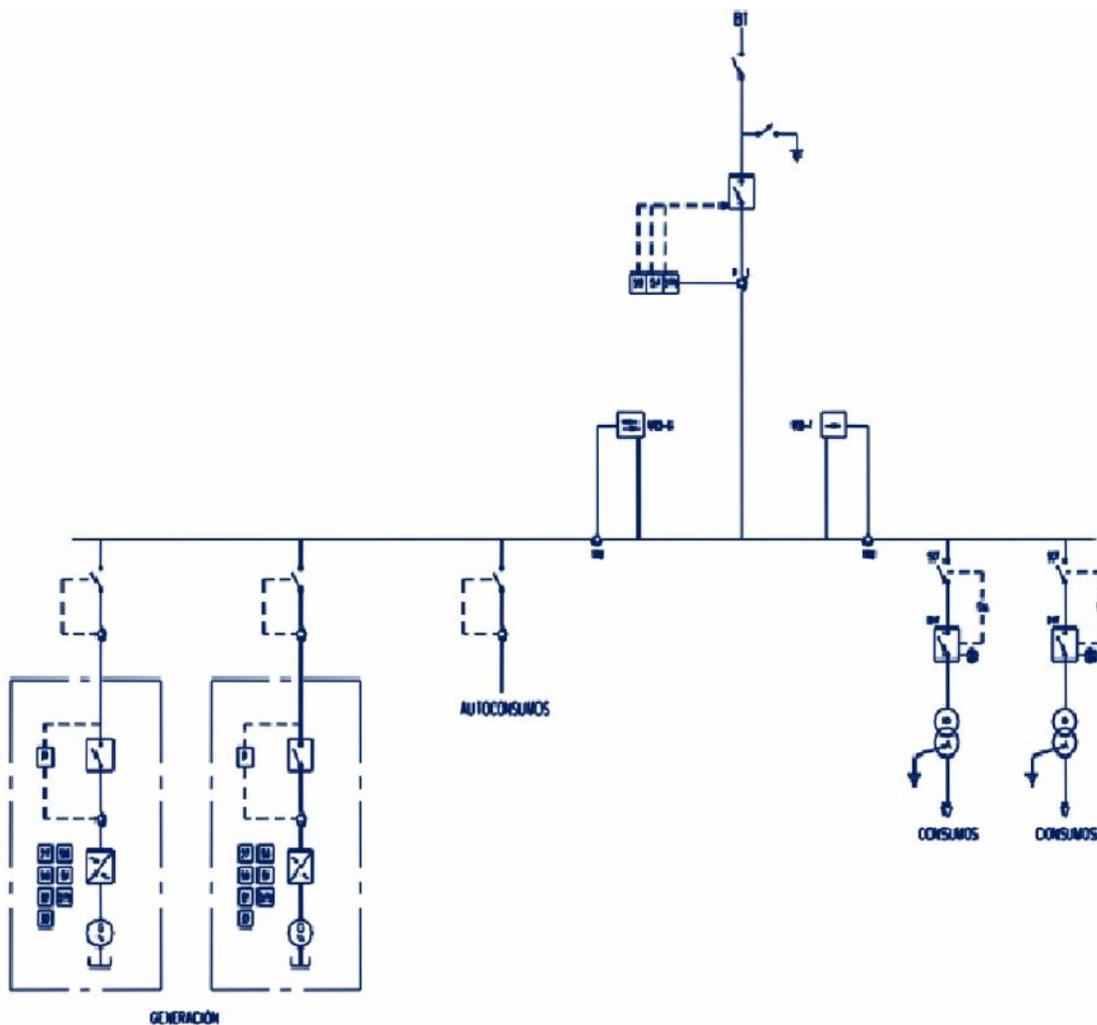


Fig. 20 Interconexión de una planta de cogeneración de pequeña escala conectada a un punto de la red de baja tensión

6.7 ESTUDIO FINANCIERO

En esta sección determinaremos la rentabilidad de invertir en la instalación de la planta de motores reciprocantes o MACI como también se les conoce, utilizando las respectivas herramientas de evaluación financiera de proyectos.

Abordaremos los costos de instalación inicial de la tecnología, Costos de Capital de trabajo, tabla de flujos financieros esto lo realizaremos haciendo los cálculos con financiamiento y sin financiamiento.

6.7.1 Costos de inversión

Los datos mostrados en la siguiente tabla son el resultado de la recopilación de precios de tecnología de motores reciprocantes, en un estudio hecho por la EPA, recopilando precios por KW de fabricantes de este tipo de tecnología.

Aquí evaluaremos los costos utilizando los dos recursos disponibles como son la energía eléctrica y térmica así mismo el estudio se realizara desde dos perspectivas con financiamiento y sin financiamiento para de esta manera determinar las ventajas y desventajas de cada uno de los casos.

Los siguientes precios están basados en una planta de cogeneración de 1666 KW y factor de disponibilidad de 0.93, es decir en base a una producción de energía eléctrica de:

$$1666\text{KW} \times 24 \times (365/12) \times 0.93 = 1,131.0474 \text{ MWH / mes.}$$

Costos de inversión Fijos o Tangibles

Tabla. 16 Costos Tangibles para tecnología MACI con Financiamiento.

costos de capital	Costos USD (\$)	Costos por KW (\$/KW)
set de generadores	\$ 950,000.00	\$ 475.00
Compresión y tratamiento de combustible	\$ 225,000.00	\$ 112.5
recuperación de calor en CHP	\$ 60,000.00	\$ 30.00
intercambio de calor para digestores	\$ 43,000.00	-
costo total de equipos	\$ 20,343,55.00	\$ 1017.17
obra civil	\$ 25,000.00	\$ 12.50
Antorcha	\$ 69,000.00	\$ 34.50
costos tangibles totales	\$ 3, 406,355.00	-

Tabla.17 Costos Tangibles para tecnología MACI sin Financiamiento.

costos de capital	Costos USD (\$)	Costos por KW (\$/KW)
set de generadores	\$ 950,000.00	\$ 475.00
compresión y tratamiento de combustible	\$ 225,000.00	\$ 112.50
recuperación de calor en CHP	\$ 60,000.00	\$ 30.00
intercambio de calor para digestores	\$ 43,000.00	-
costo total de equipos	\$ 2,034,355.00	\$ 1017.17
obra civil	\$ 25,000.00	\$ 12.50
Antorcha	\$ 69,000.00	\$ 34.50
costos tangibles totales	\$ 3,406,355.00	-

Costos de inversión diferida o Inversión intangible

Tabla.18 Costos Intangibles varios con financiamiento

costos de capital	Costos USD (\$)	Costos por KW (\$/KW)
consultoría y diseño	\$ 34,063.00	\$ 17.03
Instalación	\$ 108,680.00	\$ 54.34
permisos e inspecciones	\$ 170,317.75	\$ 85.15
Subtotal	\$ 313,060.75	\$ 156.53
contingencia 5%	\$ 15,653.03	\$ 7.82
total intangibles	\$ 328,713.78	-

Tabla.19 Costos Intangibles varios sin financiamiento

costos de capital	Costos USD (\$)	Costos por KW (\$/KW)
consultoría y diseño	\$ 34,063.00	\$ 17.03
Instalación	\$ 108,680.00	\$ 54.34
permisos e inspecciones	\$ 170,317.75	\$ 85.15
Subtotal	\$ 313,060.75	\$ 156.53
contingencia 5%	\$ 15,653.03	\$ 7.82
total intangibles	\$ 328,713.78	-

Tabla.20 Costos de capital de trabajo con financiamiento

Concepto	Costos USD (\$)	Costo (\$/kWH)
Servicio de mantenimiento	\$ 19,870.40	\$ 9.93
consumibles y reparaciones	\$ 450.00	\$ 0.22
salario de 4 operadores	\$ 1,200.00	\$ 0.60
Costo total cap. De trabajo	\$ 21,520.40	-

Tabla.21 Costos de capital de trabajo sin financiamiento

Concepto	Costos USD (\$)	Costo (\$/kWH)
servicio de mantenimiento	\$ 19,870.40	\$ 9.93
consumibles y reparaciones	\$ 450.00	\$ 0.22
salario de 4 operadores	\$ 1,200.00	\$ 0.60
Costo total cap. De trabajo	\$ 21,520.40	-

Tabla.22 Costo total de inversión con financiamiento.

Concepto	Costos USD (\$)
costos tangibles	\$ 3,406,355.00
costos intangibles	\$ 328,713.78
costos cap. De trabajo	\$ 21,520.40
inversión total	\$ 3,756,589.19

Tabla.23 Costo total de inversión sin financiamiento.

Concepto	Costos USD (\$)
costos tangibles	\$ 3,406,355.00
costos intangibles	\$ 328,713.78
Costo cap. De trabajo	\$ 21,520.40
inversión total	\$ 3,756,589.19

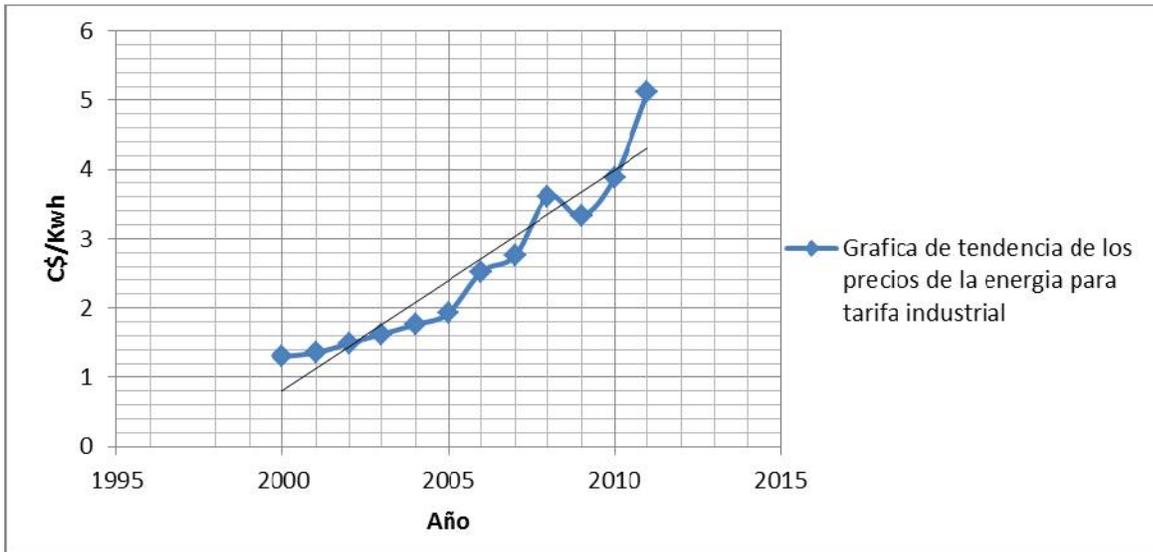
**Tabla.24 Préstamos a realizar para el proyecto
Con financiamiento a 5 años**

Año	Pago a principal USD (\$)	Interés USD (\$)	Deuda USD (\$)
0	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,878,294.60
1	\$ 375,658.919	\$ 338,093.02	\$ 1,502,635.68
2	\$ 375,658.919	\$ 270,474.42	\$ 1,126,976.76
3	\$ 375,658.919	\$ 202,855.81	\$ 7,513,17.83
4	\$ 375,658.919	\$ 135,237.21	\$ 3,756,58.91
5	\$ 375,658.919	\$ 67,618.60	\$ 0.00

6.7.2 Beneficios mensuales por producción interna de energía.

La forma de recuperación de la inversión inicial para este proyecto consistirá en el ahorro por pagos de factura energética como efecto de generación eléctrica interna. Estos valores están supuestos en que la conexión del grupo electrógeno al sistema eléctrico de la planta industrial, con el fin de aprovechar al máximo el potencial, es decir todo lo que se genera es consumido, este ahorro mensual es directamente afectado por la tarifa energética cuya tendencia es al incremento, como lo vemos en la siguiente figura.

Fig. 21 Tendencia de precios de tarifa T5E



Fuente Propia: Grafico elaborado a partir de precios de petróleo de años anteriores, para desarrollar una proyección de tendencia de precios

De esta manera en el flujo financiero la totalidad de ingresos anuales se calcula con una generación anual de 19.992 MWH / año.

6.7.3 Valor Presente Neto (VPN) del proyecto.

Es la suma algebraica de los saldos del flujo de caja de un proyecto descontado a una tasa de actualización. Desde el punto de vista del análisis financiero es el valor actual de la corriente de ingresos que percibe el individuo o la empresa.

Formula de la VPN

$$VPN = -CI + \left[\frac{FNE_0}{(1+i)^0} + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \right]$$

$$VPN = -CI + \sum_{n=0}^n \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto ó Valor Actual Neto

CI = Capital Inicial de la Inversión.

FNE = Flujo Neto Efectivo.

n = Numero de periodos a ser evaluados.

i = Tasa de Inversión expresada en tanto por uno

En nuestro proyecto los resultados obtenidos al calcular la TIR utilizando la formula anterior los cuales serán mostrados en el desglose de los flujos financieros con y sin financiamiento son los siguientes.

Tabla.25 Comparación del VPN con y sin financiamiento

VPN	
Sin financiamiento	Con financiamiento
5,513,939.6	5,744,126.68

6.7.4 Tasa interna de rendimiento mínima atractiva (TREMA) del proyecto.

Esta tasa la determinamos según la tasa inflacionaria para los próximos 5 años, estimada en 9% más un costo por compensación al riesgo de la inversión considerado de 10%. De esta manera el resultado es 19.9%

$$TREMA = (i+p+ (i*p))$$

Donde:

i: Inflación.

P: Premio al Riesgo.

6.7.5 Tasa interna de retorno (TIR) del proyecto.

Es la tasa de descuento que vuelve 0 el valor actual neto de la inversión. A diferencia del VAN la tasa es desconocida. La tasa interna de retorno es la tasa máxima de interés que podría pagar un proyecto por los recursos utilizados para recuperar la inversión, los gastos de operación y que tenga entradas y gastos iguales. Viene a ser la tasa de ganancia del proyecto.

Formula de la TIR

$$VPN = 0 = -CI + \left[\frac{FNE_0}{(1 + TIR)^0} + \frac{FNE_1}{(1 + TIR)^1} + \dots + \frac{FNE_n}{(1 + TIR)^n} \right]$$

$$VPN = 0 = -CI + \sum_{n=0}^n \frac{FNE_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto ó Valor Actual Neto

TIR = Tasa Interna de Retorno

CI = Capital Inicial de la Inversión.

FNE = Flujo Neto Efectivo.

n = Numero de periodos a ser evaluados.

En nuestro proyecto los resultados obtenidos al calcular la TIR utilizando la formula anterior los cuales serán mostrados en el desglose de los flujos financieros con y sin beneficios son los siguientes.

Tabla.26 Comparación de la TIR con y sin financiamiento

TIR	
Sin financiamiento	Con financiamiento
59%	88.98%

6.7.6 Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) del proyecto.

El tiempo de recuperación de la inversión o tiempo de pago de una inversión, es el cálculo asociado a determinar, el momento en el que los flujos netos de efectivos han cubierto la inversión inicial y se comienza a obtener rendimiento del negocio o del proyecto. Para su cálculo se utiliza el valor de los flujos descontados para saber cuánto tiempo se tardara el proyecto en recuperar la inversión, es decir, sumar los flujos netos de efectivos a que los mismos den igual a la inversión.

$$TRI = t_{ia} + \frac{CI - FNE_{aia}}{FNE_n}$$

Donde:

TRI = Tiempo Recuperación de la Inversión

t_{ia} = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

CI = Capital Inicial de la Inversión.

FNE_{aia} = Flujo Neto Efectivo del año anterior en que se recupera la inversión.

FNE_n = Flujo Neto Efectivo del año en que se recupera la inversión.

Tabla.27 Comparación de la TRI con y sin financiamiento

TRI	
Sin financiamiento	Con financiamiento
1.35	1.08

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
activos tangibles	3,406,355.00															
activos intangibles	328,713.78															
capital de trabajo	21,520.40															
inversión total	3,756,589.19															
Ingresos																
energía eléctrica	0	3,256,839.72	3,314,735.88	3,399,155.39	3,458,072.45	3,385,196.96	3,397,118.36	3,412,420.72	3,382,970.02	3,342,219.30	3,316,383.9	3,366,614.49	3,377,524.01	3,383,745.84	3,382,198.62	3,374,651.89
ingresos netos		3,256,839.72	3,314,735.88	3,399,155.39	3,458,072.45	3,385,196.96	3,397,118.36	3,412,420.72	3,382,970.02	3,342,219.30	3,316,383.9	3,366,614.49	3,377,524.01	3,383,745.84	3,382,198.62	3,374,651.89
costos																
mano de obra producción	0	14,400.00	15,821.28	17,395.49	19,136.78	21,067.68	17,564.25	18,197.10	18,672.26	18,927.61	18,885.78	18,449.40	18,626.43	18,712.30	18,720.30	18,678.84
costos de mantenimiento	0	238,444.85	261,979.35	288,046.30	316,879.73	348,852.90	290,840.63	301,319.78	309,187.87	313,416.18	312,723.47	305,497.59	308,428.98	309,850.82	309,983.41	309,296.85
insumos varios	0	5,400.00	5,932.98	6,523.31	7,176.29	7,900.38	6,586.59	6,823.91	7,002.09	7,097.85	7,082.16	6,918.52	6,984.91	7,017.11	7,020.11	7,004.56
depreciación	0	347,681.90	324,503.11	301,324.31	278,145.52	254,966.73	231,787.93	208,609.14	185,430.34	162,251.55	139,072.76	115,893.96	92,715.17	69,536.38	46,357.58	23,178.79
costos financieros	0	338,093.02	270,474.42	202,855.81	135,237.21	67,618.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
costos totales		944,019.78	878,711.15	816,145.24	756,575.55	700,406.31	546,779.41	534,949.94	520,292.58	501,693.21	477,764.19	446,759.48	426,755.50	405,116.61	382,081.42	358,159.06
utilidad antes de impuestos	-3,756,589.19	2,312,819.93	2,436,024.73	2,583,010.15	2,701,496.89	2,684,790.65	2,850,338.95	2,877,470.78	2,862,677.44	2,840,526.09	2,838,619.71	2,919,855.00	2,950,768.51	2,978,629.22	3,000,117.20	3,016,492.83
impuestos 30%	0	693,845.98	730,807.41	774,903.04	810,449.06	805,437.19	855,101.68	863,241.23	858,803.23	852,157.82	851,585.91	875,956.50	885,230.55	893,588.76	900,035.15	904,947.84
utilidad después de impuestos		1,618,973.95	1,705,217.31	1,808,107.1	1,891,047.83	1,879,353.45	1,995,237.26	2,014,229.54	2,003,874.21	1,988,368.26	1,987,033.8	2,043,898.50	2,065,537.96	2,085,040.45	2,100,082.04	2,111,544.98
depreciación	0	347,681.90	324,503.11	301,324.31	278,145.52	254,966.73	231,787.93	208,609.14	185,430.34	162,251.55	139,072.76	115,893.96	92,715.17	69,536.38	46,357.58	23,178.79
crédito 50%	1,878,294.6															
pago a principal	0	375,658.91	375,658.91	375,658.91	375,658.91	375,658.91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
capital de trabajo	0															21,520.40
flujo neto efectivo	-1,878,294.6	1,590,996.94	1,654,061.5	1,733,772.5	1,793,534.43	1,758,661.26	2,227,025.20	2,222,838.69	2,189,304.55	2,150,619.82	2,126,106.56	2,159,792.47	2,158,253.13	2,154,576.84	2,146,439.63	2,156,244.18
TREMA	19.9%															
INFLACION	9%															
PREMIO AL RIESGO	10															
VAN	\$5,744,126.68															
TIR	88.9817%															
PRI	1.088533893															

Tabla.28 Establecimiento del flujo financiero con financiamiento.

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
activos tangibles	3,406,355															
activos intangibles	328713.78															
capital de trabajo	21520.40															
inversión total	3756589.19															
Ingresos																
energía eléctrica	0	3,256,839.72	3,314,735.88	3,399,155.39	3,458,072.45	3,385,196.96	3,397,118.36	3,412,420.72	3,382,970.02	3,342,219.30	3,316,383.90	3,366,614.49	3,377,524.01	3,383,745.84	3,382,198.62	3,374,651.89
ingresos netos		3,256,839.72	3,314,735.88	3,399,155.39	3,458,072.45	3,385,196.96	3,397,118.36	3,412,420.72	3,382,970.02	3,342,219.30	3,316,383.90	3,366,614.49	3,377,524.01	3,383,745.84	3,382,198.62	3,374,651.89
Costos																
mano de obra producción	0	14,400.00	15,821.28	17,395.49	19,136.78	21,067.68	17,564.25	18,197.10	18,672.26	18,927.61	18,885.78	18,449.40	18,626.43	18,712.30	18,720.30	18,678.84
costos de mantenimiento	0	238,444.85	261,979.35	288,046.30	316,879.73	348,852.90	290,840.63	301,319.78	309,187.87	313,416.18	312,723.47	305,497.59	308,428.98	309,850.82	309,983.41	309,296.85
insumos varios	0	5400.00	5,932.98	6,523.31	7,176.29	7,900.38	6,586.59	6,823.91	7,002.09	7,097.85	7,082.16	6,918.52	6,984.91	7,017.11	7,020.11	7,004.56
Depreciación	0	347,681.90	324,503.11	301,324.31	278,145.52	254,966.73	231,787.93	208,609.14	185,430.34	162,251.55	139,072.76	115,893.96	92,715.17	69,536.38	46,357.58	23,178.79
costos totales		605,926.75	608,236.72	613,289.42	621,338.34	632,787.70	546,779.41	534,949.94	520,292.58	501,693.21	477,764.19	446,759.48	426,755.50	405,116.61	382,081.42	358,159.06
utilidad antes de impuestos	-3756589.19	2,650,912.96	2,706,499.15	2,785,865.96	2,836,734.10	2,752,409.25	2,850,338.95	2,877,470.78	2,862,677.44	2,840,526.09	2,838,619.71	2,919,855.00	2,950,768.51	2,978,629.22	3,000,117.20	3,016,492.83
impuestos 30%	0	795,273.88	811,949.74	835,759.78	851,020.23	825,722.77	855,101.68	863,241.23	858,803.23	852,157.82	851,585.91	875,956.50	885,230.55	893,588.76	900,035.15	904,947.84
utilidad después de impuestos		1,855,639.07	1,894,549.4	1,950,106.17	1,985,713.87	1,926,686.48	1,995,237.27	2,014,229.54	2,003,874.21	1,988,368.26	1,987,033.80	2,043,898.50	2,065,537.96	2,085,040.45	2,100,082.04	2,111,544.98
Depreciación	0	347,681.90	324,503.11	301,324.31	278,145.52	254,966.73	231,787.93	208,609.14	185,430.34	162,251.55	139,072.76	115,893.96	92,715.17	69,536.38	46,357.58	23,178.79
capital de trabajo	0															21,520.40
flujo neto efectivo	-3756589.19	2,203,320.98	2,219,052.51	2,251,430.49	2,263,859.40	2,181,653.21	2,227,025.20	2,222,838.69	2,189,304.55	2,150,619.82	2,126,106.56	2,159,792.47	2,158,253.13	2,154,576.84	2,146,439.63	2,156,244.18
TREMA	19.9%															
INFLACION	9%															
PREMIO AL RIESGO	10															
VAN	\$5513939.65															
TIR	59%															
PRI	1.35122954															

Tabla.29 Establecimiento del flujo financiero sin financiamiento.

6.7.7 Análisis del Flujo Financiero.

En las tablas anteriores se reflejan el flujo financiero del proyecto evaluándolo desde dos puntos de vista, con financiamiento y sin financiamiento haciendo uso de los dos recursos generados energía eléctrica y térmica.

El horizonte de evaluación del proyecto se determinó según el criterio técnico, es decir un tiempo menor o igual a la vida útil del equipo principal del sistema como lo es el motor de cogeneración, por ende tomamos el valor de 5 años para nuestro estudio.

En las primeras filas se detalla lo referente a costos de inversión inicial, ya sea tangible o intangible. Los costos de la Tabla 26 varían de la Tabla 27 debido a los costos utilizando inversión como pago al principal para la realización del proyecto, luego se detallan las ganancias anuales probables como efecto de disminución de factura eléctrica.

Otros costos reflejados en las tablas en los que se incurren una vez puesta en funcionamiento la planta de cogeneración, son costos de capital de trabajo, mantenimiento, repuestos, depreciación, entre otros.

Para el caso de los costos financieros y los pagos al principal estos se evalúan solamente para cinco años, periodo en el cual se pretende pagar la inversión, la cual representa un 50% de la inversión total en el caso de realizarse el proyecto con financiamiento.

Una vez vencido en periodo de 5 años se presenta el costo de valor de rescate el cual lo determinamos como el 50% del costo de la inversión tangible. En las últimas líneas de las tablas se reflejan los flujos netos de efectivo por periodo y el valor de flujo actualizado, con el fin de encontrar el Valor Actual Neto de la inversión (VAN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Para estimar la rentabilidad de este proyecto se utiliza el siguiente criterio.

$TIR > TREMA$: El proyecto puede ser aceptado debido a que la inversión ganará más del costo de los fondos utilizados para financiarlos.

$TIR = TREMA$: Resulta indiferente aceptar o no el proyecto.

$TIR < TREMA$: El proyecto no se puede aceptar, se ganará menos que el costo de los fondos para financiarlos.

Teniendo en cuenta los anterior criterio

Todos los indicadores financieros como VPN, TIR Y TRI indican que el proyecto con financiamiento es más viable que sin financiamiento ya que la VAN y la TIR son mayores con financiamiento y la TRI es menor lo que indica que las ganancias son mayores y la inversión se recupera en menor tiempo.

La inversión con financiamiento es más rentable puesto que el 50% de la inversión en este no son activos fijos pertenecientes a la empresa y por ende al momento de entrar en marcha el proyecto este préstamo será pagado con los ahorros por consumo de energía eléctrica mensual producido por las planta de cogeneración durante un periodo de 5 años.

6.7.8 PUNTO DE EQUILIBRIO.

El punto de equilibrio, corresponde a la condición fundamental de no ganar ni perder, para algunos periodos bajo el concepto que el proyecto será rentable. Su cálculo es el resultado de dividir los costos fijos que para efecto de cálculo en nuestro proyecto será la sumatoria de la depreciación y el mantenimiento en el año 1 de cada periodo entre el margen unitario del producto que en nuestro caso es la diferencia entre los costos variables unitarios y los precios variables unitarios. Es importante enfatizar que este valor solo es para efectos de análisis de factibilidad en periodos donde las condiciones particulares de análisis indiquen que los ingresos podrán verse afectados, y el ingreso nunca podrá estar por debajo del punto de equilibrio.

$PE=CF/(PV-CVU)$ Donde:

PE: Punto de equilibrio. CF: Costos Fijos.

PV: Precio de Venta.

CVU: Costo Variable Unitario.

$$PE= ((586,126.755)/(0.39740497- 0.002434319)) \$ PE= \$ 1, 483,975.462$$

6.8 ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.

La cogeneración representa en sí misma una mejora del medio ambiente, fundamentada de manera principal en el hecho de que, debido a su alta eficiencia, el combustible requerido por unidad eléctrica generada es, por término medio, la mitad del empleado por las centrales térmicas convencionales del servicio público.

Teniendo en cuenta adicionalmente que, esta nueva instalación de cogeneración utiliza combustible limpio

(Biogás), la emisión de contaminantes resulta notablemente reducida.

Organizaciones como la Unión Europea subraya la conveniencia de su utilización: "La cogeneración ha de desempeñar un papel fundamental para ayudar a conseguir los requisitos energéticos y medio ambientales en varias partes del globo. Los distintos programas de la Comunidad Europea continuarán apoyando esta tecnología".

El biogás es un combustible frecuentemente utilizado en plantas Cogeneradoras, ya que debido a sus propiedades específicas, este combustible no solo permite la realización de los sistemas termodinámicos más eficaces, sino que también asegura un mínimo impacto sobre el medio ambiente gracias a la disponibilidad actual de sistemas de combustión de bajo contenido en NO2.

La tecnología y el combustible utilizado, hacen que este tipo de plantas sea respetuoso con nuestro entorno. Los problemas de ruido, prácticamente no existen debido a los aislamientos utilizados en el edificio donde se ubica y a la utilización de silenciosos de escape a la salida del motor, del aire de admisión y extracción de la sala de motores.

Por lo que respecta a los productos utilizados en la combustión, en el caso del Gas, no se producen residuos de ningún tipo.

La instalación de una planta de cogeneración en una industria es un hecho singular bajo la perspectiva de las emisiones de CO₂, ya que aumenta las emisiones locales pero reduce las emisiones globales asociadas a la actividad industrial. Ya que la planta de cogeneración emite más CO₂ que la central de Gas natural (GN) necesaria para satisfacer la demanda de Energía térmica, pero menos que la suma de la central térmica y la central eléctrica.

6.8.1 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) Y EL MERCADO DE BONOS DE CARBONO.

El mercado de los Bonos de Carbono nació con el protocolo de Kyoto y el compromiso adquirido por diversos países de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (el más importante de ellos es el dióxido de carbono). Este mecanismo permite a una industria cumplir con el límite impuesto a sus contaminantes comprando "emisiones" a un tercero. Con los ingresos que recibe, este último actor puede mejorar la Tasa Interna de Retorno (TIR) de su proyecto de energías renovables, rellenos sanitarios o plantaciones forestales, entre otros. Así, puede elevar su rentabilidad entre 1% y 3%.

Esto implica básicamente:

- La fijación de una cuota total de emisiones permitidas;
- La asignación de cuotas individuales, es decir, la distribución de un número determinado de permisos de emisión para cada una de los países emisores.
- La creación de un mercado donde se negocien dichos permisos de emisión con el fin de compensar las emisiones en defecto o en exceso de la cantidad de permisos asignados a cada parte del Protocolo de Kioto.

ETAPAS - COSTOS DE TRANSACCIÓN - TIEMPOS
(DE UN PROYECTO TIPO)

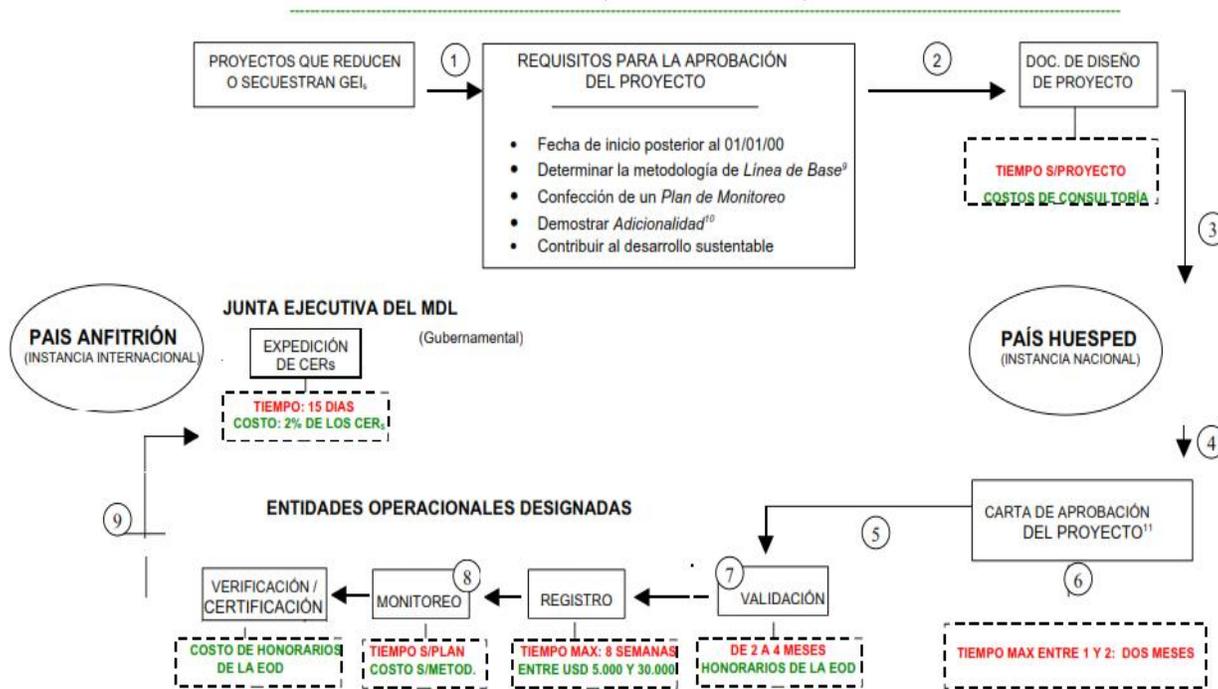


Fig.22 Funcionamiento del Mercado de Bonos de Carbono

Su propósito es establecer derechos de propiedad a un bien hasta ahora considerado un “bien libre”, tal como el aire. Sus características intrínsecas exigen la existencia de una entidad de regulación que a priori establezca y facilite las condiciones de su intercambio.

Características:

- Muy dinámico.
- Fuerte demanda de CERs (Certificado de Emisiones Residuales).
- Oferta limitada (reacción lenta en cantidad de proyectos).
- Costos de transacción altos.
- Tiempos prolongados para el proceso de aprobación.
- El mercado actual está basado en proyectos y no en CERs.

Tipos de Transacciones

1. Transferencia Inmediata (*spot sales*)
2. Contratos a Futuro Implica la transferencia futura de CERs (aún no expedidos) en una fecha específica. En general este tipo de transacciones implica un acuerdo de compra de reducción de emisiones.
3. Acuerdos de compra de reducción de emisiones el proponente del proyecto vende al comprador los derechos de la totalidad o parte de la reducción de emisiones a lograr por el proyecto. El acuerdo contiene información sobre el volumen estimado de reducción de emisiones anual, el volumen mínimo a ser comprado, el precio acordado y las condiciones de pago. En general, el pago se efectúa contra entrega de los CERs, pero en algunos casos es posible obtener un adelanto.

Participantes

1. Oferta (vendedores)
Países No Adscritos al protocolo de Kyoto, pudiendo ser presentados los proyectos MDL por personas físicas, jurídicas u Organismos estatales.
2. Demanda (compradores)
Países Adscritos al protocolo de Kyoto, pudiendo ser Gobiernos o empresas de estos que los utilizan para cumplir con parte de los compromisos. También están incluidos los intermediarios como por ejemplo fondos multilaterales.

Una planta de cogeneración en una industria cárnica como la estudiada puede ser inscrita como un proyecto MDL. Claro está que este es un proceso el cual tiene que pasar por negociaciones de carácter financiero ya que como se había dicho antes este es un mercado dinámico en el cual fijara una tarifa de acuerdo a las necesidades de la parte demandante y la ofertante.

6.8.2 LA REDUCCION DE EMISIONES (METODOLOGÍA DE LÍNEA DE BASE).

La magnitud de la reducción de emisiones será calculada anualmente a través de una metodología muy detallada determinada por la Junta Ejecutiva del MDL siglas de (Modelo de Desarrollo Limpio), en base a un plan de monitoreo pre-establecido. Puesto en términos simples, para calcular la reducción de emisiones, la metodología requiere del cálculo de las emisiones correspondientes a la generación eléctrica en las situaciones con y sin proyecto.

La situación sin proyecto se denomina línea de base (escenario de referencia). Esta línea de base se define bajo el concepto de que “la cantidad de electricidad excedentaria a ser generada por el proyecto generada, en caso de no existir el proyecto, por la operación de otras plantas conectadas a la red y por la incorporación de nuevas fuentes de generación”.

Las emisiones de gases con efecto invernadero en el escenario de referencia (línea de base) se calculan de acuerdo con una metodología aprobada por la MDL. Para este proyecto se ha seleccionado la metodología titulada "Metodología de línea de base consolidada para generación eléctrica a partir de residuos de biomasa, con conexión a la red" (“*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from biomass residues*”).

De acuerdo con dicha metodología, las reducciones de emisiones debidas al desplazamiento de la generación eléctrica por combustibles fósiles se calculan multiplicando la cantidad neta de electricidad generada con biomasa como resultado de la implementación del proyecto (EG) por el factor de emisión de CO₂ de la línea de base, derivado de la misma cantidad de electricidad que se hubiera generado en ausencia del proyecto por otras fuentes ($EF_{electricity,y}$), tal como se describe en la siguiente ecuación:

$$ER_{electricity,y} = EG_y \cdot EF_{electricity,y}$$

De dónde:

$ER_{electricity,y}$ Es la reducción de emisiones debida al desplazamiento de generación eléctrica por el proyecto durante el año y , en t CO₂

EG_y Es la cantidad neta de electricidad generada con biomasa como resultado de la implementación del proyecto durante el año y , en MWh

$EF_{electricity,y}$ Es factor de emisión de CO₂ de la línea de base, derivado de la electricidad que se hubiera generado en ausencia del proyecto, en el año y , en t CO₂/MWh.

La siguiente Tabla nos muestra en resumen los principales contaminantes originados por las tecnologías CHP:

Tecnología	Contaminantes Primarios
Turbina de Gas	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x 0.17 a 0.25 Lbs/MWh • CO 0.23 a 0.28 Lbs./MWh
Microturbina	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x 0.08 a 0.2 Lbs/MWh • CO 0.06 a 0.54 Lbs/MWh
Motores Reciprocantes	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x < 0.06 Lbs. /MWh, con tratamiento de escape. • CO = 0.8 Lbs./MWh, sin tratamiento de escape
Turbina de Vapor	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x 0.1 a 0.2 Lbs/MWh • SO₂ = 0.8 Lbs/MWh
Celdas de combustible	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x = 0.016 Lbs/MWh • CO = 0.019 Lbs/MWh

Fuente: Catalogo de Tecnologías CHP Diciembre 2008

Tabla.30 Contaminantes de las Tecnologías CHP

Con estos datos notamos que la contaminación que producen estas tecnologías son muy pocas comparadas con la contaminación típica de la generación convencional cuyas emisiones de NO_x es de:

1.7 a 6 Lbs. /MWh, y emisiones de CO₂ de 1.13 a 2.2 Lbs. /MWh.

La generación eléctrica en Nicaragua es altamente dependiente de plantas que usan combustibles fósiles, de esta manera el funcionamiento de una planta de motores Reciprocantes con uso de biogás en el matadero San Martín, traería beneficios en la reducción de emisiones debido a no utilizar de la red comercial unos 414,593,649 (KWh/año). En la tabla 23 se cuantifica este beneficio.

Tabla.31 Beneficios del proyecto en la reducción de emisiones.

Contaminante	Generación Convencional		Generación con uso de biogás		Reducción anual [Lbs.]
	Factor de emisión [Lbs./MWH]	Emisión anual [Lbs.]	Factor de emisión [Lbs./MWH]	Emisión anual [Lbs.]	
NO x	6.00	2487.5618	912.	24.8756	2462.6862
CO	2.20	9,1060	0.80	331.6749	580.4311

VII. CONCLUSIONES

- Se recopiló la información necesaria para abordar el tema de la cogeneración en una industria cárnica nacional.
- Con los resultados del estudio de potencial energético determinamos una capacidad de potencial de generación de energía eléctrica a instalar de 2MW eléctricos con potencial de producción eléctrica mensual de 1216137 KWH/mes así como un potencial térmico de 74253KWH/día
- La mejor tecnología para aplicar a este entorno son los motores MACI, ya sea haciendo uso o no de la energía térmica puesto que presentan una mayor eficiencia eléctrica y una instalación más sencilla.
- En el estudio financiero se determinó todo lo referente a los costos que implica el proyecto así como las posibles ganancias, concluyendo que el proyecto es rentable, siendo realizado con o sin financiamiento.
- Determinamos la reducción de los contaminantes al medio Ambiente utilizando la metodología de Línea Base aprobada por la MDL.

VIII. BIBLIOGRAFIA

1. Manual de dimensionamiento y diseño de Biodigestores y plantas de Biogás. Aqualimpia Ingenieros.
2. Catalog of CHP Technologies, December2008. U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership.
3. Potencial de Biogás. CNE (Chile), GTZ, Septiembre2007.
4. Tecnologías CHP cogeneración y Trigeneracion, Grupo AB <http://www.Gruppoab.it>
5. Oportunidades y beneficios de las tecnologías CHP en instalaciones de tratamiento de aguas.EPAAbril2007
6. Evaluación de Proyectos Gabriel Baca Urbina.
7. Estudio de pre-factibilidad de cogeneración por biogás en la planta de tratamiento de aguas servidas de la ciudad de Managua.

IX. ANEXOS

Anexo A Imágenes del Software Biodigestor Pro

Datos del proyecto y fuentes de biomasa

Nombre y ubicación del proyecto

Nombre del proyecto:

Ubicación:

País:

Provincia/Zona/Dep: Ciudad:

Proyectista:

Fecha:

Temperatura medio ambiente

	°C	Días/año
min.	<input type="text" value="28"/>	<input type="text" value="45"/>
med.	<input type="text" value="32"/>	<input type="text" value="250"/>
max.	<input type="text" value="35"/>	<input type="text" value="70"/>

Seleccione tipo de desechos que va a ingresar

Estiércol por animal

Biomasa (desechos agroindustriales)

Aguas residuales o aguas de lavado

Ingreso de datos por volumen de biomasa

Biomasa 1 | Biomasa 2 | Biomasa 3 | Biomasa 4 | Biomasa 5

Ingreso de datos

Biomasa

Tipo de biomasa

Volúmen diario disponible

Temperatura de biomasa

Datos básicos de la biomasa

Porcentaje de masa seca (MS)

Porcentaje de masa volátil (MV)

Resultados

Contenido de masa seca (MS)

Contenido de masa volátil (MV)

Biomasa (t/d)

Categoría	Valor (t/d)
Agua	100
MS	1
MV	1

Resumen disponibilidad de biomasa

N°	Animal	PE (t/d)	MS (kg/d)	MV (kg/d)
Subtotal		0.00	0.00	0.00
N°	Biomasa	BM (t/d)	MS (kg/d)	MV (kg/d)
1	MATADEROS, RESTOS CARNICOS, GRASAS	1,300.00	22,100.00	221.00
Subtotal		1,300.00	22,100.00	221.00
N°	Aguas residuales	Q (m3/día)		DQO(kg/d)
Subtotal		0.00	-	0.00
Totales		1,300.00	22,100.00	221.00

PE = Producción de estiércol (t/d) MS = Masa seca (t/d) MV = Masa volátil (t/d)
 BM = Volúmen biomasa (t/d) DQO = Demanda química de oxígeno

Resultados de dimensionamiento

Dimensionamiento de biodigestor

Volúmen total de biomasa	<input type="text" value="1,300.00"/> (t/día)
Masa seca de la mezcla (MS)	<input type="text" value="22,100.00"/> (kg /día)
Masa volátil de la mezcla (MV)	<input type="text" value="221.00"/> (kg /día)
Tasa de dilución recomendada	<input type="text" value="10"/> (%)
Volúmen de agua adicional para mezcla	<input type="text" value="0.00"/> (m3)
Volúmen total de afluente al digestor	<input type="text" value="1,300.00"/> (m3/día)
Tiempo de retención hidráulica (TRH)	<input type="text" value="15"/> (días)
Volúmen requerido de biodigestor	<input type="text" value="19,500.00"/> (m3)
Margen de seguridad	<input type="text" value="5"/> (%)
Volúmen seleccionado de biodigestor	<input type="text" value="20,475.00"/> (m3)
Temperatura de proceso	<input type="text" value="58.00"/> (°C)
Carga orgánica volumétrica	<input type="text" value="0.01"/> (kg/m3.d)

Porcentajes - eficiencias de degradación

Masa seca		22,100.00	(kg/día)
Masa volátil		221.00	(kg/día)
Porcentaje de MV resistente a degradación	?	3	(% de MV)
Coefficiente de decaimiento k	?	0,06	(/día)
Concentración de masa volátil en efluente	?	0,01	(kgMV/m3)
Masa volátil en efluente	?	13,00	(kgMV/día)
Eficiencia de conversión de sólidos volátiles	?	94,12	(%)
Eficiencia biodegradabilidad sólidos volátiles	?	97,03	(%)

Cálculo de la producción de biogás y energía

Estimación de producción de biogás y toneladas equivalentes CO2			
Eficiencia de remoción MV	?	94,12 (%)	208,00 (kg/día)
Producción de metano CH4	?	13,520,65 (m3/d)	4,935,037 (m3/año)
Porcentaje metano en biogás	?	65 (%)	
Producción de biogás	?	20,801,00 (Nm3/d)	7,592,365 (Nm3/año)
Producción de metano CH4	?	9,69 (l/d)	3,537 (l/año)
Toneladas equivalentes CO2	?	7,427,700 (t/año)	
Energía total disponible para la unidad de generación			
		(Nm3/d)	(Nm3/año)
Producción de biogás		20,801,00	7,592,365
Grado total de eficiencia unidad de generación	?		85 (%)
Producción de energía total bruta	?		114,236 (kWh/día)
Producción de energía eléctrica			
Eficiencia eléctrica sistema de generación	?		35,00 (%)
Generación de energía eléctrica por día			39,983 (kWh/día)
Generación de energía eléctrica por mes			1,216,137 (kWh/mes)
Generación de energía eléctrica por año			14,593,649 (kWh/año)
Horas de operación por día			24 (horas)
Potencia eléctrica nominal de generador			1,666 (kWel)*
Producción de energía calorífica			
Eficiencia calorífica sistema de generación	?		65 (%)
Producción de energía calorífica			74,253 (kWh/día)
Potencia calorífica			3,094 (kW)
Producción específica biogás (Nm3)			
Por m3 de biodigestor			1,02 (m3/día)
Por m3 de biomasa			16,00 (m3/m3)
Por kg masa seca			0,94 (m3/kg.MS)
Por kg masa volátil			94,12 (m3/kg.MV)
Producción específica CH4 (Nm3)			
Por m3 de biodigestor			0,66 (m3/día)
Por m3 de biomasa			10,40 (m3/m3)
Por kg masa seca			0,61 (m3/kg.MS)
Por kg masa volátil			61,18 (m3/kg.MV)
Equivalencias energéticas biogás			
		(Por día)	(Por año)
Biogás (Nm3)		20,801	7,592,365
BTU		477,481,755	174,280,840,484
Mega Joule		503,770	183,876,021
M.cal		120,323	43,918,075
MWhe		40	14,594
HP.h		187,985	68,614,504
BHP		14,264	5,206,298
Ton TNT		120	43,981

(*) Se recomienda que se instale una unidad de generación con una potencia del 20% mayor que la nominal: en éste caso: 1,999,20 (kW)

Producción de biogás - metano

Resumen producción específica de biogás

Nº	Animal	MV (kg/d)	Degradac. (%)	MVdeg (kg/d)	BG (m3/PE)	CH4 (m3/kg.MV)	BG (m3/d)	BG (m3/año)	CH4 (m3/d)	CH4 (m3/año)
	Subtotal	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Nº	Biomasa	MV (kg/d)	Degradac. (%)	MVdeg (kg/d)	BG (m3/VB)	CH4 (m3/kg.MV)	BG (m3/d)	BG (m3/año)	CH4 (m3/d)	CH4 (m3/año)
1	MATADEROS, RESTOS CARNICOS, GRASAS	221.00	94.12	208.01	16.00	65.00	20,801.00	592,365.00	13,520.65	935,037.25
	Subtotal	221.00		208.01	16.00		20,801.00	592,365.00	13,520.65	935,037.25
Nº	Agua residual	DQO (kg/d)	Degradac. (%)	DQO (kg/d)	BG (m3/m3.Q)	CH4 (m3/kg.DQO)	BG (m3/d)	BG (m3/año)	CH4 (m3/d)	CH4 (m3/año)
	Subtotal	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00
	Totales	221.00		208.01	16.00		20,801.00	592,365.00	13,520.65	935,037.25

PE = Producción de estiércol (t/d) MV = Masa volátil (t/d) BG = Biogás
 CH4 = Metano (m3/d) t/d = toneladas por día MVdeg = Masa volátil degradada
 VB = Volumen biomasa

Siguiente Anterior Cancelar Ayuda

Producción de fertilizante orgánico

Resumen disponibilidad de nutrientes (kg)

Nº	Animal	Nitrógeno	Fósforo	Potasio
	Subtotal	0.00	0.00	0.00
Nº	Biomasa	Nitrógeno	Fósforo	Potasio
1	MATADEROS, RESTOS CARNICOS, GRASAS	3,536.00	1,989.00	2,873.00
	Subtotal	3,536.00	1,989.00	2,873.00
Nº	Agua residual	Nitrógeno	Fósforo	Potasio
	Subtotal	0.00	0.00	0.00
	Totales (kg/día)	3,536.00	1,989.00	2,873.00
	Totales (kg/año)	1,290,640	725,985	1,048,645
	Totales (%)	16.00	9.00	13.00

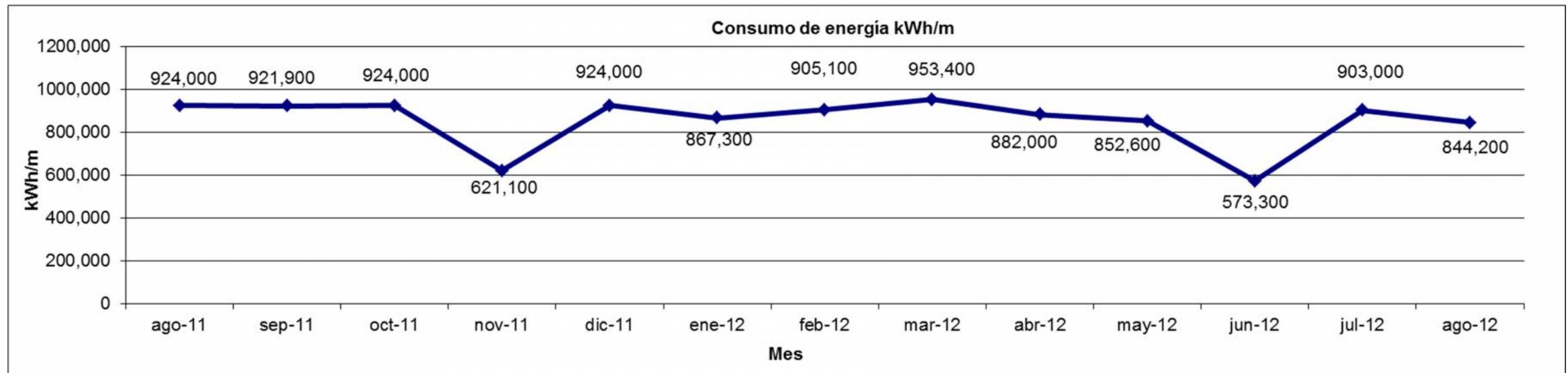
	(kg/día)	(t/año)
Producción de lodo seco	22,087.01	8,062
Producción de biol	1,277,705	466,362
Volumen total de fertilizante orgánico	1,299,792	474,424

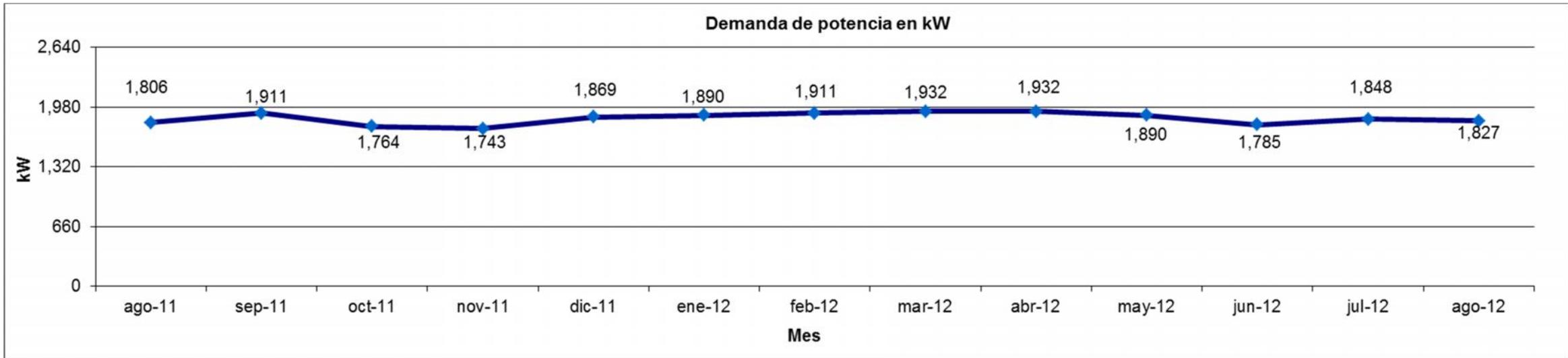
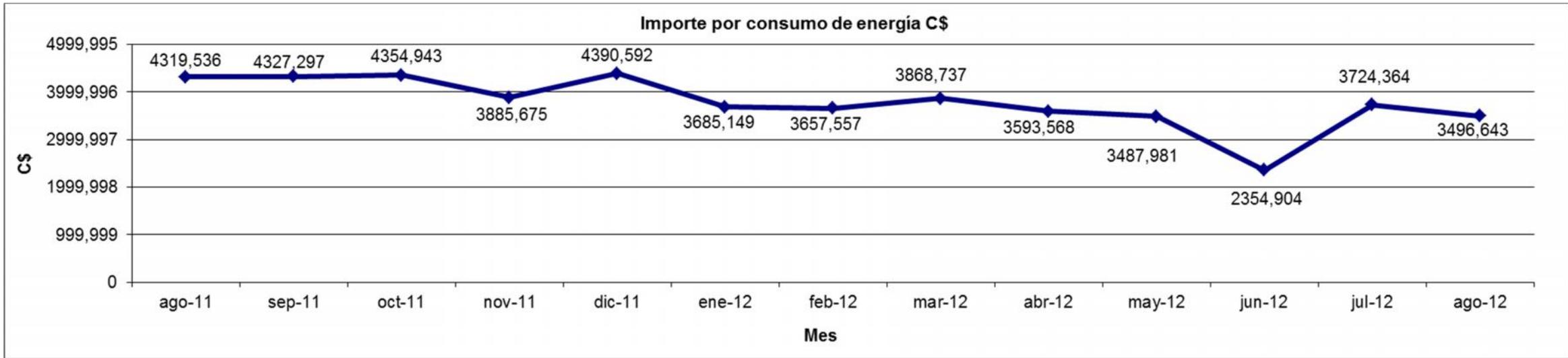
Siguiente Anterior Cancelar Ayuda

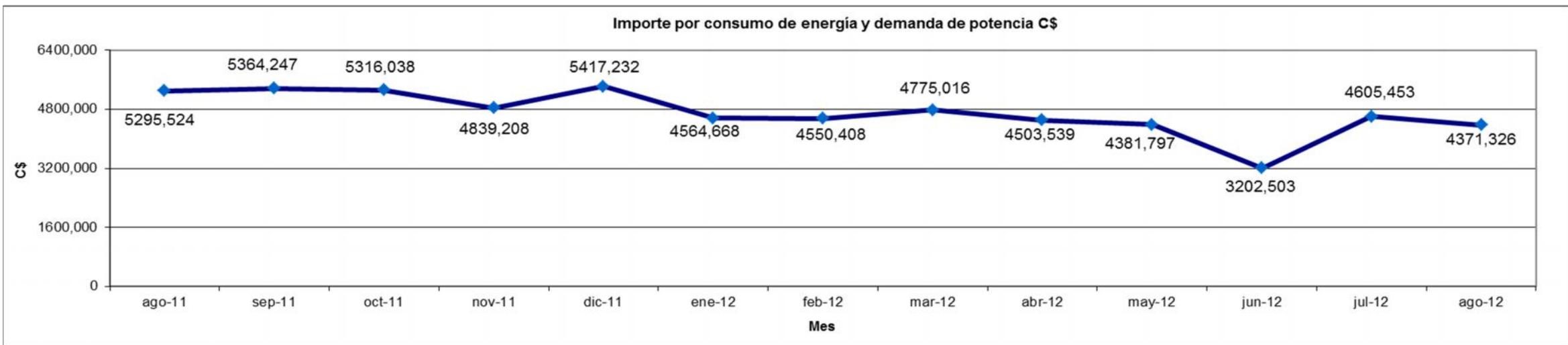
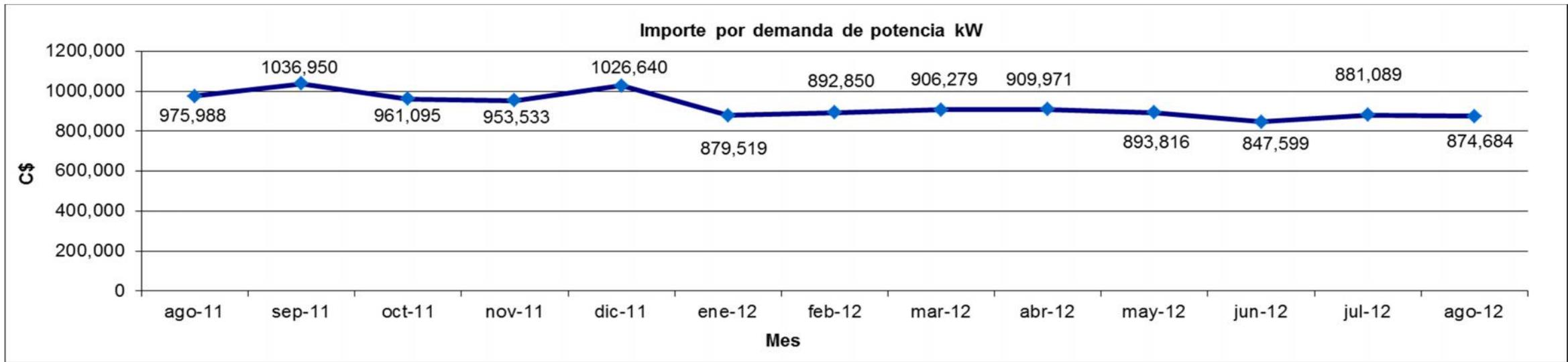
Anexo B

Consumo de Energía Eléctrica del Matadero San Martín periodo (agosto 2011-agosto 2012).

Mes	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12
Días Facturados	31	30	31	30	31	30	30	31	30	31	30	32	30
Consumo de Energía kWh/m	924,000	921,900	924,000	621,100	924,000	867,300	905,100	953,400	882,000	852,600	573,300	903,000	844,200
Consumo de Energía kWh/día	29,806	30,730	29,806	20,703	29,806	28,910	30,170	30,755	29,400	27,503	19,110	28,219	28,140
Demanda kW	1,806	1,911	1,764	1,743	1,869	1,890	1,911	1,932	1,932	1,890	1,785	1,848	1,827
Importe por consumo de energía	4319,536	4327,297	4354,943	3885,675	4390,592	3685,149	3657,557	3868,737	3593,568	3487,981	2354,904	3724,364	3496,643
Importe por demanda.	975,988	1036,950	961,095	953,533	1026,640	879,519	892,850	906,279	909,971	893,816	847,599	881,089	874,684
Imp. Total por consumo y demanda	5295,524	5364,247	5316,038	4839,208	5417,232	4564,668	4550,408	4775,016	4503,539	4381,797	3202,503	4605,453	4371,326







Anexo C

Proyección del consumo eléctrico del matadero San Martín haciendo uso del método de los promedios móviles para un periodo de 15 años.

Periodo	Consumo Anual KW/año	Consumo Medio Diario KW	Potencia kW	Término Fijo \$/(KW/día)/mes	Término Variable \$/KW	cargo por potencia \$	Fijo Anual \$	Variable Anual \$	cargo por potencia anual \$	Total Anua \$
2013	10167,113.92	29,728.40	1,932.00	0.19	0.21	15.83	1925,558.97	2114,902.64	30,588.04	4071,049.64
2014	10175,273.42	29,752.26	1,932.00	0.19	0.21	16.22	1974,125.99	2137,959.42	31,334.44	4143,419.84
2015	10175,322.80	29,752.41	1,932.00	0.20	0.21	16.91	2058,599.87	2157,669.30	32,675.07	4248,944.24
2016	10175,040.17	29,751.58	1,932.00	0.21	0.21	17.30	2105,453.27	2183,717.68	33,419.61	4322,590.56
2017	10174,983.71	29,751.41	1,932.00	0.20	0.22	16.35	1989,578.19	2210,337.44	31,580.56	4231,496.20
2018	10104,320.86	29,544.80	1,932.00	0.20	0.22	16.47	1990,716.21	2223,862.13	31,819.61	4246,397.95
2019	10061,005.02	29,418.14	1,932.00	0.20	0.22	16.53	1989,382.35	2244,208.36	31,935.18	4265,525.90
2020	10047,590.61	29,378.92	1,932.00	0.20	0.22	16.44	1975,385.94	2221,573.76	31,752.83	4228,712.53
2021	10044,912.69	29,371.09	1,932.00	0.19	0.22	16.22	1949,491.29	2196,937.88	31,344.96	4177,774.13
2022	10044,556.90	29,370.05	1,932.00	0.19	0.22	16.19	1945,714.39	2168,480.15	31,285.34	4145,479.88
2023	10117,012.01	29,581.91	1,932.00	0.20	0.22	16.45	1990,332.54	2186,162.01	31,773.56	4208,268.12
2024	10112,001.82	29,567.26	1,932.00	0.20	0.22	16.51	1996,769.45	2193,243.45	31,892.12	4221,905.01
2025	10105,674.66	29,548.76	1,932.00	0.20	0.22	16.54	1999,009.76	2198,724.65	31,947.88	4229,682.30
2026	10098,709.84	29,528.39	1,932.00	0.20	0.22	16.50	1993,085.24	2202,787.87	31,875.17	4227,748.27
2027	10091,076.81	29,506.07	1,932.00	0.20	0.22	16.42	1981,928.73	2204,665.41	31,720.72	4218,314.86

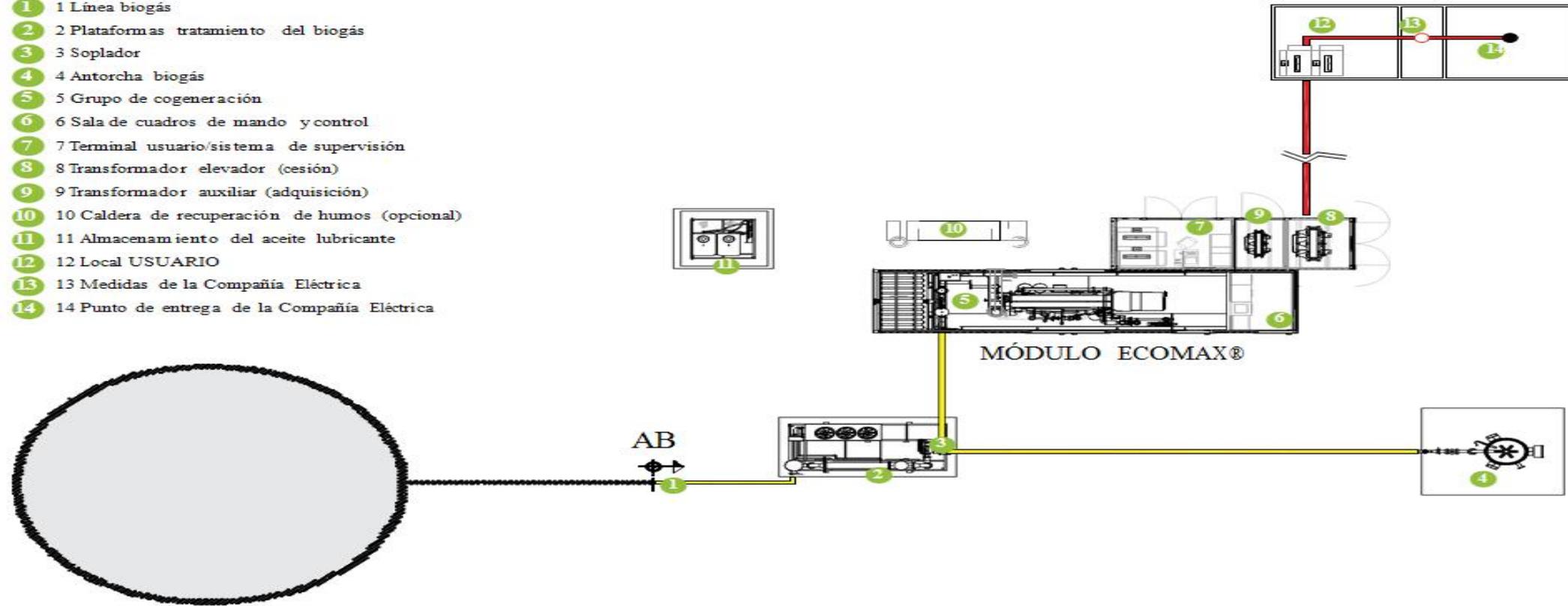
Proyección del consumo eléctrico para los próximos 15 años por medio de la Red eléctrica Comercial.

Periodo	Consumo Anual KW/año	Consumo Medio Diario KW	Potencia kW	Término Fijo \$/(KW/día)/mes	Término Variable \$/KW	cargo por potencia \$	Fijo Anual \$	Variable Anual \$	cargo por potencia anual \$	Total Anua \$
2013	8133,691.14	23,782.72	1,545.60	0.19	0.21	15.83	1540,447.17	1691,922.11	24,470.43	3256,839.72
2014	8140,218.73	23,801.81	1,545.60	0.19	0.21	16.22	1579,300.79	1710,367.53	25,067.55	3314,735.88
2015	8140,258.24	23,801.92	1,545.60	0.20	0.21	16.91	1646,879.89	1726,135.44	26,140.06	3399,155.39
2016	8140,032.13	23,801.26	1,545.60	0.21	0.21	17.30	1684,362.62	1746,974.14	26,735.69	3458,072.45
2017	8139,986.96	23,801.13	1,545.60	0.20	0.22	16.35	1591,662.55	1768,269.95	25,264.45	3385,196.96
2018	8083,456.69	23,635.84	1,545.60	0.20	0.22	16.47	1592,572.97	1779,089.71	25,455.69	3397,118.36
2019	8048,804.02	23,534.51	1,545.60	0.20	0.22	16.53	1591,505.88	1795,366.69	25,548.15	3412,420.72
2020	8038,072.49	23,503.14	1,545.60	0.20	0.22	16.44	1580,308.75	1777,259.01	25,402.26	3382,970.02
2021	8035,930.15	23,496.87	1,545.60	0.19	0.22	16.22	1559,593.03	1757,550.31	25,075.96	3342,219.30
2022	8035,645.52	23,496.04	1,545.60	0.19	0.22	16.19	1556,571.51	1734,784.12	25,028.27	3316,383.90
2023	8093,609.61	23,665.53	1,545.60	0.20	0.22	16.45	1592,266.03	1748,929.61	25,418.85	3366,614.49
2024	8089,601.45	23,653.81	1,545.60	0.20	0.22	16.51	1597,415.56	1754,594.76	25,513.69	3377,524.01
2025	8084,539.73	23,639.01	1,545.60	0.20	0.22	16.54	1599,207.81	1758,979.72	25,558.31	3383,745.84
2026	8078,967.87	23,622.71	1,545.60	0.20	0.22	16.50	1594,468.19	1762,230.29	25,500.13	3382,198.62
2027	8072,861.45	23,604.86	1,545.60	0.20	0.22	16.42	1585,542.99	1763,732.33	25,376.58	3374,651.89

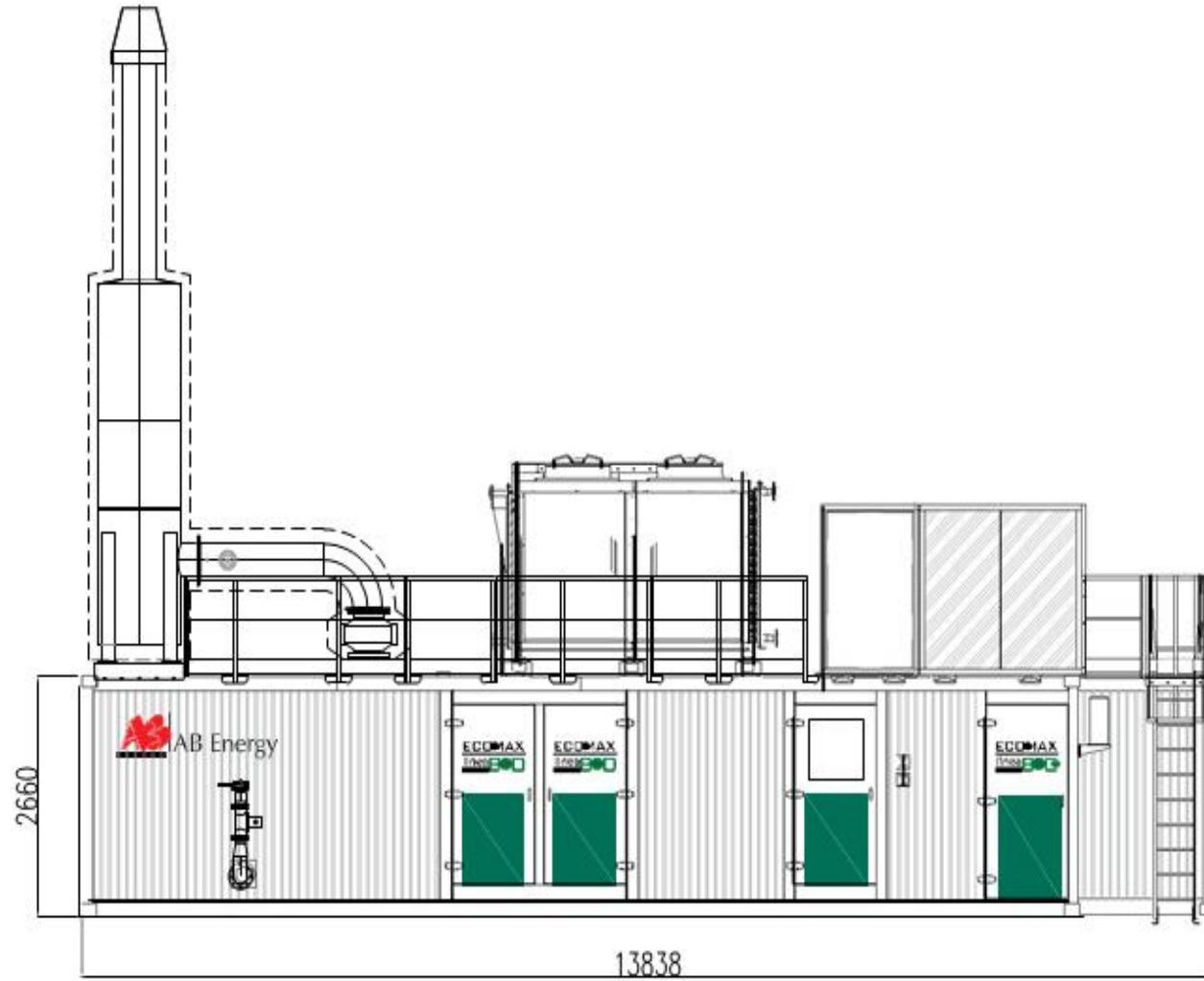
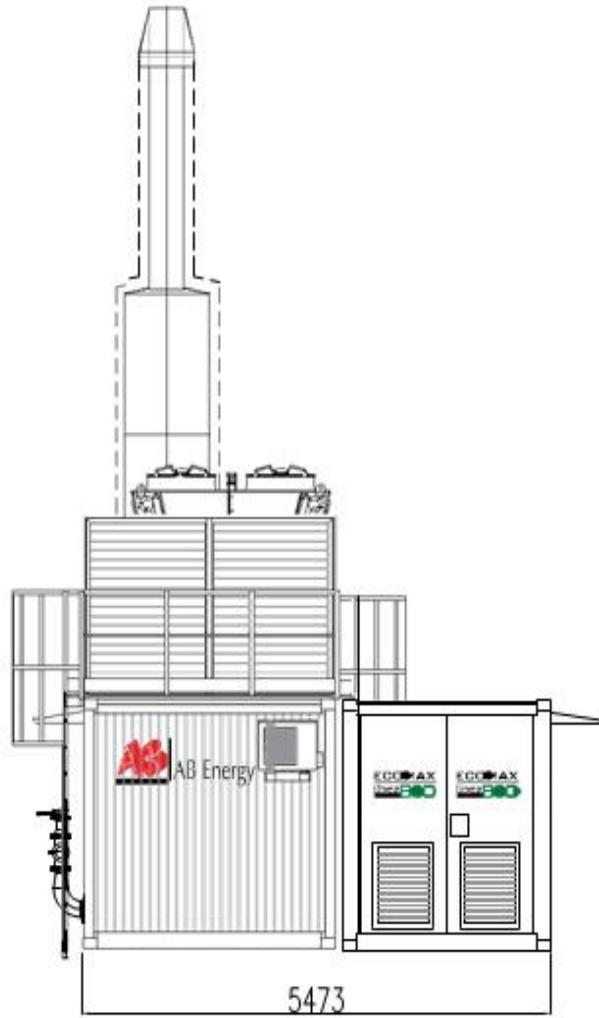
**Proyección del consumo eléctrico para los próximos 15 años
Por medio de la planta de cogeneración.**

Anexo D Esquemas e Imágenes Módulos de cogeneración ECOMAX BIO.

- 1 Línea biogás
- 2 Plataformas tratamiento del biogás
- 3 Soplador
- 4 Antorcha biogás
- 5 Grupo de cogeneración
- 6 Sala de cuadros de mando y control
- 7 Terminal usuario/sistema de supervisión
- 8 Transformador elevador (cesión)
- 9 Transformador auxiliar (adquisición)
- 10 Caldera de recuperación de humos (opcional)
- 11 Almacenamiento del aceite lubricante
- 12 Local USUARIO
- 13 Medidas de la Compañía Eléctrica
- 14 Punto de entrega de la Compañía Eléctrica



> del biogás a la energía: la tecnología AB



ejemplo vista lateral Ecomax® 10 BIO

