



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

**“ALTERNATIVAS DE ABASTO ENERGÉTICO EN
SISTEMAS DE COGENERACIÓN”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO
P R E S E N T A :
RUBÉN PELÁEZ ZAPATA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

2002



EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUÍMICA



(RESPALDO EN CD-ROM ATRAS)

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Profesora Aurora de los Angeles Ramos Mejia

Vocal: Profesor Luis Gallo Sánchez

Secretario: Profesor Euberto Hugo Flores Puebla

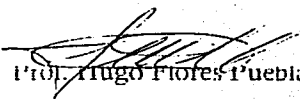
1er Suplente: Profesor Baldomero Pérez Gabriel

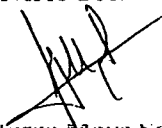
2^{da} Suplente: Profesora Graciela Guadalupe Díaz Argomado

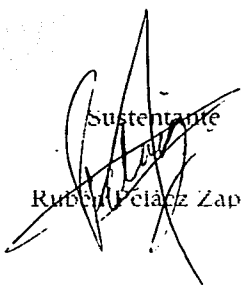
**Sitio donde se desarrollo el tema:
Facultad de Química, Ciudad universitaria**

Asesor del Tema

Supervisor Técnico


Prof. Euberto Hugo Flores Puebla


Ing. Jorge Maya Serrano


Sustentante
Rubén Peñáz Zapata

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A ti Madre, porque sin tu apoyo moral y económico hubiera sido imposible llevar a cabo esta empresa, gracias por haberme dado la herencia del conocimiento, te amo.

A ti Padre porque sin tu ayuda y consejos todo habría sido mucho más difícil gracias por el apoyo para elegir esta carrera.

A ti hermano, te agradezco todo lo que me brindaste para poder seguir adelante, aunque no lo creas, me has ayudado mucho a superarme. Gracias!

A ti Susana, porque fuiste la mejor de mis amigas, porque sin tu ayuda y sin todo el apoyo que me brindaste, la carrera hubiera sido mucho más compleja, pero lo más importante, sin ti la aventura universitaria no hubiera sido tan padre, gracias... Te adoro!

A ti UNAM y a ti mi querida Facultad de Química, gracias por haberme dado la oportunidad de superarme, porque adquirí algunos de los conocimientos más valiosos que tengo y gracias porque aquí conocí de todo; a la mujer de mi vida, a mis mejores amigos, a mis mejores maestros y a lo mejor del planeta.

A mis tocayos Emilio y Enrique gracias por ser los mejores amigos con los que pude compartir la Universidad, contar con hermanos como ustedes verdaderamente me hace sentir que todo valió la pena. ¡Que vivan los Tocayos!...

A usted mi querido profesor Hugo Flores, porque sin su apoyo, sin sus clases y sin su ayuda hubiera sido imposible cerrar este tan importante ciclo en mi vida, Mil Gracias.

A Jorge Maya, subdirector de Cogeneración de CONAE, pues gracias a todo su apoyo durante mis practicas salió la idea de realizar este trabajo. Mil gracias Jorge!

A mi querida maestra Aurora Ramos porque con ella pude aprender electroquímica y por el apoyo que me brindo al ser la presidente de mi jurado y contribuir con las consideraciones ambientales de mi trabajo. Gracias Maestra.

Al profesor Luis Gallo gracias por su contribución, tanto en la parte de economía como jurado y consejero de este trabajo, muchas gracias Luis!

A todos de la facultad, con los cuales tuve la oportunidad de convivir, crecer, compartir y en algunos otros casos hasta tener que coexistir; Gracias... La aventura de cursar una carrera universitaria tan especial como la nuestra fue padrisima, les mando a todos un fuerte abrazo. Y en especial a Jose Antonio, Sandra, Rosy, Isaac, Chucho, Sam, Luis, Baruch, Pepe, Paul, Adrian, Jorge, Julia, Judith, etc, etc, etc (Perdon a los que no menciono pero no acabaria nunca, mil gracias.) Asi como a todos mis maestros. Gracias!!

A todos aquellos familiares y amigos externos a la universidad que siempre estuvieron gracias por su apoyo incondicional, por ser y estar los quiero mucho.

Dios pues para ti simplemente no hay palabras, ¡ERES LO MAXIMO!... Gracias.

INDICE

INTRODUCCIÓN	6
ANTECEDENTES	8
CAPITULO 1.	9
COGENERACIÓN	
1.1 Esquemas de Cogeneración vs. Generación Convencional	10
1.2 Clasificación de los Sistemas de Cogeneración	12
1.3 Descripción de los principales sistemas de Cogeneración	13
1.3.1 Cogeneración con turbinas de vapor	13
1.3.2 Cogeneración con turbinas de gas	14
1.3.3 Cogeneración con ciclo combinado	14
1.3.4 Cogeneración con motor alternativo	15
1.4 Criterios para su implementación	15
CAPITULO 2.	16
COMBUSTIBLES UTILIZADOS ACTUALMENTE EN MÉXICO	
2.1 Gas Natural	17
2.1.1 El Mercado Nacional de Gas Natural	18
2.1.2 Demanda de Gas Natural	20
2.1.3 Oferta Nacional de Gas Natural y Reservas	22
2.1.4 Precios del Combustible en el Mercado Nacional	23
2.2 Combustóleo	26
2.3 Diesel	31
2.4 Nuevas Alternativas	33
CAPITULO 3	34
BIOGÁS	
3.1 Producción de biogás mediante digestión anaerobia de lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales	34
3.2 Tratamiento Anaerobio	35
3.3 Esquema de digestión anaerobia	36
3.4 Descripción del Proceso	37
3.5 Digestor Anaerobio	38
3.6 Generación Convencional de Energía Eléctrica	39
3.7 Esquema del proceso	42
3.8 Esquema de la planta de tratamiento	43

CAPITULO 4	44
ANÁLISIS ECONÓMICO Y BENEFICIOS DEL PROYECTO	
4.1 Balance Económico	44
4.2 Materia prima diaria y presentacion de panoramas	47
4.3 Panorama I (Tabla de Resultados Ingresos - Egresos)	48
4.3.1 Grafica de resultados	49
4.3.3 Tabla de resultados del VPN	50
4.3.4 Grafica del VPN	51
4.4 Panorama II (Tabla de Resultados Ingresos – Egresos)	52
4.4.1 Tabla de resultados del VPN	53
4.4.2 Grafica de resultados Ingresos – Egresos	54
4.4.4 Grafica del VPN	55
4.5 Beneficios del Proyecto	56
CAPITULO 5	57
CONCLUSIONES	
	59
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	
ANEXOS	62
1.- Marco Legal	62
2.- Composición Típica de Combustible Diesel	63
3.- Precios al público de Combustibles Fósiles	66
4.- Precios Medios de la Energia Eléctrica	67
5.- Estimacion de costos	68
6.- Costos de Biodigestor	69
7.- Aplicaciones electroquímicas	70
8.- Equivalencias volumetricas	71
9.- Indice de tablas y graficas	72

INTRODUCCION.

El presente estudio pretende ser una propuesta técnica para el desarrollo autosustentable de un municipio en términos ecológicos y energéticos.

Las cifras que se manejan son meramente indicativas y están sujetas a un refinamiento posterior, para aquellos que, habiéndose identificado con el proyecto, establezcan las posibilidades de realizar las inversiones de manera rentable, sustentadas principalmente, en un abasto seguro del combustible, y que es además renovable.

La tesis esta orientada para aquellos interesados en la tecnología de Cogeneración a partir de gas natural y la justificación principal se basa en ser un proyecto autosustentable, no solamente rentable en el abasto de gas natural y fertilizantes sino que además resuelve problemas tan serios como la contaminación del agua.

El tratamiento de aguas residuales y los sistemas de Cogeneración, están basados en el empleo de tecnologías maduras, ampliamente probadas, lo cual significa una amplia gama de proveedores a nivel internacional y con ello diferentes esquemas de financiamiento con que estos soportan sus ventas, la mejor opción se encontrará en quienes puedan dar el mejor precio y las mejores condiciones de financiamiento, pues nos basamos en el uso de un combustible renovable.

Al final se muestran algunos datos en los anexos, donde se tienen esquemas y sus costos, sabiendo de antemano que las posibilidades de combinación y financiamiento son muy amplias

Los antecedentes dan un panorama más amplio sobre la situación actual de los energéticos y su aprovechamiento, además de una definición más amplia acerca de la Cogeneración y el marco regulatorio que la envuelve, se lleva a cabo una comparación de la Cogeneración contra los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica actuales, además de incluir una breve clasificación de los sistemas de Cogeneración y una descripción de los mismos, así como el criterio básico para su adecuada selección.

En el capítulo II se expone acerca de la Cogeneración y los combustibles que más se utilizan en estos sistemas. Podrá apreciarse que el capítulo del gas natural es el más extenso en comparación al diesel o al combustóleo debido a sus especiales características y a la importancia que representa para la propuesta que presentamos como alternativa que puede llevarse a cabo para utilizarse en estos sistemas. Estas alternativas no solo pretenden otorgar los enormes beneficios que brinda de por sí la Cogeneración; el objetivo principal es tener un proyecto autosustentable y resolver de entrada problemas que requieren especial atención en este milenio, y que al ser resueltos por estas vías tienen como premio o ventaja principal ayudar enormemente a la producción de energía eléctrica y térmica que definitivamente será indispensable para el desarrollo del país.

En el capítulo III se plantea el proceso de tratamiento de aguas residuales para la planta Texcoco Norte, en la que se propone generar biogás para el autoabastecimiento del complejo de aproximadamente 33 MW, así como poner a disposición los excedentes eléctricos de aproximadamente 11 MW que pueden ser utilizados, entre otros, para el alumbrado público municipal

En el capítulo IV se presenta un ligero análisis económico, en el capítulo V las conclusiones del presente estudio para su evaluación, y por último se pretende ampliar la información expuesta mediante la bibliografía consultada y los anexos correspondientes a este trabajo, así como el índice de tablas y gráficas presentadas a lo largo de este estudio.

Con relación a los lodos residuales generados por el tratamiento de aguas negras, los estudios hechos por el Instituto de Ingeniería de la UNAM¹⁵ establecen que después de la biodigestión estos lodos son inocuos y pueden utilizarse sin problemas como fertilizantes orgánicos del suelo, sin embargo además de este tratamiento hay una alternativa electroquímica²⁶ que como tratamiento final a estos lodos garantiza que así sea. Se incluyen en el último anexo algunas referencias y notas sobre esta investigación, pues aun deben llevarse a cabo algunos estudios ante la Secretaría de Salud y otras dependencias para garantizar la completa seguridad de utilizarse sin mayores consecuencias en el campo mexicano, pero la biodigestión aunada a esta alternativa satisficaría las más amplias expectativas de inocuidad para la aplicación sin riesgos tanto a nivel nacional como internacional, pero esta aplicación se incluye solo como mera información y no se detallan cálculos de ninguna índole a este respecto.

ANTECEDENTES

El mejor y mayor aprovechamiento de los recursos naturales es cada vez mas importante, un gran paso para lograrlo se daría al utilizar sistemas de Cogeneración con el fin de optimizar los recursos propios y los del país.

Por lo que respecta al medio ambiente, la Cogeneración permite una reducción importante de emisiones contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de energía primaria que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además de que los sistemas de Cogeneración por lo general utilizan combustibles más limpios, como lo es el gas natural, y tecnologías más avanzadas.

Tenemos reservas probadas de gas natural para los próximos 40 años¹⁰ pero se necesitan grandes inversiones para garantizar el suministro de este energético, sobretodo en zonas alejadas a la red de abastecimiento o de difícil acceso para su suministro.

Es en este sentido donde debemos encontrar nuevas opciones para el suministro de combustibles para estos sistemas. Existe una alternativa viable actualmente, directamente relacionada con la biotecnología y que aprovecha el gas que se produce "naturalmente" es decir biogás, el cual es producido por la descomposición orgánica de productos sólidos o aguas negras por medio de microorganismos para formar en mayor proporción metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) y agua.²⁷

Esta alternativa de abasto energético para los sistemas de Cogeneración, pretende contribuir al planteamiento de esquemas que podríamos adoptar, con el fin de garantizar el suministro eléctrico y térmico para la industria del mañana, y al mismo tiempo resolver uno de los principales problemas que enfrentamos actualmente, la contaminación ambiental a todos los niveles.

En este modelo se pretende resolver principalmente el asunto del tratamiento de aguas residuales, por medio del cual, podemos aprovechar el biogás producido para generar energía eléctrica y térmica adoptando para ello sistemas de Cogeneración y por ultimo aprovechar los lodos residuales producto de este tratamiento como fertilizantes del suelo. Sin embargo el tratamiento por si mismo de aguas residuales implica siempre una erogación que algunas veces no queda muy claro a quien debe cargarse, si a la empresa que lo genera o a los servicios municipales. En estas circunstancias, se establece para el municipio un costo aproximado basado en parámetros internacionales³⁷ de 1 a 2 dólares por cada 100 galones de agua tratada, que de considerarse o integrarse a los costos de operación de la planta de tratamiento, el proyecto en cuestión arrojaría resultados aun más favorables.

CAPITULO I COGENERACION

Aunque la palabra "Cogeneración" es de uso relativamente nuevo, es utilizada para definir un concepto que tiene mas de 90 años de aplicación.³ Con ella designamos a los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de energía eléctrica o mecánica, con otros procesos térmicos como la generación y la demanda de vapor o calor, utilizando para esto el calor de desperdicio de uno como la entrada de energía del otro²

El termino energético "Cogeneración" se usa para denominar a los sistemas de utilización secuencial de la energía para producir electricidad y otra forma degradada de energía térmica, típicamente vapor o calor de proceso. El objetivo de la Cogeneración es la optimización del uso de la energía primaria, generalmente la energía química en la oxidación de los combustibles; el requerimiento de combustible para una generación independiente de electricidad y energía térmica es mayor que el requerido en la Cogeneración de ambas formas energéticas. Una definición acorde a la ingeniería química podría ser la "*Generación de energía térmica y eléctrica de modo secuencial a partir de una misma fuente de energía primaria.*"

La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desecharía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales; a esta forma de aprovechar el calor de desecho se le conoce como Cogeneración.

El termino Cogeneración es ampliamente utilizado y aceptado tanto para describir el concepto de producción combinada de potencia y calor, como para identificar los equipos o sistemas utilizados para producir potencia y calor de esta manera.³

Nuestro país está viviendo una época de cambios en los esquemas tradicionales de generación de energía eléctrica hasta ahora controlados en su mayoría por el estado, estando a cargo la Comisión Federal de Electricidad, pero a partir de las reformas a la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Diciembre de 1992, el artículo tercero de dicha ley precisa que no constituyen actividades del Servicio Público de Energía Eléctrica la generación de energía eléctrica por organismos privados para fines de autoabastecimiento, utilizando entre otras modalidades la de Cogeneración.

Los sistemas de Cogeneración representan actualmente una oportunidad de ahorro para el sector industrial, aumentando su productividad y competitividad, al mismo tiempo que reducen el consumo de energía primaria a escala nacional. La aplicación de estos sistemas es una respuesta concreta a las necesidades actuales y concuerda con las políticas de globalización económica regional e internacional, orientada a conseguir un desarrollo sustentable y un mejor medio ambiente.

1.1 ESQUEMAS DE COGENERACION VS. GENERACION CONVENCIONAL

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. En este proceso, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se descarga a la atmósfera, mediante los gases producto de la combustión que salen por la chimenea del generador de vapor y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico; así como también en pérdidas mecánicas y eléctricas.³

En los sistemas de Cogeneración el combustible empleado para la generación simultánea de energía eléctrica y térmica es menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que del 100% de energía contenida en el combustible, se aprovecha hasta el 84% para la generación de energía eléctrica y calor proceso (25-30% eléctrico y 54 a 59% térmico).
Figura 1

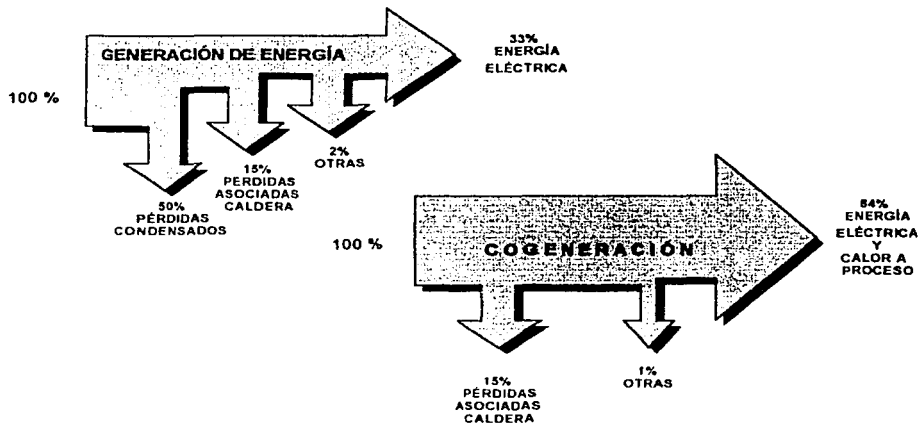


Figura 1. Sistema convencional vs Cogeneración³

La Cogeneración en nuestro país se aplica desde principios de este siglo, la encontramos en los ingenios azucareros, plantas de papel, siderúrgicas y otros procesos industriales. Aunque su aplicación tenía el propósito de asegurar el abasto de energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable, su utilización contribuyó a mejorar la eficiencia de esas empresas y con ello su rentabilidad.

Aunque las redes eléctricas se extendieron (subsidiando en no pocas ocasiones el precio de la electricidad) y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, haciendo más barato abastecerse de este fluido mediante la red pública, las instalaciones de Cogeneración se mantuvieron, pero no así los nuevos proyectos de Cogeneración que fueron pospuestos por conveniencias de inversión

Por el lado del desarrollo tecnológico, la Cogeneración recibe su impulso tecnológico más importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas de aviación en la generación de energía eléctrica, es decir, con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales, haciendo de la Cogeneración una operación más rentable. Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión³.

Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los esquemas de Cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de Cogeneración tipo paquete y la introducción a la aplicación del ciclo combinado.

Es necesario recordar que las máquinas alternativas de combustión interna, conocidas como MCI también tuvieron un desarrollo paralelo al de las turbinas de gas, aplicándose cada día más en los procesos de Cogeneración, sobretodo gracias a la creciente necesidad de transporte marítimo, el cual ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico/eléctricos del orden del 41%³.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Los sistemas de Cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores (Topping Cycles).
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

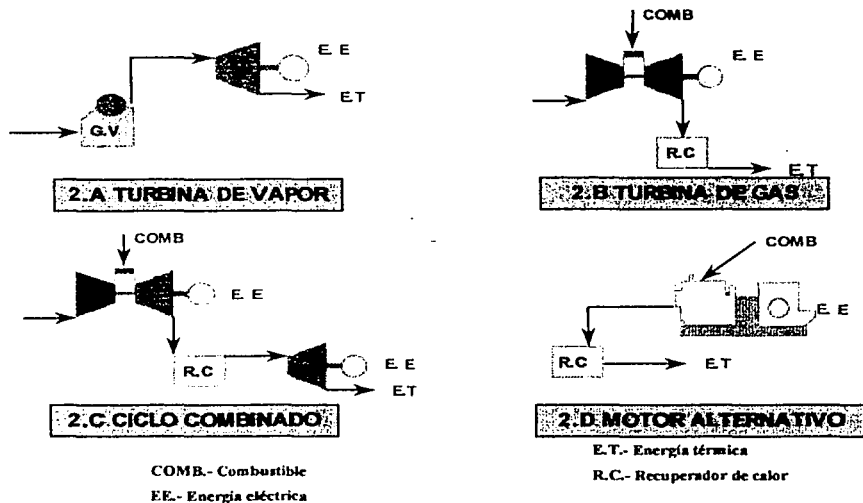
Los sistemas superiores son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) es utilizada directamente para la generación de energía eléctrica a través de la producción de un fluido caliente que se destina a producir energía mecánica. A la salida del sistema de generación eléctrica se obtiene calor o energía térmica residual como vapor o gases calientes que son utilizados posteriormente en los procesos industriales de secado, cocimiento o calentamiento entre otros. Los sistemas superiores se utilizan principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia y azucarera entre otras.

Los sistemas inferiores aprovechan la energía térmica de desecho de los procesos industriales, como gases calientes de escape de hornos o gases de combustión. Los sistemas inferiores, tienen su principal aplicación en la industria; cementera, siderúrgica, vidriera y la química.

Otra clasificación generalmente empleada, y quizá la más utilizada, para los sistemas de Cogeneración, es la que se basa en el motor principal empleado para generar la energía eléctrica. Así tenemos:

- Cogeneración con turbina de vapor (Figura 2.A)
- Cogeneración con turbina de gas (Figura 2.B)
- Cogeneración con ciclo combinado (Figura 2.C)
- Cogeneración con motor alternativo (Figura 2.D)

En la figura 2 se muestran los arreglos de los sistemas de Cogeneración antes mencionados.

Figura 2. Sistemas de Cogeneración³

1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE COGENERACIÓN³

1.3.1. Cogeneración con Turbinas de Vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida por una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos³:

- Contrapresión
- Extracción
- Condensación

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.

En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es del orden de 4 a 1 o mayor.

1.3.2 Cogeneración con Turbinas de Gas

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La Cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

1.3.3 Cogeneración con Ciclo Combinado

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción - condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

1.3.4 Cogeneración con Motor Alternativo.

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de Cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C.

1.4 CRITERIOS PARA SU IMPLEMENTACION

Generalidades para la selección del sistema de Cogeneración³

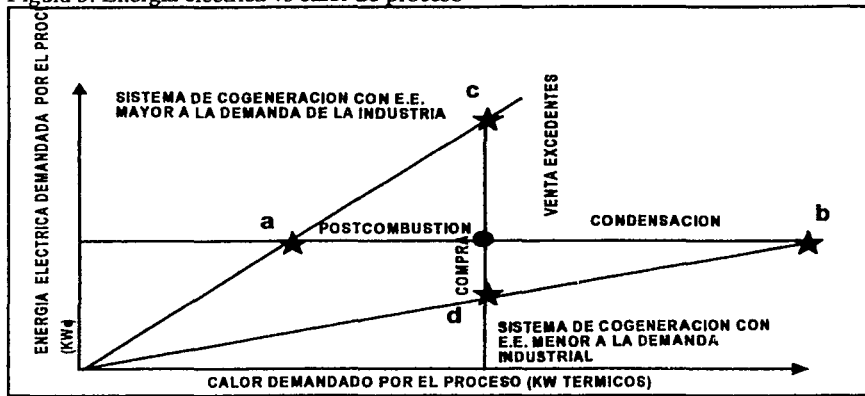
La aplicación correcta de cada sistema de Cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica que se necesite, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de Cogeneración se deben diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica (Punto C del gráfico 3), ya que en este punto del esquema es donde se tiene la mayor eficiencia energética del sistema, aunque en algunos casos se dimensionan con el objetivo de satisfacer la demanda eléctrica, e inclusive una combinación de las anteriores.

También dichos sistemas se pueden diseñar teóricamente a la medida exacta de cada empresa para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado, normalmente no corresponden con dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos, presentándose cuatro alternativas (ver figura 3):

- Cubrir los requerimientos de energía eléctrica y aplicar postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
- Cubrir los requerimientos de energía eléctrica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
- Cubrir los requerimientos de energía térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
- Cubrir los requerimientos de energía térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

Figura 3. Energía eléctrica vs calor de proceso



● Requerimientos de energía eléctrica y térmica de la empresa de que se trate.

EE : Energía eléctrica

El diseño más eficiente, desde el punto de vista energético, corresponde a aquel que satisface el total de los requerimientos térmicos de las instalaciones de que se trate, pudiendo vender los excedentes eléctricos a la red o comprando de ésta los faltantes si fuera el caso. En México estas alternativas están contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.²

CAPITULO 2. COMBUSTIBLES UTILIZADOS ACTUALMENTE EN MÉXICO

En la producción de electricidad, ya sea convencional o por medio de Cogeneración, pueden emplearse diferentes tipos de energéticos. Por ejemplo, el combustóleo es utilizado principalmente en unidades cercanas a las refinerías de Pemex o a las costas. El gas natural en las centrales eléctricas ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey así como para alimentar las unidades de ciclo combinado en otros puntos de la República. El diesel se utiliza en unidades que operan solo durante los periodos de cargas pico o bien en unidades localizadas en zonas aisladas⁴

El Gas Natural es un combustible limpio que presenta las mayores ventajas debido a su mayor eficiencia de combustión y menor precio; por esta y otras razones el gas natural ocupa un lugar estratégico con respecto a otras opciones para propósitos de Cogeneración.

En el presente trabajo, se plantea las alternativas para el abasto de "Gas Natural" que es generación mediante descomposición de materia orgánica. A este "Gas Natural" se le conoce como BIOGAS, pudiendo ser recuperado básicamente de dos fuentes renovables:

- 1.- Mediante Rellenos sanitarios
- 2.- Aguas residuales*

*La biodigestión anaerobia de aguas residuales es la alternativa que se plantea en el presente trabajo, para el abasto de gas natural a instalaciones municipales de Cogeneración

Este planteamiento se hace en virtud de la declinación de las reservas del petróleo mexicano que como fuente no renovable tiende a desaparecer, según lo siguiente:

Reservas de petróleo

Las reservas de petróleo que Pemex dio a conocer en su memoria de labores como cifra oficial al 1° de enero de 1999 esta estimada en un monto de 40,379 millones de barriles (MMb).

La estructura de las reservas probadas de hidrocarburos es la siguiente:

El 68.8 % lo forman aceites (40,379 MMb)

El 10.6 % son condensados (6,211 MMb)

El 20.6 % restante corresponde al gas natural (62,162 MMMpc equivalentes a 12093 MMb de petróleo crudo).

2.1 GAS NATURAL

Antecedentes

El consumo mundial de energía primaria ha evolucionado en paralelo a la dinámica de la economía, por lo que se ha ido modificando su participación dentro de los diversos tipos de energéticos utilizados. Específicamente por razones económicas y de índole ambiental. La participación de los combustibles fósiles ha aumentado, sobresale la tendencia a un mayor consumo de gas natural, ya que éste se ha convertido en la tercera fuente de energía en el planeta por su rápida expansión y usos.⁶ Esto principalmente debido a la modernización de los procesos productivos y el incremento en la competitividad de las empresas quienes para mantener su desarrollo requieren de una explotación cada vez más intensiva de los recursos naturales.

El gas natural ocupa un lugar estratégico debido a su mayor eficiencia, menor precio respecto a otros combustibles y además una combustión más limpia; Comparado con el carbón y el petróleo, combustibles comúnmente utilizados por el sector de energía y la industria, el gas resulta más benéfico y apropiado para responder a la gran preocupación mundial en materia de emisiones contaminantes.⁷

La enorme importancia que tiene actualmente éste energético para las empresas y sobretodo la que se espera tendrá en el futuro, hace necesario plantear alternativas de fuentes "renovables" de este combustible pues al igual que otras fuentes de energía, el crecimiento de la industria del gas natural esta estrechamente ligada al desarrollo económico, por lo que es necesario que el país cuente con alternativas energéticas suficientes a precios competitivos para que éste pueda crecer a ritmos sostenidos.

El crecimiento en la demanda de gas natural, además de implicaciones de índole tecnológica, trae consigo un cambio en la estructura de su mercado.⁷

La alta penetración del gas natural para generar electricidad se debe al perfeccionamiento de la tecnología de turbinas a gas, celdas de combustible, unidades de Cogeneración, así como la mayor y mejor utilización en ciclos combinados. La utilización de gas natural forma parte del desarrollo y adopción de nuevas tecnologías de uso final que son clave en la realización de ambiciosos proyectos de mayor eficiencia energética.⁷

Definición.

El gas natural se define como una mezcla de compuestos de hidrocarburo y pequeñas cantidades de distintos no hidrocarburos, existentes en fase gaseosa o en solución con petróleo en depósitos naturales subterráneos y se encuentra presente en las condiciones correspondientes a dichos depósitos.¹ Los principales hidrocarburos habitualmente contenidos en la mezcla son el metano, etano, propano, butano y pentano, y los gases típicos no hidrocarburos que pueden estar contenidos en los depósitos de gas natural son: dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrogeno y nitrógeno.¹

En general las cantidades de No hidrocarburos son despreciables en comparación al volumen de hidrocarburos¹.

El gas natural se encuentra en formaciones rocosas subterráneas, habitualmente sedimentarias en su origen. Los depósitos naturales están compuestos de roca porosa, la que brinda espacio para la acumulación de los hidrocarburos. Las cantidades económicamente recuperables de hidrocarburos se presentan en los depósitos rocosos porosos en los que las condiciones de deposición o de formación de los estratos han dado lugar a la formación de trampas que ponen fin a la migración subterránea y ocasionan acumulaciones de fluidos y gases de hidrocarburos. En las condiciones del depósito, el gas natural y las porciones licuables se producen bien sea en una sola fase gaseosa en el depósito, o en solución con el petróleo crudo, y no son distinguibles en ese momento como sustancia separada. El gas natural se clasifica por el comité AGA⁶ (American Gas Association) en dos categorías, basadas en el tipo de ocurrencia en el depósito, en la siguiente forma:

Gas No Asociado, definido como Gas Natural Libre, No en contacto con el petróleo crudo del depósito.⁶

Gas Asociado - Mezclado, que es el volumen combinado del Gas Natural que se presenta en los depósitos de crudo, bien sea como Gas Libre (asociado), o como gas en solución en el crudo (mezclado)⁶

2.1.1 El Mercado Nacional De Gas Natural.

La estructura de la demanda nacional de gas natural se compone de cuatro grandes sectores de consumo:⁷

El sector eléctrico, integrado por el consumo en plantas de generación eléctrica propiedad del Estado mexicano (Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro).

El sector petrolero, representado por el consumo de Pemex y sus organismos subsidiarios y subdividido a su vez en tres segmentos:

La demanda denominada auto - consumo, que esta referida al volumen de gas empleado como combustible para la operación de los equipos de las empresas subsidiarias de Pemex.

La demanda de Pemex Petroquímica, cuyo total se forma por el volumen de gas utilizado como insumo, ya sea integrado o transformado en las líneas de proceso.

La demanda conocida como recirculaciones internas; es decir:

El consumo de gas natural para bombeo neumático, inyectado en los pozos para impulsar el aceite a la superficie.

El gas residual para sellos de compresores.

Los vapores de planta de líquidos de Cactus, Chiapas

Todos estos conceptos tienen la característica de ser empleados únicamente por Pemex Exploración y Producción, por lo demás el gas utilizado se recupera y se devuelve en el punto de inicio en los procesos.

El Sector Industrial, integrado principalmente por empresas manufactureras y extractivas como la minería, siderurgia, química, etc.

Sector Residencial y Comercial, que comprende el consumo de los hogares y de empresas comerciales.

Estos cuatro sectores participan de manera diferente en cada región del país, así en una regionalización en la cual los estados de la República Mexicana se han distribuido en ocho regiones, se tendría:

REGION	ESTADOS INVOLUCRADOS
1.- Peninsular Norte	Baja California Norte, Baja California sur
2.- Noroeste	Chihuahua, Durango, Sinaloa, Sonora
3.- Noreste	Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas, Zacatecas.
4.- Occidente	Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit
5.- Centro	Distrito Federal, Hidalgo, México, Morelos, Puebla, Querétaro, Tlaxcala
6.- Golfo	Tabasco, Veracruz
7.- Sur	Chiapas, Guerrero, Oaxaca
8.- Peninsular Sureste	Campeche, Quintana Roo, Yucatán

Tabla 1. Estados de participación del País por Regiones⁷

Con esta regionalización se destacan las áreas más activas y las de mayor potencial de desarrollo en el mercado nacional del gas natural, tomando en cuenta factores como la densidad estatal de la infraestructura en ductos de transporte y distribución, los niveles de desarrollo industrial, así como el crecimiento demográfico y urbano, es decir; La demanda potencial.

Se debe aclarar que el comportamiento en el consumo de las regiones es debido principalmente a la configuración actual del sistema de ductos y que esta situación tenderá a cambiar en el futuro dadas las necesidades e inversiones posibles para expandir la red.⁷

2.1.2 Demanda De Gas Natural

Análisis por Sector⁸

En el periodo 1991-1997, el consumo de gas natural creció a una tasa promedio anual de 2.5%⁷

La demanda del sector petrolero totalizo más del 50% del consumo nacional en cada año. El sector industrial mantiene la segunda posición con una participación promedio de 28.6% consumiendo 25,043.8 mm³ por día⁷

El sector eléctrico ocupa el tercer lugar con aproximadamente el 15% del promedio anual y un consumo de 12,973.5 mm³ por día⁷

Estos tres sectores consumen anualmente 97% del total en el país⁷

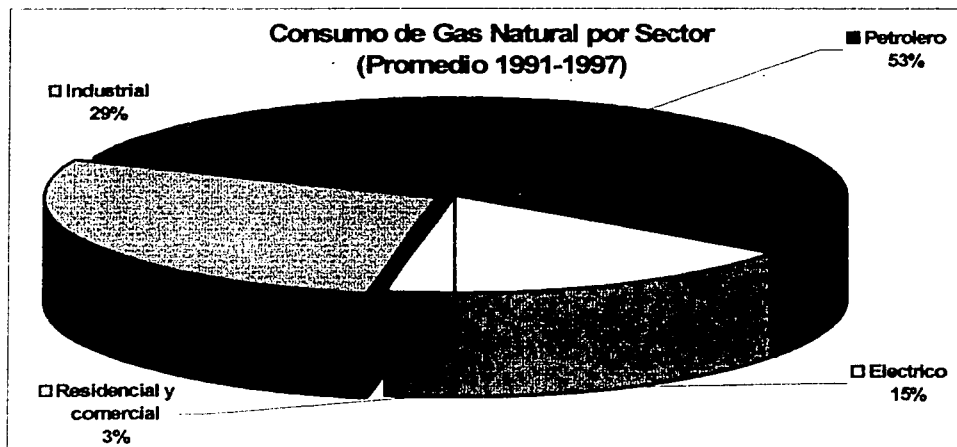


Figura 4. Consumo de Gas Natural por sector

Sector Eléctrico

El consumo en este sector muestra una tasa de crecimiento anual de 3.7% y su participación respecto al total paso de 14.5% en 1991, a 15.5% en 1997

Esta tendencia creciente es el resultado tanto de la reconversión a gas natural en plantas de generación eléctrica a partir de combustóleos en zonas ambientalmente críticas (Samalayuca, Monterrey, Salamanca, Tula y Altamira) así como de la relativa ventaja de su precio.

Sector Industrial

La tasa promedio de crecimiento es de 2.3% anual, al pasar de 24,210.9 mm³ por día en 1991, a 27,824.1 mm³ por día en 1997

Este crecimiento se debió en parte por la sustitución de diesel y Combustóleo creado por la tecnificación y modernización de los procesos productivos, así como a los nuevos requerimientos de la nueva normatividad ambiental en Nuevo León, Tamaulipas, México, Jalisco y el Distrito Federal, principalmente.

Sector Petrolero

El alto nivel de demanda de este sector se debe al Autoconsumo de los organismos subsidiarios de Pemex empleándolo como combustible para la operación de sus equipos, para su utilización como materia prima, integrado o transformado, en sus industrias de proceso, y por ultimo, el que se utiliza para recirculaciones internas, bombeo neumático, sellos de compresores o vapores de plantas de líquidos.

REGION	SECTOR						TOTAL REGION
	Eléctrico	Petrolero			Industrial	Residencial y Comercial	
		Auto-consumo	Materia prima	Recirculacion es Internas			
Golfo	1631	23256.7	3117.7	6022.7	2855.5	0	36913.6
Noreste	4188.1	2214.2	0	0	11086	1965.1	19453.4
Centro	7138.7	1741.3	421.9	0	7645.5	271.8	17219.2
Peninsular Sureste	0	3121.3	0	8417.8	0	0	11539.1
Occidente	87.8	1381.8	376.6	0	4927.2	0	6773.4
Noroeste	2191.7	271.6	243.5	0	1245.9	583.5	4536.2
Sur	0	1636.5	0	0	0	0	1636.5
Peninsular Norte	0	0	0	0	34	0	34
Total Nacional	15237.3	33623.4	4159.7	14440.5	27824.1	2820.4	98105.4

Elaboración con base en información de CFE y PEMEX, Memoria de labores varios años

Tabla 2 Distribución de Consumo de Gas Natural en el País.

2.1.3 Oferta Nacional De Gas Natural

Reservas

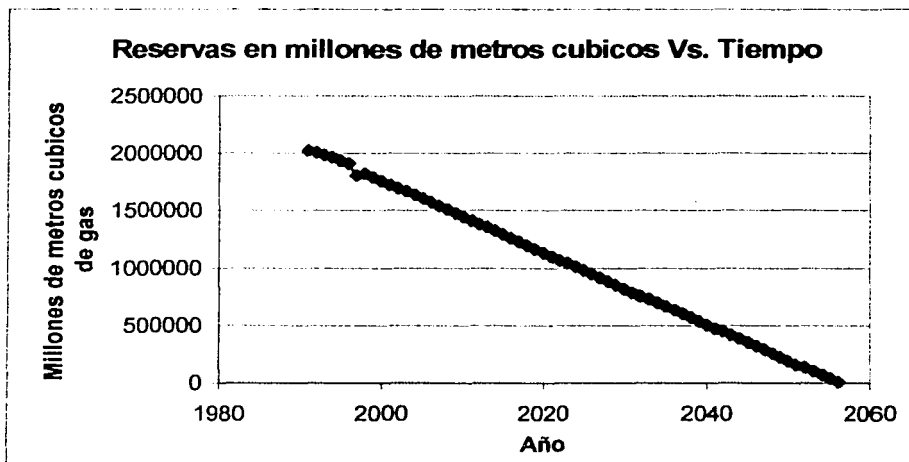
En el periodo de 1991 a 1997, el nivel de las reservas probadas de gas ha venido disminuyendo a un ritmo de 1.9% anual. En 1997 su nivel se redujo en 106329.6 mmm³

57.1% del total de las reservas al 1° de enero de 1997 corresponde a la región norte; la región sur se ubico como la segunda en importancia, pues sus niveles representan 25.4% del total nacional. No obstante, esta zona ha reducido anualmente sus reservas en 5.7% durante todo el periodo. Las regiones marinas aportaron el restante 17.5%

Tabla 3 Reservas probadas de gas por región 1991-1997

RESERVAS PROBADAS DE GAS POR REGIÓN 1991-1997 (MILLONES DE METROS CÚBICOS)							
REGIÓN	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Norte	1049873.7	1038688.5	1035771.9	1032770.3	1026767.2	1025974.3	1033931.3
Sur	653806.6	655817.1	621978.5	610453.6	589584.1	560616	458817.1
Marinas	321197.5	314684.6	325728.2	329749.1	320886	329550.9	317063.2
Total	2024877.8	2009190.2	1983478.6	1972973.9	1937237.3	1916141.2	1809811.6

Elaboración basada en Memoria de labores Pemex, varios años



Uno de los instrumentos mas usados para determinar el número de años en los que se tiene asegurado el abastecimiento de gas es el coeficiente de reservas / producción, el cual alcanza actualmente una relación de 39 años.⁷

Capacidad de transporte y distribución

La Infraestructura de gas existente en México cuenta con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11,915 km. De este total 10,287 Km. corresponden a transporte (86.3%), y 1628 Km. a la red de distribución (13.7%)⁷

En la región noroeste y noreste del territorio nacional se localiza aproximadamente el 40.2% de los ductos de transporte; en la región occidente y centro 26.4% y en la sur el 33.4%

El 89.6% de los ductos de distribución esta ubicado en las regiones occidente y centro del país.

La infraestructura del transporte de gas natural del país conecta las áreas de producción de la región del golfo con las áreas metropolitanas de la ciudad de México, Monterrey y otras ciudades del norte del país, donde los sectores eléctrico e industriales son los principales demandantes

2.1.4 Precios Del Combustible En El Mercado Nacional

Comportamiento histórico de los precios

Para el caso de nuestro país los precios se establecen a partir de referencias internacionales y se ajustan de acuerdo con los costos de transporte, por lo tanto, el precio que el consumidor final paga se calcula regionalmente a partir de los precios de referencia, mas la tarifa de transporte y distribución aplicable para cada sector, el costo de servicio y el impuesto al valor agregado (IVA)

Precio Final del Combustible = Precio de referencia + Tarifa de transporte por región + Costo de servicio + IVA

A partir de estas consideraciones se presenta el cuadro con precios representativos para cada zona determinada y para los sectores industrial y residencial. Es preciso señalar que son precios ponderados por volúmenes de venta, ya que los costos de servicio para cada consumidor varían de acuerdo con los compromisos establecidos con cada uno de ellos.

El precio del gas natural para uso domestico registró, entre 1991 y 1997, un crecimiento promedio anual de 11.3% en términos reales. Sin embargo, después de haber alcanzado un incremento 30.7% en 1996 respecto a 1995 (debido a un comportamiento anormal en el mercado de referencia internacional provocado por un invierno particularmente frio), en 1997 disminuyó 27.3% al pasar de 1.83 a 1.33 pesos por metro cubico.⁷

En lo que se refiere a precios, se publicó el 15 de marzo de 1998 la *Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para la regulación de actividades en materia de gas natural*, la cual establece que para la determinación del precio máximo de venta de primera mano se utilizara como mercado de referencia internacional el del sur de Texas, denominado Houston Ship Channel (HSCH).

También indica que el factor de ajuste por transporte en México serán las tarifas máximas de transporte autorizadas a Pemex.

En esta forma, el precio máximo que la paraestatal puede establecer para el gas natural incluye los movimientos en el precio del gas en el mercado de referencia de los EUA y los cambios en los costos de transporte en México.

La importancia del HSCH está en que es un mercado competitivo cuyas ventajas son las condiciones adecuadas de liquidez e instrumentos de cobertura, cercanía con la localización de la oferta de gas del Golfo de México, además de que cuenta con una importante red de ductos que cruza la región.

El mercado de gas natural ha tenido un comportamiento expansivo, resultado del proceso de modernización tecnológica en los sectores demandantes del país que ha incentivado la producción. Esta tendencia continuara en los próximos años como consecuencia de la liberalización del mercado y de las cada vez mayores restricciones a la emisión de contaminantes⁷

Tabla 4. Precios representativos del gas natural seco al público⁷ (pesos por metro

AÑO	USO INDUSTRIAL (Sectores)								USO DOMESTICO
	Monterrey	Chihuahua Sur	Naco	Cárdenas	Venta de Carpio	Salamanca	Piedras Negras	Chihuahua Juárez	
1991	0.73	0.76	0.87	0.64	0.7	0.73	0.9	N.D.	0.7
1992	0.75	0.8	0.83	0.73	0.75	0.78	0.83	0.83	0.83
1993	0.63	0.67	0.67	0.6	0.63	0.65	0.63	0.6	1.3
1994	0.49	0.56	0.52	0.45	0.52	0.56	0.47	0.47	1.24
1995	0.8	0.93	0.5	0.69	0.78	0.83	0.65	0.82	1.4
1996	1.35	1.48	0.66	1.24	1.33	1.38	0.72	1.39	1.83
1997	0.81	0.92	0.78	0.71	0.78	0.83	0.81	0.8	1.33

Precios al cierre de año con base 1997 (incluye IVA. Deflactado con el IPC de diciembre correspondiente a cada año)^{23,24}

Sector Chihuahua Sur: Parras, Chávez, Torreón, G. Palacio, Laguna del Rey, Jiménez, Camargo, Delicias, Chihuahua y Ciudad Cuauhtemoc

Sector Monterrey: Tampico, Altamira, Reynosa, Río Bravo, Matamoros, Nuevo León, Monclova, Ramos Arizpe y Saltillo

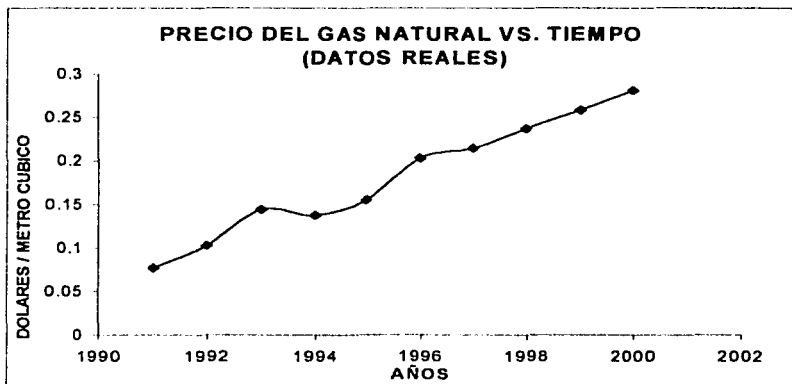
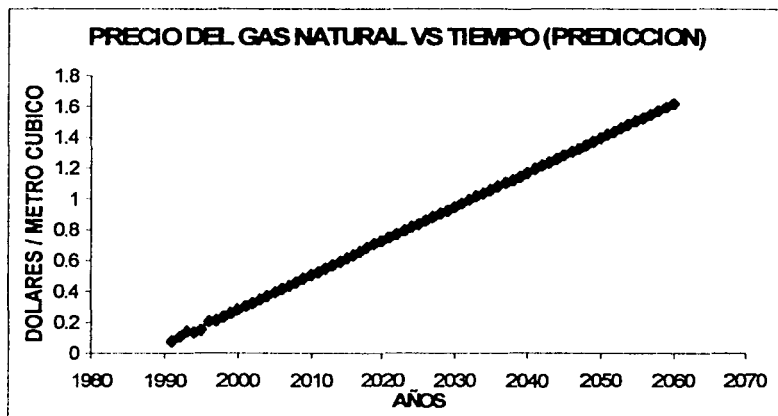
Sector Naco: Cananea y Hermosillo

Sector Cárdenas: Ciudad Pemex, Cactus, Nuevo Pemex, Villahermosa, Coatzacoalcos, Minatitlan, Cosoleacaque y Jaltipan

Sector Venta de Carpio: Tierra Blanca, Veracruz, Córdoba, Orizaba, Puebla, Atlixco, Poza Rica, Valle de México, Tula y Toluca

Sector Salamanca: San Juan del Río, Querétaro, San Luis Potosí, Celaya, Salamanca, Irapuato, Lázaro Cárdenas, Guadalajara y Morelia
Sector Chihuahua Juárez: Ciudad Juárez y Ducto el Paso-Samalayuca

Figura 6 y 7 Precio del Gas Natural Vs. Tiempo. Datos Reales y Predicción



2.2 COMBUSTOLEO

Las designaciones dadas a los combustóleos mas comúnmente empleados para fines comerciales, industriales y marinos y otros que implican mayores instalaciones que las utilizadas en el hogar y establecimientos comerciales pequeños se establecen con grados 4, 5 y 6.^{1,10,11}

Típicamente estos combustibles proporcionan calor y vapor para la industria y grandes edificios, generan electricidad compitiendo con el gas, el diesel y el carbón, e impulsan barcos. La mayor parte de los combustibles residuales o combustóleos es grado 6, de mayor viscosidad. El usuario individual más grande de combustibles residuales o combustóleos es la industria generadora de energía eléctrica, que consume alrededor del 40% del combustible residual disponible.⁸

La demanda que habrá en el futuro, de combustóleos con bajo contenido de azufre puede satisfacerse en teoría, pero cada estrategia tiene sus propios inconvenientes. El aumento de la capacidad desulfuradora de los equipos de refinación existentes implica la necesidad de un tiempo considerable, y la desulfuración de los combustóleos, especialmente los de grados mas pesados, es un proceso costoso.⁴

Las alternativas de elegir crudos con bajo contenido de azufre o de importar grandes cantidades de combustibles residuales con esta característica ya no son practicas debido a lo limitado de las existencias. Por su naturaleza, los combustibles residuales tienen puntos de ebullición altos y contienen fracciones difíciles de quemar rápidamente en condiciones "frías". Por ello dichos combustibles generalmente son quemados en equipos que permiten una operación relativamente uniforme en un ambiente en el que las temperaturas de la caldera suelen ser altas.¹¹ Por ejemplo, en México el combustóleo es utilizado principalmente en unidades cercanas a las refineries de Pemex o a las costas.⁴

Debido a que los combustibles residuales compiten por ese bajo precio directamente con otros combustibles en muchas áreas, no ha sido económicamente práctico mejorar la calidad de estos en los niveles que en teoría resulta posible.¹¹

Actualmente el uso de los combustóleos producto residual de la refinación del crudo tiene un alto efecto contaminante debido a la formación y expulsión de gases ácidos producto de su combustión, produciéndose por cada 100 metros cúbicos de combustóleo con 3.6 por ciento en peso de azufre, 7.2 toneladas de SO₂ que se transforman en 11 toneladas ácido sulfúrico al combinarse con el vapor de agua atmosférico, lo cual se precipita a la tierra en forma de lluvia ácida. Si solo se consideran los volúmenes de producción de combustóleo de PEMEX en 1988 por ejemplo, del orden de 159,466 millones de barriles, se obtiene de su combustión una producción de 1.825 millones de toneladas de SO₂ que se traduce en 2.79 millones de toneladas de ácido sulfúrico que son precipitadas a la tierra, lo que lesiona de manera importante al medio ambiente de la zona donde se emplea este tipo de combustible.⁴

Los gases provenientes de la combustión del combustóleo de residuos del petróleo, no se pueden usar en forma directa en turbinas de gas debido a su contenido de azufre y vanadio, ya que estos forman productos que destruyen las alabes de las turbinas y corroen cualquier aleación metálica a temperaturas mayores a los 600 °C.⁴

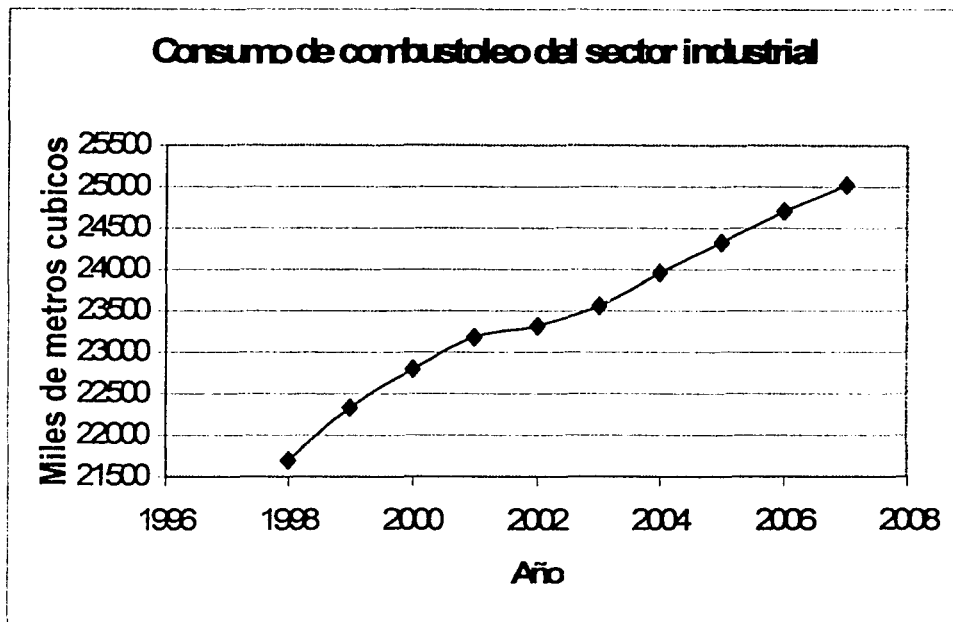
Otro aspecto importante es la alta concentración de vanadio y níquel que en estos residuos llega, aproximadamente, a las 300 ppm y 50 ppm respectivamente; es decir, se están desaprovechando unas 7600 toneladas de vanadio y unas 1300 toneladas de níquel por año. Estos productos terminan siendo arrojados a la atmósfera o a los depósitos de desechos industriales. El pentóxido de vanadio que se podría formar (\approx 135,000 toneladas), tiene un valor comercial aproximado de 164 millones de dólares, mientras que el níquel alcanza los 17 millones de dólares aproximadamente⁴.

Esto resulta en una mayor demanda de gas natural y el consecuente encarecimiento de éste, provocando por otra parte una alta disposición de asfaltos y combustóleo con alto contenido de azufre y metales pesados que obstruyen su uso como combustibles. Lo anterior es indicativo de un proceso, a largo plazo, de sustitución de combustóleo, en el orden de mas de 25,000 mm³ día en términos de gas natural, equivalentes a casi 120 mil barriles diarios (mbd) de combustóleo⁷

El poder contar con un combustóleo limpio y de mayor calidad, contribuiría a un mejor uso del mismo en la generación de calor en calderas y hornos, así como el emplearlo de materia prima en los ciclos de Cogeneración para la producción de energía eléctrica y térmica.⁴ (Aunque tal vez se eleve sustancialmente el precio).

Tabla 5 Producción de Combustóleos²² Energéticos Secundarios Líquidos (Miles de barriles diarios)

COMBUSTOLEO	ANO 1997	ANO 1998
Pesado	426	445
Ligero	0	0
Intermedio	0	0
TOTAL	426	445

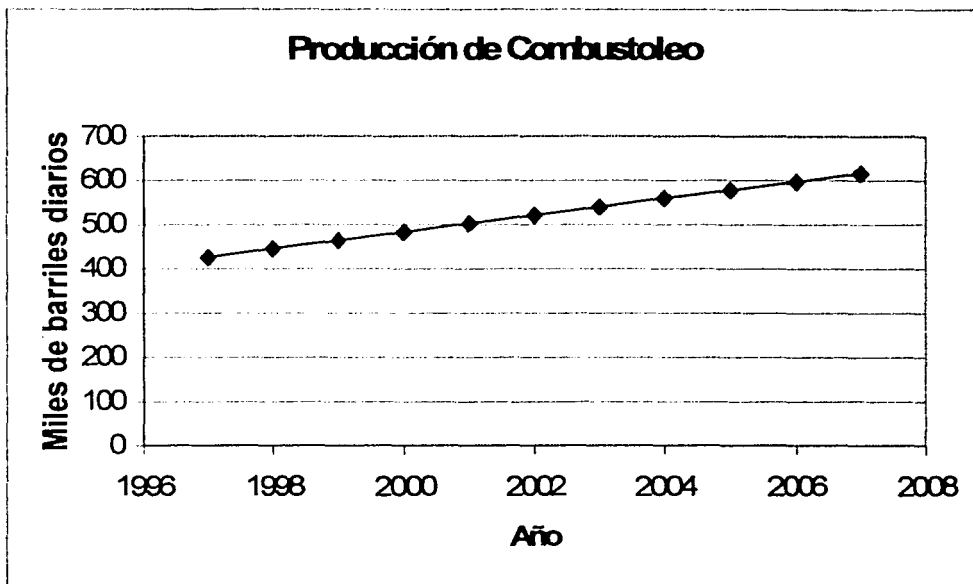
Figura 8 Consumo de Combustóleo del sector Industrial^{2,3}

(Proyección econométrica basada en comportamiento anterior)

Tabla 6 Consumo de Combustóleo del Sector Industrial⁹

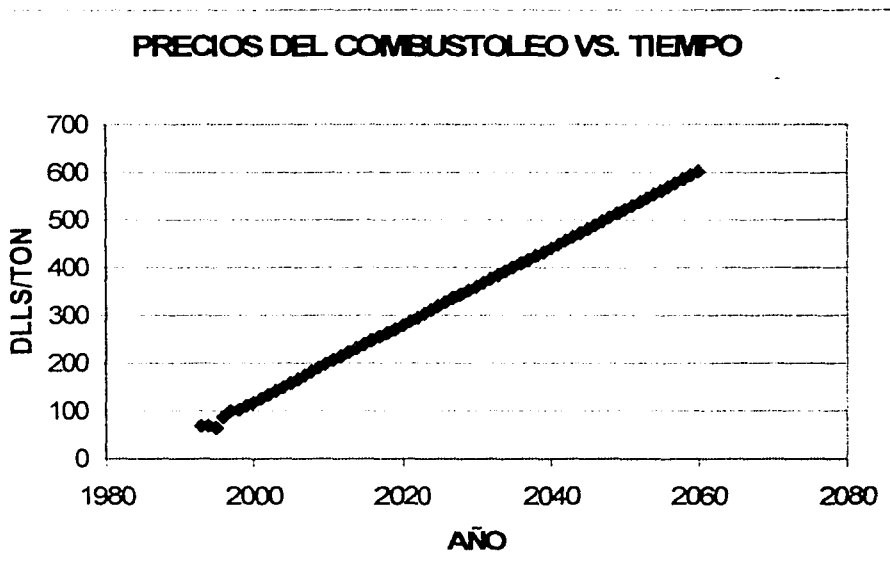
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTÓLEO DEL SECTOR INDUSTRIAL 1998-2007 (MILES DE METROS CUBICOS POR AÑO)		
AÑO	COMBUSTOLEO	TASA DE CRECIMIENTO
1998	21700.6	2.5
1999	22333.3	2.5
2000	22793.3	2.5
2001	23179.9	1.7
2002	23321	0.6
2003	23561.1	1
2004	23965.3	1.7
2005	24328.8	1.5
2006	24703.5	1.5
2007	25025.4	1.3

Figura 9. Producción de Combustóleo

Tabla 7. Precios Industriales del Combustóleo⁹

COMBUSTÓLEO	
PRECIOS PARA LA INDUSTRIA 1993-1997	
AÑO	PRECIO EN DLLS/TON
1993	68.6
1994	69.4
1995	64.3
1996	87
1997	100.1
1998	102.06
1999	110.12
2000	118.18
2001	126.24
2002	134.3
2003	142.36
2004	150.42
2005	158.48

Figura 10. Precios del Combustóleo Vs. Tiempo (estimación)



Este tipo de proyecciones económicas en todos los casos, están basadas únicamente en el comportamiento de los últimos 5-10 años. No toman en cuenta otros muchos factores a considerar, como podrían ser el sustancial aumento de precios de los combustibles al aumentar la demanda y disminuir las reservas o a las variaciones de precios internacionales, entre otras. ^{8,9,18,19,20,21,22,23}

DIESEL

Aunque la composición del combustible Diesel ha evolucionado desde el principio de la década de 1960, el efecto neto no ha dado por resultado una mejora notable de los niveles de funcionamiento. Los principales factores del funcionamiento del combustible Diesel son¹⁰:

Contenido de azufre
 Viscosidad
 Volatilidad y punto de fluidez.

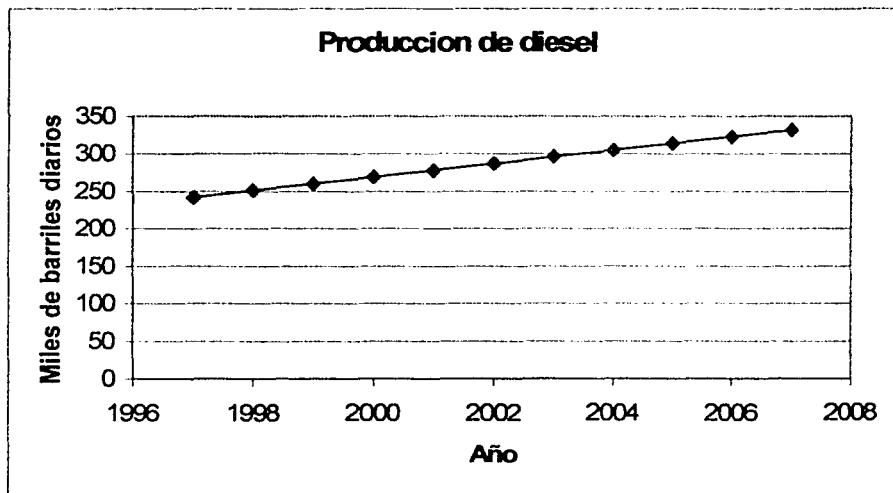
Las investigaciones sobre combustible diesel se publican anualmente, por lo general hacia finales de año, las tendencias desde 1960 de 4 categorías de combustible diesel es la siguiente¹⁰:

Tipo C-B, aceites combustibles Diesel para autobuses urbanos y similares.
 Tipo T-T, combustibles para motores Diesel de autotransportes pesados, tractores y similares.
 Tipo R-R, combustibles para motores diesel de ferrocarril
 Tipo S-M, combustibles destilados pesados y residuales para motores Diesel estacionarios pesados y marinos.

Tabla 8 Producción nacional de diesel²¹

PRODUCCIÓN DE ENERGÉTICOS SECUNDARIOS LÍQUIDOS (Miles de barriles diarios)		
	1997	1998
Diesel		
Pemex diesel	242	251
Desulfurado	23	23
Marino	0	0
Carga a hidrodesulfuradoras	10	16
Total	275	290

Figura 11 Producción de Diesel (Proyección)



2.4 NUEVAS ALTERNATIVAS

Por todo lo anteriormente expuesto el gas natural representa por muchas razones la mejor alternativa como combustible en sistemas de Cogeneración, debido a su alto poder calorífico y lo más importante a su mínimo nivel de emisión de contaminantes, sin embargo, el gas natural como las reservas petroleras, también esta condenado a desaparecer, a medida que este combustible comience a escasear, el precio ira aumentando progresivamente según lo dictan las leyes del mercado.⁷

El poder obtener este mismo combustible mediante otras fuentes alternativas y renovables que no provengan del petróleo ayudara enormemente a continuar con el desarrollo sustentable que el nuevo milenio demanda. Además estas nuevas alternativas, no solo generaran este combustible limpio, sino que resolverán uno de los principales problemas actuales de contaminación como lo es el tratamiento de aguas residuales. Adicionalmente se generan lodos inocuos que pueden servir como fertilizantes a la tierra.

Este trabajo esta orientado a mostrar las bondades de producir este combustible mediante rutas que resuelven problemas actuales y futuros, pues sabemos que el gas natural de fuentes no renovables se agotará pronto y si comenzamos desde ahora a considerar de manera integral la aplicación de tecnologías maduras, podremos enfrentar de manera promisoría un futuro aparentemente adverso.

CAPITULO 3

BIOGAS.

3.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS MEDIANTE DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LODOS VÍA TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES.

El presente estudio evalúa la factibilidad de alimentar un sistema de Cogeneración a partir del gas natural generado mediante la digestión anaerobia de los lodos producidos por la planta de tratamiento de agua Texcoco Norte¹⁶.

La planta Texcoco Norte contempla manejar 44 m³/s de aguas residuales a través de un tratamiento primario avanzado. La propuesta generada es la de implementar un sistema de biodigestión anaerobia para producir lodos inocuos y generar biogás. Este último, procesado mediante un sistema de Cogeneración para obtener tanto energía térmica como eléctrica buscando la autosustentación de todo el conjunto.

El estudio tiene su origen en tres motivos principales:

Tratamiento anaerobio de las aguas residuales del Valle de México

Producción de energía útil de manera económica a partir del biogás desprendido de la biodigestión de los lodos

Disposición segura de los lodos producidos por la planta Texcoco Norte, produciendo beneficio como mejoradores de suelo

Se propone la alternativa de tratar los lodos mediante digestores anaerobios, obteniendo lodos secos, libres de contaminación para el ecosistema y mejoradores de suelo. Esta digestión tiene como subproducto biogás, que esta constituido en su mayor parte por metano (CH₄)¹⁷

De acuerdo al proyecto integral de "Saneamiento de las Aguas Negras que se producen en el Valle de México" en el cual el Instituto de Ingeniería de la UNAM en apoyo a la Comisión Nacional de Agua (CNA) proponen lograr a mediano plazo y sin riesgos operativos y sanitarios la rehabilitación de los sistemas de drenaje del área metropolitana, el tratamiento de las aguas negras que en ella se generan y su reutilización para riego agrícola.¹⁴

En paralelo a este proyecto se estructura el presente estudio en la Planta de Tratamiento Texcoco Norte programada para el procesamiento de las aguas del Gran Canal de desagüe, en terrenos propiedad federal ubicados dentro del municipio de Ecatepec, en parte del terreno ocupado antiguamente por la empresa Sosa Texcoco. El flujo a tratar es de 44 m³/s.¹⁵

El sitio planeado para la disposición de los lodos presenta características especiales, que incluyen parte de la zona del ex Lago de Texcoco, de régimen Federal, así como el evaporador solar conocido como "El Caracol", propiedad de la antigua empresa Sosa Texcoco. Los cambios más relevantes se presentaran en el área del ex Lago de Texcoco, que actualmente esta supeditado al Plan de Rescate Hidroecológico del Lago de Texcoco, a cargo de la Comisión Nacional del Agua, ya que los lodos previamente desaguados y tratados, se utilizaran como mejoradores de los suelos en los Distritos de Riego aledaños al ex - Lago de Texcoco.

3.2 TRATAMIENTO ANAEROBIO.

Es un proceso de digestión consistente en la degradación biológica de sustancias orgánicas complejas en ausencia de oxígeno atmosférico. Durante estas reacciones gran parte de la materia orgánica es convertida a metano, dióxido de carbono, agua y lodos inocuos.^{27,28,29}

El proceso depende de la acción de microorganismos, generalmente clasificados como productores de ácidos (ácidogénicos), y productores de metano (metanogénicos). Estos últimos son de primordial importancia en el tratamiento de las aguas residuales, y deben de controlarse rigurosamente a partir de parámetros como temperatura, alcalinidad y pH, y asegurar el tiempo de retención suficiente para que la digestión se lleve a cabo.^{16,28}

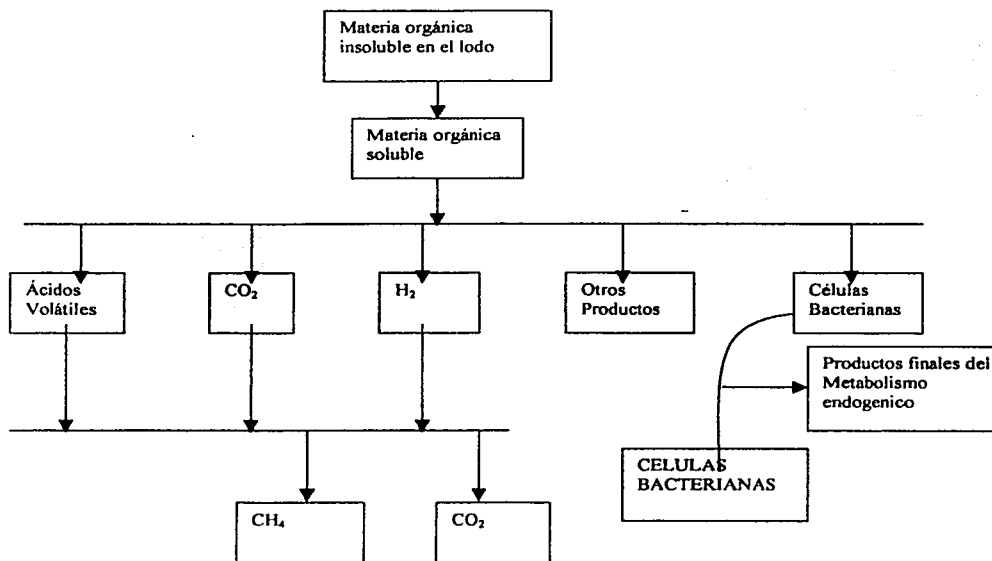
La descomposición de la materia orgánica por las bacterias se realiza en ausencia de aire. El oxígeno necesario para su desarrollo lo obtienen de su propio alimento. En este proceso de descomposición, los materiales pasan por varios procesos: Licuefacción, gasificación y mineralización, obteniéndose un producto final inerte con liberación de gases.^{27,28}

La digestión pasa por distintas fases, siendo la principal, la fermentación alcalina, de donde resulta de vital importancia el control del pH para el desarrollo de esta y las demás fases.²⁷

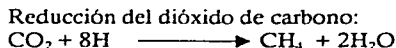
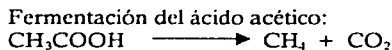
La digestión esta influenciada además por una serie de factores que determinan su eficacia:¹⁶

- Temperatura
- Concentración de sólidos
- Mezcla del lodo
- Acidos volátiles en los lodos

En la siguiente figura podemos observar la digestión anaerobia en forma esquemática: (Hernández Muñoz, 1985)

Fig. 12 ESQUEMA DE DIGESTION ANAEROBIA²⁷

En este estudio nos enfocamos a la fermentación metánica. Los organismos metanogénicos solo fermentan unos pocos compuestos, siendo la mayor parte de ellos productos de otras fermentaciones bacterianas (alcoholes, ácidos volátiles y gases). Aunque el metano es producido a partir de todos los ácidos volátiles, al final se obtiene de dos únicas fuentes: Reducción del dióxido de carbono y fermentación del ácido acético. Las reacciones involucradas son:¹⁶



Las metanobacterias son estrictamente anaerobias y altamente sensibles a las condiciones ambientales, por lo que la etapa de fermentación metánica es la fase limitante del proceso de digestión.²⁷

El tiempo necesario para la estabilización de los lodos es función de la temperatura de digestión. En la gama de temperaturas de 14°C a 65°C, las bacterias ordinarias o mesófilas mantienen su actividad hasta los 35°C. Por encima de esta temperatura desaparecen las condiciones adecuadas para su existencia.^{15,16,27,28}

3.3 Descripción del Proceso

Los lodos generados por el tratamiento primario avanzado de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (P.T.A.R.) son calentados previo a su ingreso al sistema de digestores anaerobios.²⁴

En los digestores se lleva a cabo la degradación de la materia orgánica contenida en los lodos por acción de bacterias metanogénicas. Las bacterias generan metano en la degradación. Para que se pueda llevar a cabo de forma eficiente la biodigestión anaerobia es necesario mantener los biodigestores a una temperatura de 37°C (310 K).²⁷

El biogás generado puede ser quemado en una turbina de combustión sin que afecte el funcionamiento de la misma y sin dañar el equipo. La potencia generada por la turbina estará en relación directa con la cantidad de CH₄ presente en la mezcla del biogás, asimismo, este equipo, tiene capacidad de tolerar márgenes relativamente amplios de fluctuación en la composición del biogás, llegando al tope en 50% de CH₄ en la mezcla.³³

El biogás producido durante la digestión anaerobia es conducido a un compresor (como parte integral de la turbina) para aumentar su presión e ingresarlo al combustor de la turbina, en el que se quema parte del metano contenido en el gas y genera energía eléctrica. Los gases de salida de la turbina de gas (o de postcombustión) son introducidos a una caldera de recuperación (de calor sensible) en la que ceden su calor al ir generando vapor de alta presión. Los gases exhaustos tienen la opción de ser depurados o liberados a la atmósfera sin que esto represente mayor riesgo.³³

El vapor generado en la caldera es utilizado para mantener a la temperatura de 37°C los digestores y calentar los lodos que se ingresan a ellos.

3.4 Balance De Materia Preliminar Texcoco Norte¹⁶

1.- Bases: Ingreso de aguas residuales a la planta de tratamiento

$$Q = 44 \text{ m}^3/\text{s} \quad (3.8 * 10^6 \text{ m}^3/\text{d})$$

Composición media de las aguas residuales¹⁶:

$$\text{DQO}_t = 576 \text{ mg / l}$$

$$\text{DBO}_t = 219 \text{ mg / l}$$

$$\text{SST} = 252 \text{ mg / l}$$

$$\text{N-NH}_4^+ = 22 \text{ mg / l}$$

$$\text{PO}_4^3 = 28 \text{ mg / l}$$

Tratamiento Primario Avanzado¹⁵

Dosis:

50 mg / l Sulfato de Aluminio

0.4 mg / l Polímero aniónico

17 mg / l Cloro

300 mg / l Cal viva por gramo de lodos (peso seco)

Producción de Lodos

21 litros de lodo / m³ de agua residual0.147 kg / m³ (al 0.7 %)¹⁶

Estos últimos, son pasados por un espesador, obteniendo lodos al 4% que son los que se ingresaran al biodigestor anaerobio.¹⁶

3.5 DIGESTOR ANAEROBIO¹⁵

Los digestores anaerobios reciben una carga de 14050 m³ / día de los cuales el 4% es lodo, que representa 562 ton / día en base seca

Para el caso del proceso de biodigestión anaerobia, se realizaron cálculos de dimensionamiento y costo para el equipo, con base en un trabajo previo realizado para la P.T.A.R Texcoco Norte^{13,14}.

Los resultados se presentan a continuación:¹⁶

Tabla 9. Número de Reactores

FLUJO, Q	600 M ³ / H
Tiempo de retención hidráulico	6 h
Volumen total	3600 m ³ total
Módulos de 1200 m ³	3 módulos

Tabla 10. Dimensiones

ALTURA UTIL	5.5 M
Borde Libre	0.5 m
Altura total	6.0 m
Area por modulo	220 m ²
Dimensiones modulo	10 x 22 m
Espesor de muros estimado entre módulos	0.40 m
Area de la unidad (3 módulos)	712.8 m ² (32.4 x 22)

Biogás Producido

El volumen total de biogás producido para ser aprovechado en generación de energía es de 500,000 m³ / día.¹⁶

La composición del biogás desprendido del tratamiento biológico anaerobio es la siguiente:

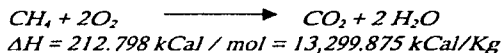
Tabla 11. Composición de biogás¹⁶

COMPONENTE	% EN VOLUMEN	GASTO POR COMPONENTE (m ³ /día)
Metano (CH ₄)	70 %	350,000
Nitrógeno (N ₂)	22 %	110,000
Bióxido de Carbono (CO ₂)	8 %	40,000

El resultado obtenido es un volumen total de metano de 350,000 m³ / día que corresponde al 70% del Biogás total desprendido durante el tratamiento.¹⁶

3.6 GENERACIÓN CONVENCIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La reacción de oxidación que se lleva a cabo en los sistemas de Cogeneración y que aporta la mayor parte de la energía requerida por la turbina de gas es¹⁷:



Tomando la densidad del metano de 0.7167 g / l, se obtienen 25,845 Kg / día; Por lo que la capacidad de aportación energética será:¹⁷

$$Q = 25,845 \text{ Kg / día} \times 13,299.875 \text{ kcal/Kg} = (3.33 \times 10^9 \text{ kcal / día}) \text{ (Kwh/ 860 Kcal)} = 3.872 \times 10^6 \text{ KWh/día}$$

1 megawatt hora (MWh) = 3600 megajoules
 1 Mcal = 4.1868 Mj joules
 1 MWh = 859.845 Mcal
 1 KWh = 860 Kcal

Utilizando una equivalencia típica conservadora de conversión a energía eléctrica del 27 %¹⁷ tenemos:

$$1,045,440 \text{ KWh eléctricos / día}$$

$$43 \text{ MW (43.56 MW)}$$

Bajo generación convencional sin considerar el aprovechamiento de los gases salientes de la turbina de gas en una caldera de recuperación para generar vapor y con ello calentar el lodo.

Tabla 12 Generación de energía¹⁷

ENTALPIA	-212.987	KILO CAL / MOL
Q	-3.34 E+09	Kilo cal / día
KWH	3787045.948	KWH
KWH eléctricos	1045440	
KWH Potencia	43.560	KWH

Tabla 13. Composición del gas proveniente de la turbina y su gasto¹⁶

SALIDA TURBINA	°C	K		
Temp.	800	1073		
T min caldera	252	525		
		Gasto mol / día	Fracción mol	PM
	CH ₄	3135562.5	0.06604957	16
	N ₂	3439425	0.072450331	28
	CO ₂	14339340.91	0.302053396	44
	H ₂ O	25084500	0.52839656	18
	NO _x	1474039.286	0.031050142	44
TOTAL		47472867.39	1	
COMPUESTO	Fracción mol	H a 1073 K	H a 525 K	
CH ₄	0.06604957	2150	1708	
N ₂	0.072450331	873	602	
CO ₂	0.302053396	1657	1003	
H ₂ O	0.52839656	3987	3002	
NO _x	0.031050142			

Los gases de combustión salen a una temperatura de 1073 K, y se ingresan a una caldera de recuperación de calor para dejarlos a una temperatura de 525 K¹⁶

La aportación energética de los gases se realiza de acuerdo a la siguiente formula:¹⁷

$$Q = m \int C_p \Delta T$$

Se utilizó un C_p _{prom.} de los gases con la relación:

$$C_p = a + b T$$

El cálculo de la energía disponible en este caso se hace descendiendo la temperatura de los gases hasta la temperatura del vapor saturado a la presión a la que se desea generar el vapor. En este caso es vapor de alta presión a 40.8 atm y 525 K. Es importante destacar que en las calderas de recuperación sensible, la temperatura de salida de los gases exhaustos es la misma que la del vapor generado.

De tal forma que:

Tabla 14 Energía Térmica disponible

VAPOR DISPONIBLE					
Energía Térmica Disponible Ideal		-5.79E+11 cal			
		-5.79E+08 kCal			
Eficiencia	0.57				
Energía Térmica Disponible Real		-3.30 E+08 kCal			
		-3.30 E+11 Cal			
		Q = m lambda			
	h BTU / lb	h kCal / g	Masa Vapor	612206098	Gramos
Liq. Sat.	180.7	0.10038491			
Evaporación	970.3	0.53903416		25.5085	Ton / h
Vapor Sat.	1150.4	0.63908575		56236.80	lb/h
Eficiencia Politrópica	0.8				

Con el resultado de 25.5 Ton / h de vapor de alta presión, (612.204 toneladas de vapor por día), se alimenta a los biodigestores para mantener los lodos a la temperatura adecuada para el proceso de biodigestión.

El resultado del total de energía eléctrica del sistema se obtiene por la aportación de la turbina, mientras que la eficiencia global, se obtiene sumando las aportaciones energéticas de la turbina y la caldera de recuperación, dividido entre el calor suministrado al sistema.¹⁶

Tabla 15. Necesidades energéticas de los biodigestores:^{15,16}

Numero de Biodigestores	3 Unidades
Volumen total	3600 metros cúbicos
Gasto de lodo	600 metros cúbicos por hora
Temperatura de entrada del lodo	20 grados centígrados
Temperatura de biodigestores	37 grados centígrados
Densidad del lodo	1416 kilogramos por metro cubico
Masa del lodo en biodigestores	50976 kilogramos por biodigestor
Cp del lodo	731 calorías por kilogramo grado centígrado
Calor requerido por los biodigestores	6.33 E 10 calorías por día

Tabla 16 Vapor requerido para biodigestión

VAPOR REQUERIDO	
Calor requerido	6.33 E 10 cal/día
Temp. Entrada	535
Temp. Salida	310
Cp	0.46
Masa	611.594 Tons.

Fig. 13. Balance De Materia: Tratamiento Primario Avanzado^{15,16}

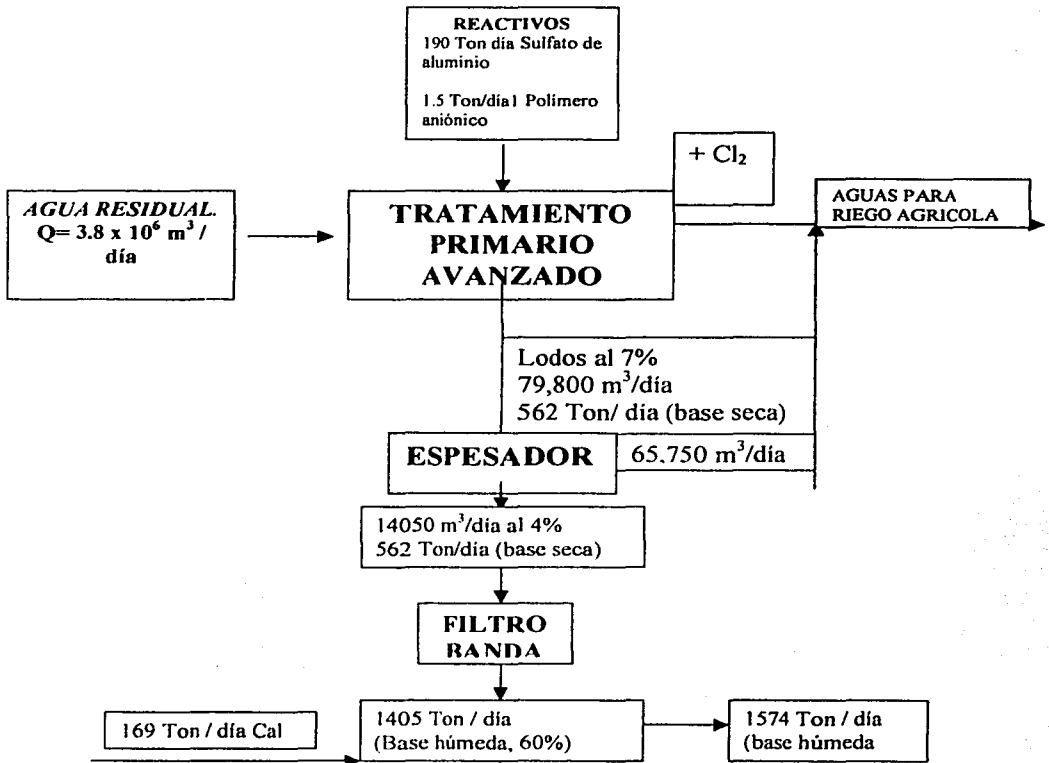
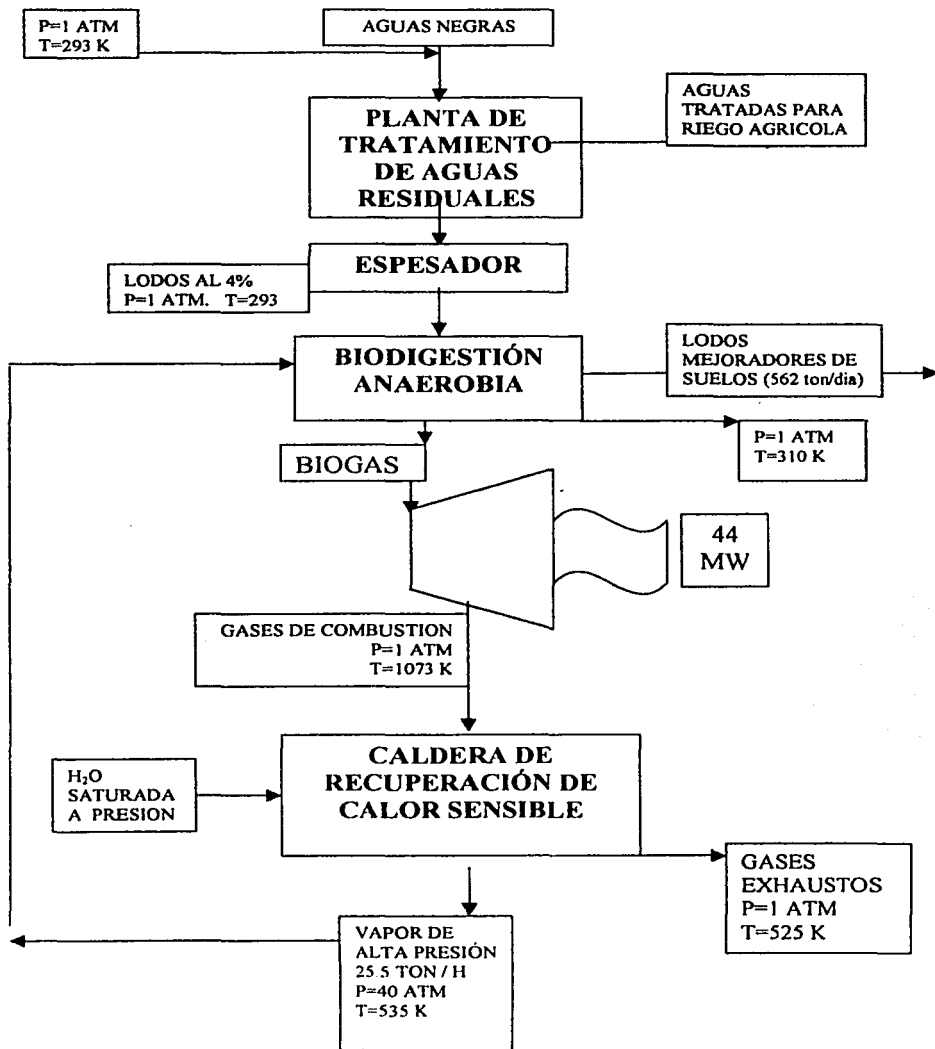


Fig. 14. PLANTA TEXCOCO NORTE (Abajo)



CAPITULO 4
ANÁLISIS ECONÓMICO Y BENEFICIOS DEL PROYECTO.
4.1 BALANCE ECONÓMICO DEL PROYECTO

Tabla 17 Balance Económico

Sistema de Cogeneración	Turbina de gas y HRSG	
Marca	GE Power System	
Modelo		
Potencia Nominal	55540	kWe
Potencia en sitio	44800	kWe
ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL GENERADA	353203200	kWh/año
ENERGÍA ELÉCTRICA AUTOCONSUMIDA (GENERADA + CFE)	260171999	
Energía eléctrica de punta	21204018	kWh/año
Energía eléctrica de base	84451831	kWh/año
Energía eléctrica intermedia	154516150	kWh/año
Demanda eléctrica	33000	kW/mes
ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE (GENERADA)	37836546	
Energía eléctrica de punta	7583043	kWh/año
Energía eléctrica de base	30198252	kWh/año
Energía eléctrica intermedia	55251	kWh/año
Demanda eléctrica en firme	11800	kW/mes
ENERGÍA ELÉCTRICA DE RESPALDO	26017199.9	
Energía eléctrica de punta	2120401.8	kWh/año
Energía eléctrica de base	8445183.1	kWh/año
Energía eléctrica intermedia	15451615	kWh/año
Demanda reservada	33000	kW/año
Demanda eléctrica medida	33000	kW/mes
CONSUMO DE GAS NATURAL (SISTEMA DE COGENERACIÓN)	112917036	Mcal/año
CONSUMO DE GAS NATURAL (RESPALDO TÉRMICO)	44161911	Mcal/año
CONSUMO DE GAS NATURAL (SISTEMA CONVENCIONAL)	67750221	Mcal/año
ENERGÍA TÉRMICA AUTOCONSUMIDA (VAPOR)	569400	ton/año
precio inicial del kWh excedente	0.0327	USD/kWh
tarifa HS región sur (promedio mensual 97)		
Cargo energía de punta	0.8674	\$/kWh
Cargo energía de base	0.1966	\$/kWh
Cargo energía intermedia	0.2258	\$/kWh
Cargo por demanda	27.1302	\$/kW
Alternativas de Abasto Energético en Sistemas de Cogeneración		44

TARIFA ELÉCTRICA DE RESPALDO

tarifa HS-R región sur (promedio mensual 97)

Cargo energía de punta	0.28225	\$/kWh
Cargo energía de base	0.23384	\$/kWh
Cargo energía intermedia	0.23985	\$/kWh
Cargo por demanda consumida	3.051	\$/kW
Cargo por demanda reservada	14.428	\$/kW
Cargo fijo	542.47	\$/año
Costo en % de la energía eléctrica autoconsumida (en función de la tarifa)	1	%
Costo en % de la energía térmica autoconsumida (en función de la facturación)	1	%

COSTO DEL GAS NATURAL

0.008	USD/Mcal
2.016	USD/MBTU
0.06768	USD/m3

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTTO (sin combustible)

0.0015	USD/kWh
--------	---------

INVERSIONES

Extranjera:

Turbogenerador de gas	26885000	USD
Compresor de gas	1129833	USD
Sistema Eléctrico A.T. y Sistema de interconexión	1007508	USD
Sistema de Combustible	251877	USD
Sistema auxiliares	377815	USD
Flete	503754	USD
Stock de refacciones	23892.18	USD
total inv. extranjera	30179679.18	USD

Nacional:

Recuperador de calor (Generador de vapor)	4899078	USD
Transformador elevador-reductor (nacional)	477815	USD
Sistema Eléctrico B.T. (nacional)	229692	USD
Sistema de Agua-vapor (nacional)	288907	USD
Construcción	1889078	USD
Ingeniería	1511263	USD
Legalizaciones y permisos	629692	USD
Varios e imprevistos	1259386	USD
Interconexión para suministro de Gas Natural	960000	USD
total inv. nacional sin IVA	12144911	USD

Inversión total sin IVA

42324590.18	USD
-------------	-----

Inversión de capital (equity)

0.3	%
-----	---

Créditos

0.7	%
-----	---

Créditos bancarios

1	%
---	---

Extranjero

0.7	%
-----	---

Nacional

0.3	%
-----	---

Período de gracia

0	meses
---	-------

Inversión unitaria por capacidad (capacidad en sitio)

944.7453165	USD/kWh
-------------	---------

Inversión unitaria por la inversión extranjera (capacidad en sitio)	673.6535531	USD/kW
Inversión unitaria por energía	0.11983071	USD/kWh
Período de contratación del crédito extranjero	10	años
Período de contratación del crédito nacional	7	años
Depreciación (para efectos fiscales)	10	años
Seguros y fianzas (como % de la inversión)	0.0045	%
Inflación anual (en USD)	serie	%
Inflación anual (en MÉXICO)	serie	%
Tasa de interés extranjero (corriente)	0.11	%
Tasa de interés nacional (corriente)	0.3	%
Tasa de descuento nominal	0.2	%
Tasa aumento anual precio de electricidad	serie	nacional
Tasa aumento anual de precio de combustible	serie	nacional
Tasa de cambio pesos/USD	serie	\$/USD
IMPUESTOS		
Impuesto sobre la renta	0.35	%
Participación de trabajadores en utilidades	0.1	%
Vida económica	20	años
Factor de planta	90	%
Número de horas al año	8760	horas
ctsUSD/kWh	3.905235824	4.022821
Factor de reducción del precio del gas natural	1	
\$/kWh	0.296770586	
tarifa HS región sur (promedio mensual 97)		1997
Cargo energía intermedia	0.2258	0.2258
Cargo energía de punta	0.8674	0.8674
Cargo energía de base	0.1966	0.1966
Horario de verano		
Horas en período intermedio	13	0.541667
Horas en período de punta	2	0.083333
Horas en período de base	9	0.375
	24	
Horario de invierno		
Horas en período intermedio	11	0.458333
Horas en período de punta	4	0.166667
Horas en período de base	9	0.375
	24	
		\$/kWh
		ctsUSD/kWh

El tratamiento primario avanzado requiere de lo siguiente:^{15,16,25}

Tabla 18. MATERIA PRIMA DIARIA

190 ton/día de sulfato de aluminio	\$46,550.00
169 ton/día de cal	\$9,295.00
64.6 ton/día de cloro	\$14,535.00
1.3 ton/día de polímero aniónico	\$13,000.00
Total de materia prima diaria	\$83,380.00 DOLARES
Total anual	\$30,433,700.00

Una de las principales ventajas económicas de este proyecto consiste en la utilización de los lodos producto del tratamiento de biodigestión, estos lodos al utilizarse como fertilizantes tienen un valor agregado muy alto, y para ello contemplamos dos panoramas.

Panorama 1:

El lodo se comercializa a un precio subsidiado, es decir alrededor de 150 dólares por tonelada, esto representa la mitad del mínimo precio comercial promedio de los fertilizantes orgánicos tipo lodo de mayor venta y con mejor calidad del mercado.

Estos fertilizantes tienen la enorme ventaja de ser completamente biodegradables y no presentan los problemas de contaminación de suelos que dan los fertilizantes químicos, de tal suerte que el gobierno podría restringir mediante el subsidio, el uso de los químicos a cambio de utilizar el lodo producido por sus plantas de tratamiento y lograr con ello el suministro y comercialización de este producto en las áreas donde se tengan estas plantas y otorgar el beneficio a los agricultores de la zona, con el fin de fomentar el desarrollo del campo mexicano, y evitar la contaminación del suelo, pero esto por supuesto es tema de un análisis más profundo y requiere de un estudio más complejo.

Panorama 2:

El precio de venta del lodo se iguala al precio promedio mínimo de lista del mercado, es decir a 300 dólares por tonelada que es lo mínimo que cuestan estos fertilizantes orgánicos en el mercado comercial.

Tabla 19. Panorama económico 1 (Ingresos - Egresos)

CONCEPTUARIO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
CONCEPTUARIO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
COSTOS DEL SISTEMA CONVENCIONAL	80828901	3417604																				
Facturación eléctrica por CFE (energía autoconsumida)	77211397	87163833	108718519	121551404	136209708	148316213	161347712	175644827	190038595	204834724	218958505	232504780	246994989	262495901	277554166	293513522	309999513.7	327438905.4	345821990.6	365810006	386923707	40924957.9
Facturación de combustibles	5400287	5862521.6	6732707	7578163.5	8421343.3	9255639.6	10190982.4	11141225	12151083	13107585	14048421	15100368.5	16241781.6	17362578.08	18587108.47	19904105.23	21306801.33	22802347.23	24468864.1	26346884.1	28469574.9	308623294.8
Total facturado	1.03E+06	114701040	128284111	142785871	158737557	170803652	185836889	201179790	217068607	232068090	248553180	262104836	278737882.5	295140904.7	312110630.6	329603619	348744708.7	368624337.9	390276871	413173294.8		
	0.298771	0.373537	0.41178711	0.46711963	0.51989835	0.5700898	0.62016579	0.67511108	0.7304343	0.7878994	0.84159136	0.8936579	0.94936882	1.008932178	1.07596351	1.128151851	1.181517582	1.258647832	1.329205284	1.40803142	1.48718428	
cbUSD/kWh	3.906236	4.421488	4.2958537	4.3238101	4.3662187	4.4000452	4.4630785	4.51980048	4.5780071	4.6482471	4.70644048	4.7674722	4.84628146	4.922821057	4.999088543	5.064375989	5.178349871	5.264685418	5.403075766	5.52743972	5.682443863	
SISTEMA DE COGENERACIÓN																						
INGRESOS (AHORRO)																						
Facturación eléctrica evitada por autoconsumo (valor de la energía por la empresa)	97183333	108718519	121551404	136209708	148316213	161347712	175644827	190038595	204834724	218958505	232504780	246994989	262495901	277554166	293513522	309999513.7	327438905.4	345821990.6	365810006	386923707	40924957.9	
Facturación por venta de excedentes (energía)	10462578	11863187.8	13073425	14542440	15902106	17353705	18891437.7	20439541	22041983	2369018.7	25008980	2656054.2	2822288.25	2987423.56	3158879.23	33341805.13	35217563.89	37194780.94	38344586	41615463.77	437863296.1	708363296.1
Facturación por venta de fertilizantes	2.28E+08	282728247	291845427	321485863	348837932	373508162	403454882	430891485	457806779	482774436	508294500	528220351	553044211.4	578611178.4	606307873.2	621482853.3	643228481.6	664443420.7	687054351	708363296.1		
Facturación por venta de energía térmica (vapor) (solo costo energético)	5400287	5862521.6	6732707	7578163.5	8421343.3	9255639.6	10190982.4	11141225	12151083	13107585	14048421	15100368.5	16241781.6	17362578.08	18587108.47	19904105.23	21306801.33	22802347.23	24468864.1	26346884.1	28469574.9	308623294.8
Ingresos totales	3.41E+06	398120478	433202982	478814204	528287298	583285519	648182318	72310796	80734279	73830543	777864951	817891141	860534542.1	901823398.6	942987283.1	984728377.4	1027198572	1070282540	1118875807	1184172045		
EGRESOS (COSTOS DE OPERACIÓN)																						
Costo del gas natural del sistema de cogeneración	6864723	8000478	9670889.42	11221178	12828636	14035572	15428586	16984637.4	18688708	20251805	21845875.2	23414034	25178111.1	27088022.73	287938372	30895181.06	33173509.02	35508919.2	38003912.39	40778107.3	43748313.85	46823910.88
Costo de operación y mantenimiento	4632553	5420519.78	6347018.3	7236342.7	8152458.1	9049827.7	10058986.8	11129778	12233159	13358095.5	14489161	15886108.4	16881961.31	18314885.88	19894778.39	21138324.19	22843882.19	24200910.31	25908172.7	27867500.88	30101866.78	32610379.08
Costo de respaldo eléctrico	15086785	18887471.8	18880830	21002403	23038263	25062473	27283288.5	29519082	31832933	34011275.9	36115443	38309636.6	40774029.25	43144787.28	45582080.27	48152863.32	50861759.86	53717242.48	56822022.2	60101866.78	63610379.08	67361037.9
Costo de paros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo de respaldo térmico	3620091	3899612.17	4388908.6	4938402.5	5488319.5	6033338	6542817.78	7262231.3	7820491.2	8543672.17	9157240.9	9846194.48	10588935.56	11300658.85	1212231.28	12874178.48	13887908.6	14863349.73	15848338.8	17110379.08	18610379.08	
Costo de materia prima para proceso de biodigestión	2.08E+08	275753478	308318523	337428707	387289535	363917742	423480228	452257132	480297120	508712710	531309012	555481836	581012582	605415364	63024434	652298996	678151234	697410708	721121803	744557914	774557914	
Seguros y fianzas	1809679	2072818.07	2182791.9	2295413.6	2308989	2428322.1	2583782.22	2882870.3	2718455.6	2698627.54	2698754	2698743	2818280.737	2786353.40	2774822.178	2790086.739	2847722.18	2988782.456	3063400.19	3201689.199	3201689.199	
Egresos totales	2.42E+08	314104787	349338890	385527208	440315147	451891789	487023751	521389802	565254323	587188826	617251846	647203278	679241411.6	709868233.3	740203604.4	770527898.7	800822408.1	831183013.4	863672844	898408433.3		
Flujo de efectivo antes de impuestos (utilidad de operación)	98625313	75015708.6	83698012	93280897	82312448	111347650	121158668	131110894	141479895	151221717	160603015	170587863	181293130.5	191886773.3	202783658.7	214200478.7	226278486.1	239088828.2	253002963	267783611.4		
Cálculo de impuestos																						
Depreciación	36758680	36758680.3	35758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680	36758680
Monto de intereses extranjeros acreditables	18272840	18871349.7	19718853	19007343	17733876	15849842	13630848.8	10818189	7730078.2	4077810.23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Monto de intereses nacionales acreditables	22628986	16308598.6	18090487	12872398	8954298.3	6436198.8	3218098.42	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	
Total de intereses	41799536	36279946.3	35610380	31879740	27388176	22285841	16848748.3	10818189	7730078.2	4077810.23	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	
Ingreso Gravable (Pecas)	21389117	-20897.832	12298972	25850598	19187612	63306049	88553159.2	84438048	87983217	111367448	108063015	170887863	181293130.5	191886773.3	202783658.7	214200478.7	226278486.1	239088828.2	253002963	267783611.4		
Ingreso gravable acumulado	21389117	21388219	33647191	56287787	78485389	131770448	203226507	284798653	382752889	494140316	654743331	825431194	1008724325	1198981088	1401374757	1615975238	1841381702	2080940328	2339643261	2601709802		
IMPUESTOS																						
Impuesto sobre la renta	7479181	0	4304840.2	8677708.8	6708804.1	18856787	23868055.7	29052818	34287828	3888808.2	56211055	98740752.1	63452885.87	67153370.87	70974280.53	74870187.53	79186783.12	83681019.18	88551037	93717284	98717284	
Participación de trabajadores en utilidades	2138912	0	1229897.2	25850598.6	1918781.2	5330604.9	8855315.82	8443804.6	8798321.7	11136744.8	18000302	17088786.3	18129313.06	19188677.33	20278365.87	21420047.87	22627848.81	23908882.82	25300298.3	26778361.14		
Total de impuestos	9618103	0	5534537.4	11542708	8625425.2	23886772	30848211.6	37986220	44989848	50124350.9	72271357	76809538.4	81581808.72	85340048.01	81252848.4	86380215.4	910182408.7	10758989.18	113851333	12048925.1		
Flujo de efectivo después de impuestos	88308210	75015708.6	78331475	81744229	73887023	87380278	80306846.1	93114674	97383008	101087398	86331858	93678324.8	98711221.77	105828725.3	111531012.3	117810283.3	124452058.3	131488744.4	139151630	147289866.3		
Pago de principal extranjero e intereses	36783603	40144430.3	42128540	43892203	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380	44803380
Pago de principal e intereses nacional	33253694	30035694.8	26817485	23569398	20381298	17183197	13845087.5	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	
Pago total de principal e intereses	70047297	70180124.9	68946035	67291589	64984688	61983070	5855483.7	44003809	42886788	41148794.1	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	4.47E-09	
Utilidad neta	-1.07E+08	18281913	4835083.72	9385139.4	14452629	8702336.4	28529808	31750162.4	49111085</													

Fig. 15 Flujo de efectivo panorama 1 (Grafica)

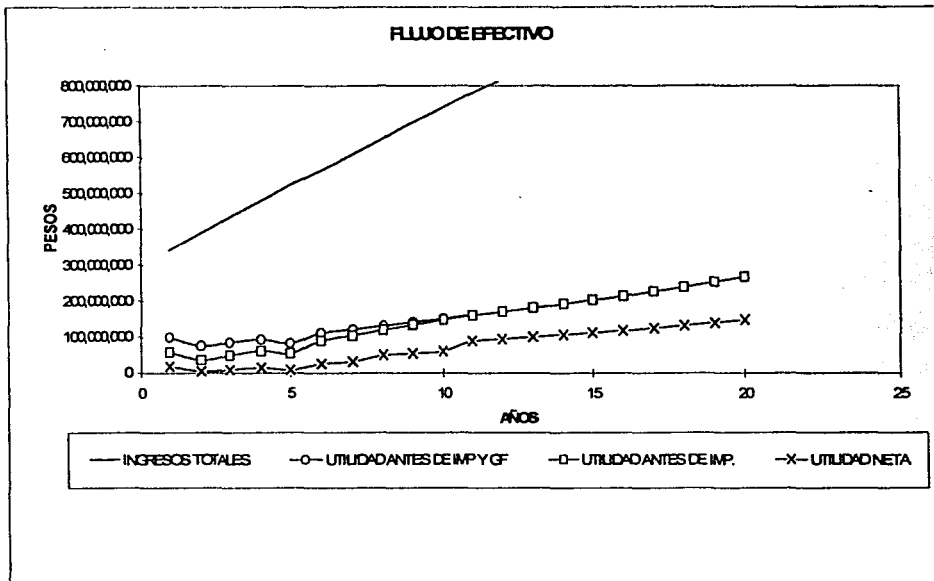
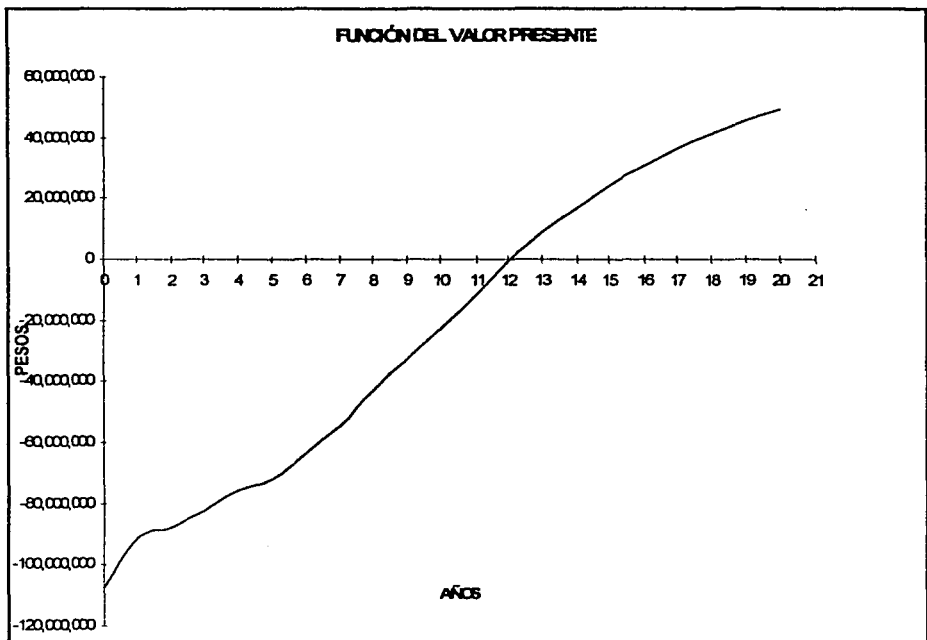


Tabla 20. Panorama Económico 1 (Valor Presente)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VP	-107269981	10051594.2	3356113.7	5431214.9	6999825.1	3487273.8	8549814.6	8852280.24	11421864	10585607	9882352.1	11888380	10529078.9	9318367.57	8219114.24	7238972.94	6372108.908	5609457.015	4939229.172	4355568.2	3841398.173
VPN	-107269981	-91218386.7	-87860273	-82429056	-75459233	-71961959	-63412045	-54549764	-43128100	-32562483	-22860141	-10991701	-482682.41	8856715.16	17075829.4	24314802.34	30689911.24	38298369.18	41235598.33	45591165	48432562.73
paridad peso/dólar	7.5903	0.4482	0.7271	10.8052	11.9028	12.956	13.953	14.9374	15.9532	16.9423	17.8741	18.7449	19.5637	20.495	21.3558	22.1888	23.0098	23.815	24.6009	25.4373	26.284
inflación en México	0.035	0.18	0.135	0.107	0.083	0.075	0.071	0.07	0.065	0.06	0.053	0.047	0.043	0.044	0.04	0.037	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
inflación en USA	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
Precio de combustible (nacional) USD/Mcal	0.008	0.009435	0.009078	0.009197	0.009395	0.009594	0.009832	0.01007	0.010308	0.010588	0.010824	0.011082	0.011379	0.011697	0.012014	0.012371	0.012768	0.013205	0.013681	0.014197	0.014752
Tasa aumento anual de precio de combustible (nacional)	0.31112022	0.10781558	0.1253982	0.1252775	0.1115577	0.0991049	0.10101867	0.0932458	0.0906415	0.0787175	0.0717779	0.07523593	0.07523121	0.07023671	0.069870558	0.070279589	0.070429984	0.070236719	0.0729078	0.072862781	
Tasa aumento anual precio de electricidad	0.25867213	0.11088635	0.1180377	0.1123985	0.0996348	0.0878629	0.0866112	0.0819474	0.0783849	0.0684305	0.0618688	0.06234156	0.06273872	0.05814382	0.058722334	0.058187741	0.05825619	0.058142031	0.0577986	0.057717688	
monto de crédito	20736049	días																			
interés anual	11	%																			
interés en construcción	0	%																			
plazo de gracia	0	meses																			
plazo de crédito	10	años																			
año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
saldo inicial	20736049.2	18095144.3	18591239	14517334	12443430	10369525	8295619.88	6221714.6	4147809.8	2073604.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
interés	2281295.41	2053105.87	1825036.3	1599906.8	1389777.2	1140847.7	912518.184	684388.82	458259.08	228129.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
principal	2073604.82	2073604.82	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.82	2073604.9	2073604.9	2073604.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
pago total	4355200.33	4127070.79	3899941.2	3570811.7	3144282.2	2714552.8	2386423.08	2073604.82	1790244.8	1500000.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
saldo final	18095144.3	16591239.4	14517334	12443430	10369525	8295619.7	6221714.78	4147809.8	2073604.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Crédito nacional	7508987	pesos																			
monto de crédito	0.3	%																			
interés anual	0	%																			
interés en construcción	0	%																			
plazo de gracia	0	meses																			
plazo de crédito	7	años																			
año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
saldo inicial	7508986.8	6436198.5	53634990	42907992	32180994	21453998	10729998.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
interés	22529998	19308598.5	16080467	12872398	9854288.3	6436198.8	3218099.42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
principal	10729998.1	10729998.1	10729998	10729998	10729998	10729998	10729998	10729998	10729998	10729998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
pago total	33253994.1	30035594.8	28817485	23596398	20361296	17163187	13945067.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
saldo final	6436198.5	53634990.4	42907992	32180994	21453998	10729998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Fig. 16. Valor Presente Panorama 1 (Grafica)



TIR	25.06%
VPN	49,432,5 pesos
	63
B/C	1.46
PRR	12.05 años

Tabla 21. Panorama económico 2 (Ingresos - Egresos)

CONCEPTO/AÑO	1997 0	1998 1	1999 2	2000 3	2001 4	2002 5	2003 6	2004 7	2005 8	2006 9	2007 10	2008 11	2009 12	2010 13	2011 14	2012 15	2013 16	2014 17	2015 18	2016 19	2017 20
COSTOS DEL SISTEMA CONVENCIONAL	3417504																				
80826001																					
Facturación eléctrica por CFE (energía autoconsumida)	77211367	97183833	1.09E+08	121551404	135208708	148318213	161347712	1.79E+08	1.9E+08	204934724	218958505	232504780	246999469	262495901	277758417	293513522	306999514	327438905	345821990.8	365810008	386923707
Facturación de combustible	5400287	5982522	6732707	7576163.5	8421343.3	9255939.6	10190982	11141225	12151083	13107585	14048421	15105396.5	16241781	17362578.1	18597108.5	19904105.2	21305691.3	22802347.23	24496864.1	26249587.9	28240567.9
Total facturado	1.03E+08	1.15E+08	128264111	142785871	156737557	170803652	1.89E+08	2.01E+08	217085607	232088090	246553180	262104836	278737882	295140995	312110631	329603619	348744797	368624337.9	390279871	413173295	
ctsUSD/ kWh	0.2997708	0.373537	0.417872	0.4871983	0.5196935	0.5700699	0.6201579	0.675111	0.730434	0.7878664	0.8415914	0.8936579	0.94938992	1.0088322	1.0675935	1.12815185	1.19151759	1.25854783	1.329205284	1.40693142	1.48718428
	3.9052358	4.421498	4.295954	4.3238101	4.3682187	4.4000452	4.4630785	4.5198	4.578807	4.6492471	4.7084405	4.7674722	4.84526148	4.9228211	4.99908854	5.08437599	5.17834987	5.28488542	5.403075758	5.52743972	5.66244395
SISTEMA DE COGENERACIÓN																					
INGRESOS (AHORRO)																					
Facturación eléctrica evitada por autoconsumo (valor de la energía por la empresa)	97183833	1.09E+08	121551404	135208708	148318213	161347712	1.79E+08	1.9E+08	204934724	218958505	232504780	246999469	262495901	277758417	293513522	306999514	327438905	345821990.8	365810008	386923707	
Facturación por venta de excedentes (energía)	10452578	11693188	13073425	14542440	15932108	17353705	18901438	20436541	22041893	23500017	25009980	2656654.2	28232888	29974223.6	31588759.2	33341905.1	35217593.7	37194780.94	39344586	41815463.8	
Facturación por venta todos fertilizantes	4.59E+08	5.25E+08	59389853	642971787	699875895	759019325	8.07E+08	8.62E+08	915213558	965648873	1.013E+09	1058440762	1.107E+09	1153628357	1198815748	1242985707	1298472884	1326982884	1374108701	1418788572	
Facturación por venta de energía térmica (vapor) (sólo costo energético)	6400287	5982522	6732707	7576163.5	8421343.3	9255939.6	10190982	11141225	12151083	13107585	14048421	15105396.5	16241781	17362578.1	18597108.5	19904105.2	21305691.3	22802347.23	24496864.1	26249587.9	
Ingresos totales	5.89E+08	6.52E+08	725048398	800300088	872565527	938573681	1.01E+09	1.08E+09	1.154E+09	1.221E+09	1.284E+09	1347111492	1.414E+09	1478643575	1542295136	1606211231	1670435354	1734745900	1803730158	1873555331	
EGRESOS (COSTOS DE OPERACIÓN)																					
Costo del gas natural del sistema de cogeneración	6664723.5	9000478	9970889	11221178	12628839	14035572	15428566	16964637	18568708	20251805	21845975	23414034	25175911.1	27009903	28970963.7	30995181.1	33173509	35509819.2	38003912.39	40778107.3	43748913.6
Costo de operación y mantenimiento	4832553	5520520	6347018.3	7238342.7	8153458.1	9049527.7	10008999	11129778	12233519	13358098	14499181	15688158.4	16981981	18314598	19694775.8	21138324.2	22643602.2	24209910.31	25809172.7	27687500.7	
Costo de respaldo eléctrico	15095795	18887472	18880630	21002403	23032893	25082473	27263268	29519082	31832933	34011278	36115443	38399936.8	40774026	43144787.3	45592060.3	48152963.3	50861780	53717242.48	56822022.2	60101658.8	
Costo de porteo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo de respaldo térmico	3520091	3990912	4388908.6	4938402.5	5489319.5	6033338	6642818	7282231	7920491.2	8543972.2	9157240.9	9848194.48	10588938	11330658.8	12122231.3	12974178.5	138887908.8	14863349.73	15948338.8	17110379.1	
Costo de materia prima para proceso de biodigestión	2.08E+08	2.78E+08	308316523	337428707	367269535	393917742	4.23E+08	4.52E+08	480297120	508712710	531398012	555481838	581012582	605415394	629024434	652299958	675131234	697410706	721121803	744557914	
Seguros y fianzas	1898879	2072818	2182791.9	2298413.8	2399989	2428322.1	2583782	2692970	2718455.8	2898827.5	2998754	2988743	2818280.7	2788353.49	2774922.18	2790099.74	2887722.18	2988782.458	3083400.19	3201099.2	
Egresos totales	2.42E+08	3.14E+08	349339950	385527208	440315147	451917989	4.87E+08	5.21E+08	555254323	587188828	617251848	647203278	679241412	709682623	740203804	770527899	800922408	831193913.4	863872844	898408433	
Flujo de efectivo antes de impuestos (utilidad de operación)	3.27E+08	3.38E+08	378711438	414772890	432250380	486955713	5.25E+08	5.62E+08	599088735	633998153	669987518	699082814	734657342	768889952	802091532	835883332	869812948	903552048.9	940057313	977148886	
Cálculo de impuestos																					
Depreciación	36756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880	35756880
Monto de intereses extranjeros acreditables	19272840	19971350	19719883	19007343	17733878	15849842	13930840	10918189	7730078.2	4077810.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Monto de intereses nacionales acreditables	22528988	19309597	18060497	12872398	9954298.3	8436198.6	3218099	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09
Total de Intereses	41799536	39279846	35810380	31879740	27388178	22285841	16848748	10918189	7730078.2	4077810.2	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	
Ingreso Gravable (Pesos)	2.5E+08	2.83E+08	304144399	347136489	369105544	428613211	4.72E+08	5.15E+08	555569998	594181883	669987518	699082814	734857342	768889952	802091532	835883332	869812948	903552048.9	940057313	977148886	
Ingreso gravable acumulado	2.5E+08	5.12E+08	818402381	1.184E+09	1.533E+09	1.981E+09	2.43E+09	2.95E+09	3.504E+09	4.098E+09	4.795E+09	548518098	6.2E+09	8088989190	7770790721	8066474063	9475987001	10378939048	1.132E+10	1.2297E+10	
IMPUESTOS																					
Impuesto sobre la renta	87343422	81846872	109450539	121497771	129189940	150014624	1.85E+08	1.8E+08	194459989	207958959	233414130	244987875	257200070	289038333	280732038	292499188	304329532	318243216.4	329020090	342001414	
Participación de trabajadores en utilidades	24656263	26270535	30414440	34713649	36910554	42861321	47200815	51532751	55590000	59418188	66988752	69908281.4	73485734	76888995.2	80209153.2	83588333.2	86981294.8	90355204.89	94005731.3	97714888.6	
Total de impuestos	1.12E+08	1.18E+08	139894979	156211420	16607495	192875945	2.12E+08	2.32E+08	250019988	267372847	300103882	314958966	330865804	345808428	360941189	378057499	391290627	409598421.1	423025791	438718104	
Flujo de efectivo después de impuestos	2.15E+08	2.2E+08	238846459	25861470	288132888	293779787	3.12E+08	3.3E+08	349098738	368823308	398793634	384849518	404171538	422774523	441150343	458625833	478232121	498953825.8	517031522	537430794	
Pago de principal extranjero e intereses	38793903	40144430	42128840	43692203	44803360	44887173	44809396	44003909	42988798	41148794	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	
Pago de principal e intereses nacional	33253894	30035595	29817495	23690396	20081298	17183197	13945098	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	4.47E+09	
Pago total de principal e intereses	70047297	70180025	68948335	67291599	64884686	61803070	58554494	44003909	42888798	41148794	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	40000000	
Utilidad neta	-107289881	1.43E+08	1.49E+08	169900124	191298871	201168199	231949397	2.54E+08	2.89E+08	306199939	325476512	368793634	364949518	404171538	422774523	441150343	458625833	478232121	498953825.8	517031522	537430794

Tabla 22. Panorama Económico 2 (Valor Presente)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VP	-107290961	12065706	103711475	98321831	92240485	80844987	77879384	70790586	66538035	59343600	52566273.8	46366018.3	43174650.2	37775439.7	32328455.7	26633071	24890192.8	21555473.1	18666093.41	16163333.3	14016373.47
VPN	-107290961	13395725	117077200	215396031	307639510	368484504	406163668	536954454	603492486	662836096	715402362	764768579	807943029	845718468	879648624	907279995	932140168	953695661	972361754.6	988545268	1002563961
paridad peso/dólar	7.5093	8.4462	9.7271	10.8052	11.9026	12.956	13.6953	14.9374	15.9532	16.9423	17.6741	18.7449	19.5937	20.495	21.3556	22.1666	23.0096	23.815	24.6009	25.4373	26.264
inflación en México		0.18	0.135	0.107	0.080	0.075	0.071	0.07	0.085	0.08	0.053	0.047	0.043	0.044	0.04	0.037	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
inflación en USA	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
Precio de combustible (nacional) USD/Mcal	0.006	0.009435	0.009078	0.009197	0.009295	0.009294	0.009632	0.01007	0.010306	0.010586	0.010624	0.011062	0.011379	0.011667	0.012014	0.012371	0.012768	0.013205	0.013681	0.014197	0.014752
Tasa aumento anual de precio de combustible (nacional)	0.3111202	0.1078156	0.1253962	0.1252775	0.1115577	0.0991049	0.1010167	0.0932456	0.0906415	0.07871746	0.07177794	0.07523593	0.07523121	0.07023971	0.06967056	0.07027957	0.07042696	0.070236719	0.07299781	0.072862781	
Tasa aumento anual precio de electricidad	0.2586721	0.1186963	0.1180377	0.1123965	0.0989346	0.0678629	0.0686112	0.0819474	0.0763949	0.06843048	0.06166677	0.06234156	0.06273872	0.06614362	0.05672233	0.05616774	0.05625619	0.056142031	0.05779657	0.057717658	
monto de crédito	20736049	18695144	16591239	14517334	12443430	10369525	8265818.7	6221714.8	4147909.8	2073604.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
interés anual	0.11 %																				
interés en construcción	0 %																				
plazo de gracia	0.0015																				
plazo de crédito	10 años																				
año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
saldo inicial	20736049	18695144	16591239	14517334	12443430	10369525	8265818.7	6221714.8	4147909.8	2073604.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
interés	2281295.4	2053195.9	1825236.3	1598906.6	1368777.2	1140847.7	912518.16	684386.62	456259.06	228129.541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
principal	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.9	2073604.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
pago total	4354900.3	4127070.8	3688841.2	3670611.7	3442982.2	3214552.6	2966423.1	2758293.5	2530184	2302034.46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
saldo final	18695144	16591239	14517334	12443430	10369525	8295919.7	6221714.8	4147909.8	2073604.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Crédito nacional	7508967	6436196	5363490	4290792	3218094	2145396	1072696	149E-08	1.49E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	
monto de crédito	7508967	6436196	5363490	4290792	3218094	2145396	1072696	149E-08	1.49E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	
interés anual	0.3 %																				
interés en construcción	0 %																				
plazo de gracia	0 meses																				
plazo de crédito	7 años																				
año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
saldo inicial	7508967	6436196	5363490	4290792	3218094	2145396	1072696	149E-08	1.49E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	
interés	2252696	1930697	1606497	1267239	954298.3	6436196.8	3218096.4	4.47E-09	4.47E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	
principal	1072696	1072696	1072696	1072696	1072696	1072696	1072696	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
pago total	33213994	30035595	29817495	23599396	20361296	17163197	13645096	4.47E-09	4.47E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	4.4703E-09	
saldo final	6436196	5363490	4290792	3218094	2145396	1072696	1.49E-08	1.49E-08	1.49E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	1.4901E-08	

Fig. 17 Flujo de efectivo panorama 2 (Grafica)

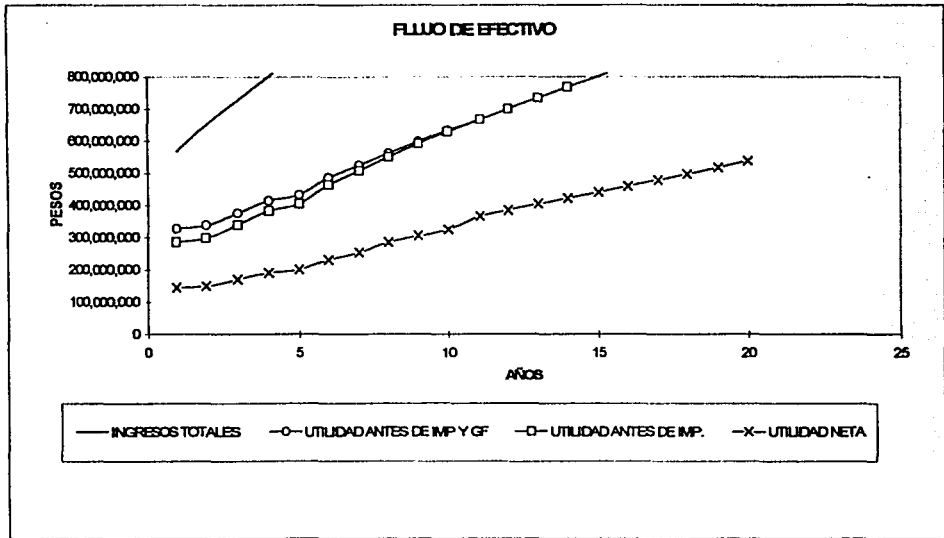
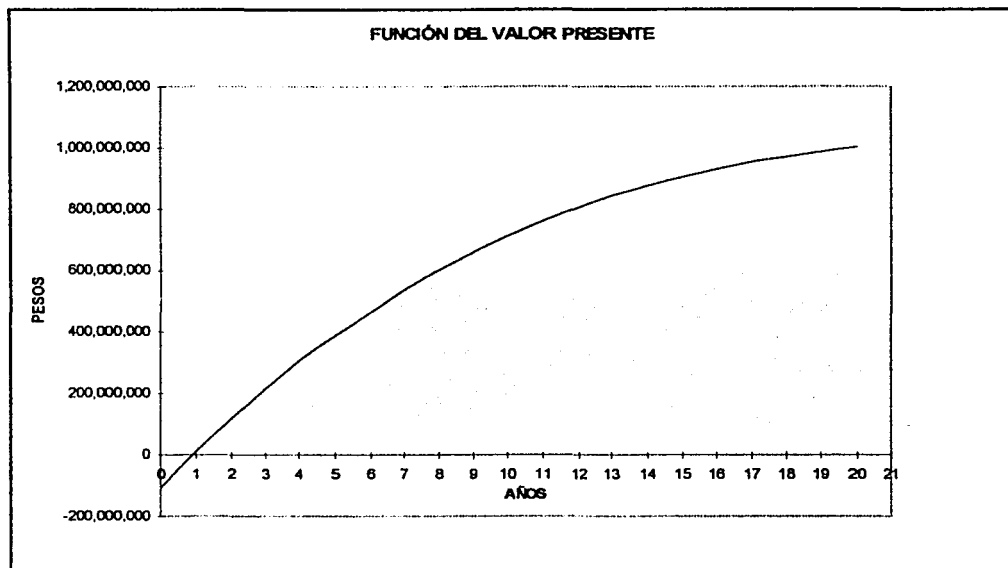


Fig. 18. Valor Presente Panorama 2 (Grafica)



TIR	142.19%
VPN	1,002,563,66 pesos
	1
B/C	10.35
PRR	0.89 años

Beneficios del proyecto

Generación de Capital (Ver tablas)

Autosuficiencia térmica y eléctrica generando aproximadamente 44 MW eléctricos de los cuales tenemos un excedente de 11 MW para poner a disposición de CFE o bien para utilizarse en el alumbrado público municipal (el kilowatt / hora tiene un costo industrial promedio de \$0.50 pesos tarifa CFE).

Tomando el costo del gas natural a como lo vende Pemex 0.18 dólares por metro cubico multiplicados por 350,000 metros cúbicos tenemos: 20,695,500 dólares anuales generados por el biogás, es necesario mencionar que ya no podemos vender el gas pues lo utilizaríamos en el esquema propuesto de Cogeneración pero a cambio tenemos garantizado el abasto y por tanto el precio

Producción de 562 toneladas diarias de fertilizante orgánico con un costo mínimo promedio internacional de 300 dólares por tonelada

Tratamiento de 3.8 millones de metros cúbicos diarios de aguas residuales, que en países del primer mundo como EUA tiene un costo aproximado de 1 a 2 dólares por cada 100 galones de agua tratada, pero para fines prácticos de este trabajo no se esta cuantificando.

Este es un proyecto autosustentable energéticamente pues generamos nuestro propio combustible y al contar con esquemas de Cogeneración garantizamos el suministro térmico y eléctrico de la planta generando 612 toneladas de vapor de alta presión, gastados en el proceso de calentamiento de lodos en los biodigestores

CAPITULO 5

CONCLUSIONES

Una de las alternativas más viables es la que considera la instalación de un sistema de cogeneración por turbina de gas y caldera sensible de recuperación de calor y para tal propósito se establece su estudio de viabilidad; sin embargo la evaluación se deberá contrastar contra las alternativas que presenten en sus posturas de concurso cada una de las empresas a las que se les haya convocado para la participación de la licitación de un proyecto de inversión de esta magnitud. De tal modo los elementos de análisis que se consideren servirán de guía para la calificación del concurso y así ayudar a seleccionar la mejor alternativa, que incluirá de manera significativa una evaluación de los costos financieros que aquí no se tratan de manera extensa.

Cabe destacar que la verdadera trascendencia de este proyecto reside en la garantía en el suministro del combustible debido a la importancia que adquiere el mismo al ser renovable.

Al utilizar esquemas de Cogeneración obtenemos la independencia térmica y eléctrica de la planta y podemos tener excedentes de energía que pueden ser utilizados para alumbrado publico, pero sobretodo resuelve el problema de contaminación del agua, produciendo lodos fertilizantes que pueden ser aprovechados en el campo para beneficio de la humanidad, además de la enorme ventaja de reducir el consumo de los recursos no renovables del planeta.

Es necesario señalar que la ecología o la protección al medio ambiente, no son un negocio por si mismos, para quien genera los residuos no representa ninguna ganancia el hecho de tratarlos, al contrario genera una erogación, sin embargo de no llevar a cabo el tratamiento o la minimización de los mismos, se corre el riesgo de ser clausurado por no cumplir con las normas ambientales, es decir no hay beneficios económicos, normalmente es necesario invertir, pero de no llevarse a cabo estas inversiones, peligra seriamente nuestra permanencia como especie sobre la tierra. De hecho los problemas ambientales que vivimos actualmente, son el resultado de lo que nuestros predecesores no consideraron en su momento, pues al parecer no se penso profundamente en las consecuencias que a largo plazo traería el hecho de producir a gran escala, sin considerar seriamente el impacto ambiental que esto traería consigo.

El gasto en el tratamiento de aguas residuales ya se realiza de algún modo actualmente, sin embargo mediante este proyecto pueden obtenerse beneficios mucho mayores de los que se están logrando hoy en día y a costos de operación más bajos, reduciendo enormemente las emisiones contaminantes y el consumo de nuestros combustibles fósiles, generando energía eléctrica para autoconsumo y teniendo excedentes eléctricos para ponerlos a disposición de la comisión federal de electricidad, además de las ventajas de contar con fertilizantes orgánicos biodegradables para ser utilizados directamente en el medio agrícola.

Existen actualmente algunas disposiciones en materia de Salud respecto al uso de este tipo de lodos directamente en el campo mexicano, debido al riesgo que podrían representar los mismos como productos provenientes del tratamiento de aguas residuales al ser aplicados directamente como fertilizante para cosechas de consumo humano.

Sin embargo, para estar completamente seguros de la inocuidad del mismo, aun después del tratamiento de biodigestión, puede usarse como medida de máxima seguridad un método desarrollado en la facultad de química, por medio de la Maestra Aurora Ramos que consiste en utilizar dióxido de titanio en polvo aplicado directamente a los lodos producto de la biodigestión para eliminar así cualquier posible resto de metales pesados o agentes bacteriológicos que pudieran haber sobrevivido al tratamiento previo.

Esta investigación esta basada en los procesos electroquímicos de luz natural con este tipo de catalizador sobre la materia orgánica.

En los anexos se amplía un poco mas la información y se incluye en la bibliografía la cita de este material para aquellos interesados en las cuestiones ambientales y de salud de este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.

¹Hunt, Daniel

Diccionario de Energía
Enciclopedia de Energía, Tecnología
Publicaciones Marcombo, S.A.
México - Barcelona

²Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Diario Oficial de la Federación 22 de septiembre de 1975

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el diario oficial de la federación el día 23 de diciembre de 1992

³CONAE 1995

Seminario de Inducción a la Cogeneración.

⁴Evaluación Tecnológica Para el Tratamiento de Crudos Pesados y su Integración con los Procesos de Gasificación.

José Antonio Ortiz Ramírez, José Jesús Rosendo Hidalgo Nájera

Documentos de Análisis y Prospectiva del Programa Universitario de Energía.
Coordinación de la Investigación Científica.

Universidad Nacional Autónoma de México.

⁵Tendencias de las Tecnologías Energéticas

Douglas M. Considine,
Publicaciones Marcombo, S.A.
México - Barcelona

⁶American Gas Association: "Reserves of Crude Oil, Natural Gas Liquids, and Natural Gas in the United States and Canada and United States Productive Capacity", publicación anual, AGA, arlington, Va.

⁷Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007

Secretaría de Energía, México 1998

⁸Compendio de Información del Sector Energético Mexicano 1999

Universidad Nacional Autónoma de México
Coordinación de Vinculación
Programa Universitario de Energía

⁹Agenda Estadística del Sector Energético 1993-1998

Secretaría de Energía, 1999

¹⁰Tecnología del Petróleo pp2-32 -2-42

Douglas M Considine
Publicaciones Marcombo

¹¹Tecnología del Petróleo
Douglas M Considine
Publicaciones Marcombo

¹² Tecnología del Gas Natural
Douglas M Considine
Publicaciones Marcombo

¹³Comisión Nacional del Agua, 1997 Estudio de contaminación del subsuelo y del acuífero en la zona del ex-lago de Texcoco por la disposición de lodos provenientes de las aguas tratadas del gran canal

¹⁴Comisión Nacional del Agua, 1997 Estudio del impacto ambiental asociado al proyecto de saneamiento de las aguas negras del valle de México

¹⁵Instituto de Ingeniería, UNAM. 1995 Producción de residuos sólidos en las plantas de tratamiento del D.F. Texcoco norte

¹⁶Tesis "Utilización del biogás proveniente de la biodigestión anaerobia de lodos vía Cogeneración". Facultad de Química 1998

¹⁷: *Termodinámica, Kenneth Wark, Jr. Quinta Edición 1996. Editorial McGRAW-HILL. Página (s): 783 a la 787.*

¹⁸Memoria de Labores 1995 Petróleos Mexicanos

¹⁹Memoria de Labores 1996 Petróleos Mexicanos

²⁰Memoria de Labores 1997 Petróleos Mexicanos

²¹Memoria de Labores 1998 Petróleos Mexicanos

²²Memoria de Labores 1999 Petróleos Mexicanos

²³Indicadores Petroleros, varios años.

²⁴Indicadores económicos oportunos de Banxico, 1996-1998

²⁵Chemical Prices Report
September 2000

²⁶Trabajo Monográfico de actualización: "Fotodegradación Electroquímica como alternativa para el tratamiento de compuestos y desechos químicos peligrosos"
Facultad de Química 2000

²⁷ Hernandez Aurelio M., 1984 Depuración de aguas residuales. España

²⁸Instituto de Ingeniería, UNAM. 1995 Estudio de tratabilidad del agua residual del valle de Mexico. Tratabilidad del agua residual mediante el proceso primario avanzado

²⁹Instituto de Ingeniería, UNAM. 1995 Estudios de desinfección del agua residual provenientes del valle de Mexico.

³⁰Perry R.H., Green D.W. Maloney J.O. 1992 Manual del Ingeniero Químico 6a edición Mc Graw Hill.

³¹Peters & Timmerhaus. 1980 Plant Design and Economics for chemical Engineering 3rd Edition Mc Graw Hill, USA.

³²Ley general del equilibrio ecológico y protección ambiental

³³ABB Turbinas, 1997. Estudio sobre la factibilidad del uso de biogás en turbinas de gas. Mexico.

Direcciones electrónicas de consulta:

www.pemex.gob.mx

www.conae.gob.mx

www.energia.gob.mx

www.cna.gob.mx

www.imta.gob.mx

www.cfe.gob.mx

www.presidencia.gob.mx

www.inegi.gob.mx

www.bancomext.com

www.ideal.es/waste/indice.html

ANEXOS**Anexo I****MARCO LEGAL.**

La definición oficial de Cogeneración de acuerdo a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica artículo 36, fracción II y a su Reglamento artículo 103, es:

La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

La definición de Cogeneración de acuerdo al material bibliográfico es:

"La técnica empleada para la producción secuencial de energía (por lo general eléctrica y térmica) a partir de una sola fuente de energía."

Ley del servicio público de energía eléctrica

No constituyen actividades del servicio público las siguientes:

I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, Cogeneración y pequeña producción.

II: La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

III: La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de Cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.

V. La generación de energía eléctrica destinada al uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

El gobierno federal ha establecido un marco regulatorio que facilita la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, incluyendo la Cogeneración. Este marco regulatorio contempla servicios para los cogeneradores tales como los siguientes:
Energía de respaldo en caso de paro por mantenimiento o falla.

Transmisión de excedentes eléctricos usando la infraestructura del sector público.

Compra de excedentes eléctricos.

Venta de faltantes eléctricos.

Exportación de excedentes eléctricos

²Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
Diario Oficial de la Federación

ANEXO 2 COMPOSICIÓN TÍPICA DE COMBUSTIBLE DIESEL

Características del combustible Diesel tipo C-B

Prueba	ASTM	MAXIMO
Densidad	D 287	47.9
Punto de inflamación	D 93	194
Color:	D 1500	L1.0
Cronometro saybolt	D 156	11
Viscosidad a 100°F:		
Cinemática, es	D 445	3.42
Universal saybolt, seg	D 88	37.3
Punto de enturbamiento	D 2500	20
Punto de Fluidez	D 97	0
Contenido de azufre, % en peso	D 129	0.34
Punto de anilina	D 611	178
Residuo de carbono en 10%, % en peso	D 524	0.19
Ceniza, % en peso	D 482	0.007
Índice de cetano	D 613	65.3
Temperatura de destilación		
Volumen recuperado	D 86	
PEI		412
10%		460
50%		530
90%		604
PEF		645

Fuente: Mineral Industry Surveys, U.S. Bur. Mines Petrol. Prod. Surv. 82

Características del combustible Diesel tipo T-T

Prueba	ASTM	MAXIMO
Densidad	D 287	44.7
Punto de inflamación	D 93	194
Color:	D 1500	1.5
Viscosidad a 100°F:		
Cinemática, es	D 445	3.54
Universal saybolt, seg	D 88	37.7
Punto de enturbamiento	D 2500	24
Punto de Fluidez	D 97	15
Contenido de azufre, % en peso	D 129	0.5
Punto de anilina	D 611	178
Residuo de carbono en 10%, % en peso	D 524	0.33
Ceniza, % en peso	D 482	0.06

Indice de cetano	D 613	63.1
Temperatura de destilación		
Volumen recuperado	D 86	
PEI		412
10%		466
50%		533
90%		628
PEF		698

Fuente: Mineral Industry Surveys, U.S. Bur. Mines Petrol. Prod. Surv. 82

Características del combustible Diesel tipo

R-R		
Prueba	ASTM	MAXIMO
Densidad	D 287	43.3
Punto de inflamación	D 93	194
Color:	D 1500	L2.0
Viscosidad a 100°F:		
Cinemática, es	D 445	4.3
Universal saybolt, seg	D 88	40.2
Punto de enturbamiento	D 2500	30
Punto de Fluidéz	D 97	25
Contenido de azufre, % en peso	D 129	0.444
Punto de anilina	D 611	186
Residuo de carbono en 10%, % en peso	D 524	0.33
Ceniza, % en peso	D 482	0.0085
Indice de cetano	D 613	70.5
Temperatura de destilación		
Volumen recuperado	D 86	
PEI		494
10%		524
50%		562
90%		610
PEF		664

Fuente: Mineral Industry Surveys, U.S. Bur. Mines Petrol. Prod. Surv. 82

Características del combustible Diesel tipo S-M

	ASTM	MAXIMO
Prueba		
Densidad	D 287	42.3
Punto de inflamación	D 93	174
Color:	D 1500	L2.0
Viscosidad a 100°F:		
Cinemática, es	D 445	3.54
Universal saybolt, seg	D 88	37.7
Punto de enturbamiento	D 2500	2
Punto de Fluidez	D 97	-10
Contenido de azufre, % en peso	D 129	0.29
Punto de anilina	D 611	146
Residuo de carbono en 10%, % en peso	D 524	0.18
Ceniza, % en peso	D 482	0
Índice de cetano	D 613	51.7
Temperatura de destilación		
Volumen recuperado	D 86	
PEI		400
10%		453
50%		533
90%		604
PEF		644

Fuente: Mineral Industry Surveys, U.S. Bur. Mines Petrol. Prod. Surv. 82

ANEXO 3

Precios al público de combustibles fósiles (Gas natural, diesel y combustóleo)
Gas Natural Precios al público (antes de IVA) (Dólares/Mil Pies Cúbicos)

Promedio anual												
Tipo	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996					
Doméstico nacional	1.71	1.76	2.33	3.67	4.39	2.87	3.57					
Industrial centro	2.11	1.68	1.87	2.16	1.95	1.49	2.29					
1997												
Tipo	Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Doméstico nacional	5.12	4.38	3.26	3.45	3.7	3.86	3.78	3.8	4.1	4.6	4.6	4.02
Industrial centro	3.77	2.72	1.65	1.8	2.05	2.22	2.12	2.2	2.4	3	3	2.4
1998												
Tipo	Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Doméstico nacional	2.74	2.5	2.75	2.82	2.81	2.54	2.9	2.4	2.1	2.5	2.5	2.6
Industrial centro	2.49	2.25	2.51	2.58	2.56	2.3	2.65	2.2	1.8	2.3	2.2	2.35
1998												
Tipo	Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Doméstico nacional	2.24	2.27	2.11	2.36	2.87	2.74	2.49	2.9	3.2	2.8	3.3	2.31
Industrial centro	2	2.02	1.87	2.12	2.63	2.49	2.49	2.9	3.2	2.8	3.3	2.31
2000												
Tipo	Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Doméstico nacional	2.57	2.84	2.84	3.14	3.35	4.73	4.74	4.2	5	5.7	4.8	6.44
Industrial centro	2.57	2.84	2.84	3.14	3.35	4.73	4.74	4.2	5	5.7	4.8	6.44
2001												
Tipo	Ene	Feb	Mar									
Doméstico nacional	10.6	6.52	5.32									

Diesel* Precio promedio al público (Pesos corrientes /lt)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997				
	0.51	0.58	0.71	0.83	0.88	1.32	1.79	2.19				
1998												
Ene		Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	2.69	2.71	2.73	2.75	2.76	2.78	2.8	2.82	2.8	2.9	3.1	3.4
1999												
Ene		Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	3.56	3.59	3.63	3.66	3.7	3.74	3.77	3.81	3.9	3.9	3.9	4
2000												
Ene		Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	4	4.03	4.07	4.1	4.13	4.16	4.2	4.23	4.3	4.3	4.3	4.4
2001												
Ene		Feb	Mar									
	4.39	4.42	4.44									

Combustóleo*Precio promedio al público (Pesos corrientes /lt)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997				
	0.17	0.21	0.22	0.23	0.25	0.43	0.73	0.82				
	1998											
Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	0.63	0.59	0.56	0.53	0.68	0.66	0.68	0.63	0.6	0.7	0.7	0.6
	1999											
Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	0.51	0.57	0.61	0.75	0.91	0.94	0.98	1.07	1.2	1.1	1.2	0.9
	2000											
Ene	Feb	Mar	Bar	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	0.98	1.1	1.18	1.25	1.28	1.48	1.45	1.29	1.3	1.5	1.4	1.1
	2001											
Ene	Feb	Mar										
	0.91	1.21	1.34					>				

ANEXO 4

Precios de Energía Eléctrica

Precios Medios de la Energía Eléctrica (Pesos/Kilowatt-Hora)

Año	Industrial	Agrícola	Doméstica	Comercial	Servicio Público
1980	0.0008	0.0004	0.0011	0.0013	0.0008
1981	0.0008	0.0004	0.0013	0.0016	0.0009
1982	0.0013	0.0002	0.0018	0.0022	0.0011
1983	0.0021	0.0002	0.0027	0.0036	0.0018
1984	0.0049	0.0011	0.006	0.0081	0.0046
1985	0.0076	0.0019	0.0087	0.0128	0.0073
1986	0.0162	0.0034	0.0181	0.0282	0.0161
1987	0.0353	0.007	0.0327	0.063	0.0361
1988	0.0792	0.022	0.0718	0.1494	0.0862
1989	0.1015	0.0225	0.0833	0.2069	0.1258
1990	0.1239	0.0316	0.1166	0.2629	0.1884
1991	0.1561	0.0682	0.1601	0.3441	0.2425
1992	0.1756	0.0989	0.1937	0.4183	0.2976
1993	0.1773	0.1254	0.2024	0.4496	0.3226
1994	0.1693	0.1276	0.2139	0.4793	0.3375
1995	0.1993	0.1346	0.2527	0.6159	0.4155
1996	0.2779	0.1677	0.3189	0.7775	0.5503
1997	0.3578	0.1963	0.3747	0.9243	0.655
1998	0.3859	0.226	0.4374	1.0507	0.8243
1999	0.4397	0.2574	0.4924	1.2014	0.9469
2000p_/	0.5022	0.2859	0.5556	1.296	1.0539

c_/ Cifras estimadas.

FUENTE : Secretaría de Energía, con información proporcionada por CFE para Informe de Gobierno.

ANEXO 5

Estimación de costos

La estimación de costos del proyecto se realiza basándose en parámetros obtenidos de Timmerhaus, pues por la naturaleza del proyecto al tratarse de un análisis previo no se proporciona mayor información

Costos Directos

Equipo	
Instalación	(0.25) Equipo
Instrumentación y control	(0.06) Equipo
Tubería instalada	(0.1) Equipo
Servicio eléctrico instalado	(0.1) Equipo
Edificios	(0.1) Equipo
Servicios	(0.4) Equipo
Tierra	Predio ya adquirido
Total	

Costos indirectos

Ingeniería y supervisión	(0.07) Total costos directos
Construcción	(0.08) Total costos directos
Contratista	(0.02) Total costos directos
Contingencia	(0.05) Total costos directos
Total	

Capital de Inversión = Costos Directos + Costos Indirectos

Capital de trabajo = $(0.1)(CD+CI)/(0.9)$

Total de Inversión Requerida = Capital de Trabajo + Capital de Inversión

Supervisión (0.1) mano de obra

Mantenimiento (0.05) * capital de la inversión

Material de mantenimiento (0.1) mano de obra

Laboratorio (0.1) * mano de obra

Impuesto y cargos

Depreciación (0.05) * equipo

Impuestos (0.02) * Capital de inversión

Seguros (0.006) * capital de inversión

Generales (0.5) * mano de obra

Gastos generales

Administrativos (0.15) * mano de obra

La tasa interna de recuperación de la inversión (TIR) es:

Inversión + Sumatoria del flujo anual / $(1 + TIR)^n$

COSTOS OPERATIVOS (Materia prima)

190 ton/día de sulfato de aluminio

169 ton/día de cal

64.6 ton/día de cloro

ton/día de polímero aniónico

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA****ANEXO 6****Costo de Biodigestores****Costos por Obra Civil, Costo Concreto**

EXCAVACIÓN	3 METROS
Volumen de excavación (3*712.8)	2138.4 metros cúbicos
Costo excavación en terreno tipo II	6.25 dólares por metro cubico
Costo total Excavación	13,365 dólares
Concreto en muros	350 metros cuadrados
Precio metro cubico de concreto armado (Fc=250 Kg/cm cuadrado)	91.25 dólares por metro cubico
Costo concreto en muros	31,937.50dólares
Concreto en losa (espesor 0.6 m)	428 metros cúbicos
Concreto en losa	78.75 dólares por metro cubico
Costo total concreto en losa	33705 dólares
Total concreto	79,007.50 dólares

Costo Acero

Acero de refuerzo	F'Y = 4500
Acero requerido	20 % de acero (0.2 toneladas por metro cubico de concreto)
Acero total	156 toneladas
Precio de acero	737.50d dólares por tonelada
Costo acero refuerzo	115,050 dólares

Costo cimbra

Área total cimbrada	1735 metros cuadrados
Costo cimbra acabado	6.25 dólares por metro cuadrado
Costo cimbra	10,845.75 dólares

Costo Total Obra Civil

Total Materiales	204,903.25 dólares
Costo excavación	13,365 dólares
Otros (10%)	21,826.75 dólares
Total Obra Civil	240,095 dólares

Instalación Hidráulica

Costo de instalación y accesorios (tuberías, válvulas, purgas, colectores de gas, etc.)	(35% DE OBRA CIVIL)
Costo instalación y accesorios	84,033.25 dólares
Costo total de la unidad	324,128.35 dólares

ANEXO 7**Aplicaciones ambientales electroquímicas.²⁶**

Una aplicación ambiental de considerable interés, es la oxidación fotocatalítica de compuestos de tipo orgánico e inorgánico, esto es, llegar a un control y a una eventual destrucción o eliminación de desperdicios peligrosos. El presentar una alternativa para la remediación ambiental en medios acuosos contaminados con desechos industriales y/o desechos de aguas domesticas.

En general existen 2 tipos de agentes de contaminación, por un lado esta el grupo de materiales transportados por el agua a través de canales, provenientes de hogares, hospitales, escuelas y edificios comerciales que contienen desechos de alimentos, papel, jabón, detergentes, polvo, ropa, etc. Así también, podemos encontrar dentro de estos residuos aquellos que son de materia orgánica, y por supuesto los microorganismos, la mezcla anterior se designa como aguas negras sanitarias y domesticas.

Casi todas las ciudades vierten sus aguas residuales en el río mas cercano. Por lo general las propias aguas domesticas son inocuas, y por lo tanto no ponen directamente en peligro la vida de plantas y animales. Sin embargo la materia orgánica que llevan en suspensión continua su descomposición en el seno del río. Este proceso consume oxígeno, con lo que las cantidades de este gas disuelto en el agua disminuyen hasta alcanzar proporciones que pueden resultar fatales para los peces y otros organismos que viven en el seno del agua, los que mueren por asfixia debido a la falta de este gas. Además de la descomposición se desprenden gases como el ácido sulfhídrico, que es tóxico. El segundo grupo de agentes contaminantes comprende al conjunto de productos inorgánicos, llamados también desechos industriales, que son vertidos a los ríos por industrias de este tipo, tales como fabricas de colorantes, de fundiciones de hierro y acero, de productos alimenticios, papel, refineries, productos químicos, etc.

Además estas sustancias producen un efecto inmediato. La mayoría de la materia orgánica procedente de desechos de alimentos, de aguas negras domesticas y de residuos de fabricas tales como partículas de tierra, es desintegrada en el agua por bacterias protozoarios y diversos organismos mayores. Este tipo de descomposición bacteriana en presencia de aire se designa como aerobiosis. Sin embargo la descomposición bacteriana también puede darse en ausencia de oxígeno y a este proceso se le llama anaerobiosis. También para el caso de los desechos de tipo industrial, existen otros métodos utilizados por algunas industrias, para hacer de estos efluentes agentes menos riesgosos para la salud, entre los mas comunes se encuentran además de los métodos anteriormente mencionados, otros tratamientos como los basados en resinas de intercambio iónico, combustión completa de los desechos, floculación, sedimentación, etc. (biodigestión)* generalmente llamados tratamientos físicos y químicos.

Fotocatálisis en TiO_2

Al igual que otros semiconductores: Pt, Ti/IrO_2 , Ti/RuO_2 , ZnO, el semiconductor TiO_2 (dióxido de titanio) posee propiedades fotocatalíticas o fotoreactivas cuando es iluminado y esta en contacto con sustancias orgánicas e inorgánicas en solución, por lo que puede generar portadores de carga o pares electrón hueco sobre la superficie de las partículas del semiconductor, dándole con ello al semiconductor propiedades catálicas, y conduciendo a que los electrones se comporten como sitios reductores y a los huecos como sitios oxidantes.

El TiO_2 como electrodo fundamental en la investigación de la fotocatalisis

Debido a la estabilidad que presenta los semiconductores de TiO_2 , durante la fotocatalisis en largos tiempos de irradiación tanto natural como artificial, así como también su amplia investigación en la aplicación de problemas de tipo ambiental, especialmente en el tratamiento y purificación de aguas, su útil participación en la limpieza de sustancias tales como aceites, grasas, y la destrucción de microorganismos como bacterias, virus, etc.

Los fotoelectrodos pueden usarse para el tratamiento fotoelectroquímico de contaminantes acuosos de tipo residual, si por ejemplo, funcionan como fotoánodos que actúan sobre los compuestos orgánicos oxidándolos y en ocasiones mineralizándolos completamente a CO_2 y a H_2O , que son sustancias no tóxicas en el tratamiento de aguas contaminadas. Por su potencial de aplicación las suspensiones de TiO_2 pueden ser utilizadas en la remoción de compuestos contaminantes orgánicos e inorgánicos a partir de aguas negras, residuos industriales y agua potable suplementaria, por lo que es una buena alternativa para tratamiento y/o la eventual destrucción de compuestos orgánicos e inorgánicos parcialmente tóxicos.²⁶

ANEXO 8

Equivalencias volumétricas

1 metro cubico = 6.28 barriles

1 metro cubico = 35.31 pies cúbicos

1 millón de pies cúbicos = 178107 barriles

Equivalencias energéticas:

1 barril de combustóleo = 6783 pies cúbicos de gas natural

1 barril de petróleo = 5000 pies cúbicos de gas natural

1 metro cubico de gas natural = 8460 kilocalorias (gas seco)

1 millón de metros cúbicos de gas natural = 0.9 mil toneladas de petróleo crudo

1 millón de pies cúbicos de gas natural = 0.026 mil toneladas de petróleo crudo

ANEXO 9**Índice de Tablas y gráficas**

Figura 1 Sistema Convencional Vs. Cogeneración	10
Figura 2 Sistema de Cogeneración	12
Figura 3 Energía Eléctrica Vs. Calor de proceso	15
Tabla 1 Estados de participación del país por regiones	19
Figura 4 Consumo de gas natural por sector	20
Tabla 2 Distribución de consumo de gas natural en el país	21
Tabla 3 Reservas probadas de gas seco por región 1991-1997	22
Figura 5 Reservas en millones de metros cúbicos Vs. Tiempo	22
Tabla 4 Precios representativos del gas natural seco al público	25
Figura 6 y 7 Precios del gas natural Vs. Tiempo. Datos reales y estimación	26
Tabla 5 Producción de energéticos secundarios líquidos	28
Figura 8 Consumo de combustóleo del sector industrial	29
Tabla 6 Consumo de combustóleo del sector industrial	29
Figura 9 Producción de Combustóleo	30
Tabla 7 Precios industriales del combustóleo	30
Figura 10 Precios del combustóleo Vs. Tiempo (Estimación)	31
Tabla 8 Producción de energéticos secundarios líquidos	32
Figura 11 Producción de Diesel (Proyección)	33
Figura 12 Esquema de digestión anaerobia	37
Tabla 9 Numero de reactores de biodigestión	40
Tabla 10 Dimensiones de reactores	40
Tabla 11 Composición de biogas	40
Tabla 12 Generación de energía	41
Tabla 13 Composición del gas proveniente de la turbina y su gasto	42
Tabla 14 Energía térmica disponible	43
Tabla 15 Necesidades energéticas de los biodigestores	43
Tabla 16 Vapor requerido para biodigestión	43
Figura 13 Balance de materia: Tratamiento primario avanzado	44
Figura 14 Planta Texcoco Norte	45
Tabla 17 Balance Económico	46
Tabla 18 Materia prima diaria	48
Tabla 19 Panorama Económico 1	48
Figura 15 Flujo de efectivo panorama económico 1	49
Tabla 20 Valor presente panorama económico 1	50
Figura 16 Valor presente panorama económico 1	51
Tabla 21 Panorama Económico 2	52
Figura 17 Flujo de Efectivo Panorama Económico 2	53
Tabla 22 Valor presente panorama económico 2	54
Figura 18 Valor presente panorama económico 2	55