



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONOMICA PARA EL USO DE
MICROTURBINAS UTILIZADAS COMO FUENTE ALTERNATIVA
DE ELECTRICIDAD Y CALOR

TRABAJO ESCRITO

VIA CURSOS DE EDUCACION CONTINUA

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERA QUIMICA

P R E S E N T A

ERIKA MARIA COSS DE GORTARI



MEXICO, D. F. EXAMENES PROFESIONALES
FACULTAD DE QUIMICA

2005

m. 343415



Universidad Nacional
Autónoma de México



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	I.Q. ERNESTO PÉREZ SANTANA
Vocal	I.Q. SERGIO VÁZQUEZ RIVERA
Secretario	I.Q. MARCO ANTONIO RIVERA GUZMÁN
1er suplente	I.Q. NAPOLEÓN SERNA SOLIS
2do suplente	DRA. SARA ELVIA MEZA GALINDO

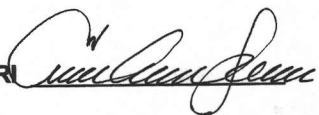
Sitio donde se desarrolló el tema:

**COORDINACIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA,
FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM.**

Asesor del tema: I.Q. SERGIO VÁZQUEZ RIVERA



Sustentante: ERIKA MARÍA COSS DE GORTARI



A Eduardo

**Porque en este proyecto
se sintetiza
la experiencia
de quince años juntos.**

**Sin ti,
todo esto no
habría sido posible
y yo no sería
la mujer que soy hoy.**

Gracias

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
Objetivos	1
Objetivo General	1
Objetivos Particulares	1
Planteamiento	2
Consideraciones importantes	2
ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL	3
Cogeneración	3
Cogeneración vs. Generación Convencional	4
Tecnologías de Cogeneración	5
Cogeneración con Microturbinas	7
Comparación de los Sistemas de Cogeneración y Convencional	8
Tecnología de las Microturbinas	10
DISCUSIÓN	13
Consumo de Combustibles y Energía Eléctrica Actuales del Cliente	13
Instalación Actual del Cliente	13
Especificaciones Técnicas de las Microturbinas	14
Selección de la Microturbina	15
Consideraciones Legales	15
Cálculo de los Ahorros de Energía Térmica	16
Cálculo de los Costos de Combustible	19
Cálculo de los Ahorros por Energía Eléctrica	20
Cálculo de la Inversión de Capital	21
Análisis Comparativo de Costos	22
Análisis Financiero de la Inversión	23
CONCLUSIONES	24
BIBLIOGRAFIA	25
ANEXOS	26
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (Extracto)	26
Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	26
Tarifas de Energía Eléctrica	27
Precio del Diesel – PEMEX	28
Proyección de Consumo de Energía Eléctrica	29
Proyección de Precios del Diesel	29
Cálculo del Consumo Adicional de Combustible a Cinco Años	30
Cálculo de los Ahorros de Energía Eléctrica a Cinco Años	31
Ahorros Totales con la Microturbina	32

INTRODUCCION

La decisión de invertir es siempre una de las más críticas dentro de la estrategia de las empresas y comúnmente se fundamenta en la aplicación de un conjunto de instrumentos analíticos de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de evaluación de proyectos. La adquisición de nuevos activos viene en general precedida por estudios que evalúan la rentabilidad de la inversión y que permiten a los órganos decisorios establecer criterios sobre el valor que el proyecto de inversión representa.

La decisión de invertir se apoya en una serie de criterios que se dirigen a la estimación de las variables fundamentales de rentabilidad y riesgo que inevitablemente acompañan a todo proyecto.

Los métodos que se encuentran más autorizados por la práctica profesional consideran siempre el valor temporal del dinero. Los dos más extendidos son el cálculo del valor presente neto o valor actual neto y de la tasa interna de rentabilidad o retorno de los proyectos.

Es cierto que la rentabilidad no es el único criterio por el que se mide el atractivo de una inversión determinada, pero las consideraciones de rentabilidad están siempre presentes en la práctica y constituyen uno de los principales criterios de decisión económica.

OBJETIVOS

Objetivos General:

El objetivo general de este trabajo es aplicar un proceso de estimación de costo y pre-factibilidad económica a un proyecto de la vida real, partiendo por un lado de la información técnica proporcionada por el fabricante y el distribuidor autorizado en México de las microturbinas y por otro lado, de datos de proceso reales que, para fines prácticos y comerciales son suficientes en esta primera etapa de evaluación.

Objetivos Particulares:

Calcular a nivel de pre-factibilidad el valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN) con la finalidad de medir el valor económico que se crea al invertir en una microturbina, para un centro de entrenamiento y acondicionamiento físico ubicado en la Ciudad de Santiago de Querétaro, Qro., a quien llamaremos "el cliente".

Calcular a nivel de pre-factibilidad la tasa interna de rentabilidad (TIR) con la finalidad de medir el índice de descuento para el cual el VPN de la inversión de dicha microturbina resulta nulo.

PROBLEMA

Planteamiento:

- Se desea evaluar el uso de la energía eléctrica generada a través de una **microturbina** en las instalaciones del cliente.
- Adicionalmente se quiere evaluar el empleo de la energía calorífica producida por la **microturbina** en las instalaciones del cliente, buscando el mejor aprovechamiento de la misma.
- Se deberá proponer el diseño de un sistema que permita el mejor uso **microturbina**.

Consideraciones importantes:

- La **microturbina** proporcionará calor para el calentamiento de agua de alberca, dejando el uso de la caldera sólo para los baños de vapor.
- La energía eléctrica generada por la **microturbina** se empleará para sustituir parcialmente, el consumo de la red de la CFE.
- Se tomará en cuenta lo siguiente:
 - La legislación actual para micro cogeneración.
 - El consumo actual de diesel para caldera del cliente.
 - El consumo de energía eléctrica actual del cliente.
 - El diesel como combustible de la **microturbina**.
 - La proyección de los precios del diesel y de las tarifas de energía eléctrica.
- Se realizará el estudio económico a tres años ya que en la iniciativa privada este es el período de tiempo que se evalúa para proyectos de ahorro, considerando una rentabilidad de 15, 20 y 25%.

ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

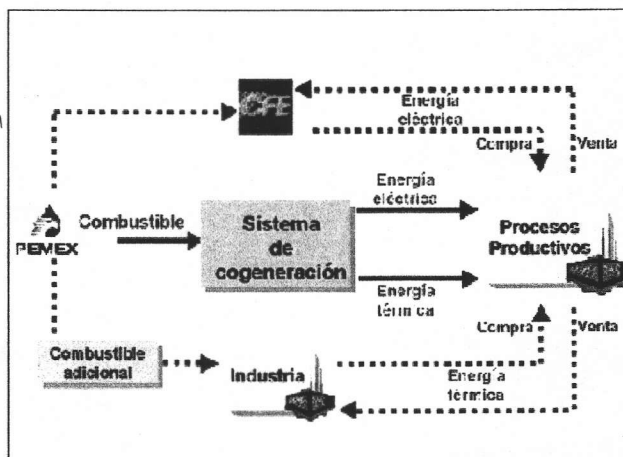
Cogeneración:

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria y es hoy, una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sostenible.

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, de 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.

Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, en otras palabras de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras.



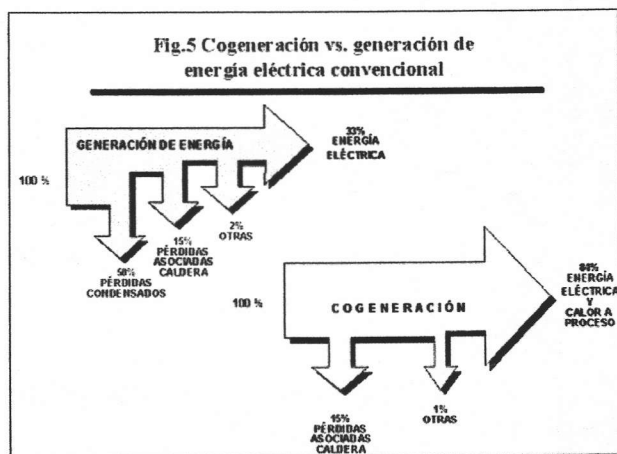
La mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así, ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las centrales termoeléctricas convencionales;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

Cogeneración vs. Generación Convencional:

En los sistemas de cogeneración el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho 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, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas, las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución entre otras. En los sistemas de cogeneración, se aprovecha hasta el 84% (8) de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico). Lo anterior se muestra en la figura 5.

Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración se pregunta ¿por qué hasta ahora se promueve su aplicación y divulgación?

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data de los principios de este siglo, la encontramos en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas y en otros procesos.



Sin embargo, su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abasto de la energía eléctrica, que en esos años era insuficiente y no confiable.

Conforme 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, resultaba más barato abastecerse de este fluido de la red pública. Así, los proyectos de cogeneración poco a poco se fueron abandonando. Más tarde, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

(8) CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx, Febrero 19, 2002

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 aero derivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales. Al mismo tiempo, se desarrollan nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación del álabe de turbinas y se emplean materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se han logrado en la presente década rendimientos energéticos en las turbinas de gas de hasta 36%, (contra 15-20% obtenido en los años sesenta) y se han mejorado los ciclos termodinámicos tradicionales.

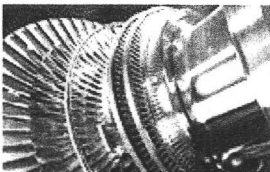
Es importante resaltar que el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, también contribuyó al desarrollo de los sistemas de cogeneración, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de 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, 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%.

Tecnologías de Cogeneración:

A continuación, se da una breve explicación de las principales tecnologías utilizadas en proyectos de cogeneración, así como una tabla en donde se indican sus eficiencias térmicas y eléctricas.

Cogeneración con Turbinas de Vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en 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%.



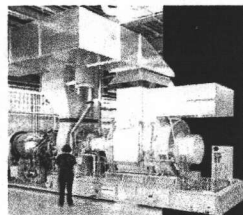
Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como 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 de 4 a 1 o mayor.

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 de 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 que 2.

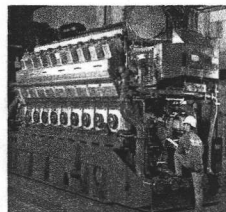
Cogeneración con Ciclo Combinado



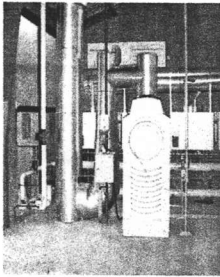
Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor de alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente, alimentar la turbina de vapor, sea 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 que 6.

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 de 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 agua caliente de 80 a 100 °C.



Cogeneración con microturbinas:



Las **microturbinas** difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una microturbina es esencialmente una planta de poder en miniatura, auto contenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos de enfriamiento.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 BTU), emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la **microturbina** está en la cogeneración. Cogeneración, utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con una *eficiencia global* del sistema entre 70-80%. Empresas comerciales, pequeñas industrias, hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud, y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de **microturbinas** como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr.

Eficiencias de conversión de diferentes tecnologías de cogeneración

Tecnología de cogeneración	<i>Eficiencia Eléctrica (%)</i>	<i>Eficiencia Térmica (%)</i>
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

Comparación de los Sistemas de Cogeneración y Convencional:

Tecnología	Energía Eléctrica	<p>Una central de cogeneración representa, de hecho, disponer de una segunda fuente de energía eléctrica, además de la red, de alta confiabilidad.</p> <p>Contribuye a la estabilización de la tensión en la red (dado que mejora el equilibrio al reducir la intensidad eléctrica circulante desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores) y en consecuencia, reduce las pérdidas de energía en la red. Las actuales tecnologías de control permiten asegurar una óptima calidad de la energía eléctrica generada, tanto en tensión como en frecuencia, superando en muchos casos a la de la propia red, inevitablemente influenciadas por armónicas y desequilibrios de carga originadas por industrias vecinas.</p>
	Energía Térmica	<p>Normalmente implica una renovación del parque de calderas de la fábrica, que puede eliminar sus equipos más obsoletos y dejar los más nuevos y eficientes para situaciones de emergencia o para complemento de los equipos de la central.</p> <p>Los equipos térmicos de las centrales de cogeneración son, de hecho, muy convencionales. En muchos casos son equipos que no disponen de un proceso de combustión, lo que prácticamente elimina su mantenimiento y permite que su disponibilidad sea muy elevada.</p>
	Operación y Mantenimiento	<p>Existe un mantenimiento muy especializado, que es el que debe realizarse en determinadas áreas de los equipos principales: turbina de gas, turbina de vapor y motores recíprocos. Este tipo de mantenimiento debe de ser contratado (en muchas ocasiones al mismo fabricante del equipo), el cual tiene un costo muy elevado.</p> <p>El resto de equipos (calderas, equipos eléctricos, etc.), no requieren de atenciones especiales, sus costos de operación son bajos. Estas centrales son completamente automáticas y requieren de muy poca atención. El mismo personal que lleva las calderas puede ocuparse de ellas. Es conveniente que exista un técnico encargado de la planta que la conozca completamente, que se ocupe de su supervisión y que pueda comunicarse con los fabricantes de los equipos y los encargados de mantenimiento para eventuales intervenciones.</p>

	Combustibles Empleados	El gas natural dentro de la gama de combustibles es el más conveniente, el que menos contamina y el que permite disponer de sistemas de generación más modernos y eficientes. Asegura también la viabilidad de su operación al ser un combustible muy limpio.
	Seguridad	Las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves. De todas formas, es conveniente la contratación de seguros de accidentes y de incumplimiento para cubrir estas eventualidades.
	Vida del proyecto	Las plantas de cogeneración, adecuadamente mantenidas y operadas pueden estar operativas por periodos de entre 20 y 30 años.
Economía	Costos Energéticos	En general una planta de cogeneración producirá una energía que será siempre más económica que la obtenida de la red eléctrica. La razón de ello esta que su consumo específico será siempre inferior al de una planta de energía convencional que no pueda sacar provecho de sus efluentes térmicos (es decir, la generada por las grandes centrales termoeléctricas). El mayor o menor ahorro dependerá, en cualquier caso, de políticas de subsidio a las tarifas de la energía eléctrica que pueda tomar el estado en determinadas circunstancias.
Administración de la Energía	Control Operativo	La existencia de una Planta de Servicios Auxiliares implica tener un control operativo detallado de los consumos de energía eléctrica y térmica del proceso industrial. Eso es siempre positivo, pues permite reconocer la aparición de ineficiencias dentro del mismo proceso industrial, que de otra forma posiblemente hubieran pasado desapercibidos.
Ecología	Impacto Ambiental	La cogeneración reduce la emisión de contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural.

Tecnología de las Microturbinas:



Una **microturbina** es un generador de turbina compacto que produce electricidad cerca del punto donde se necesita. Operan con una gran variedad de combustibles gaseosos y líquidos, esta forma de tecnología de generación distribuida hizo su debut comercial en 1998.

Las **microturbinas** pueden servir como fuentes de fuerza eléctrica primarias, de emergencia o de reemplazo, para aumentar la capacidad y reducir los cuellos de botella en la red de suministro de energía y para obtener ahorros en el costo de la energía al mismo tiempo que se suministra fuerza eléctrica limpia y confiable con pocas necesidades de mantenimiento.

Casi del tamaño de un refrigerador, cada **microturbina** genera de 30 a 60 kilowatts de electricidad, suficiente para alimentar a los pequeños negocios. Las máximas eficiencias térmicas se pueden obtener cuando los gases de escape son empleados en sistemas combinados de calor y fuerza o en cogeneración. Con su diseño flexible, la capacidad de generación es ilimitada cuando se operan en paralelo a la red eléctrica – hasta 1.2 megawatts de electricidad acopladas independientemente a la red.

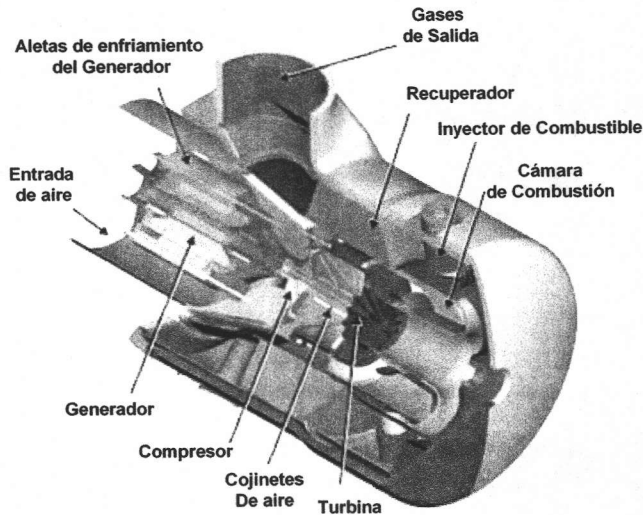
Como ocurre en una máquina de jet, la **microturbina** mezcla combustible con aire para crear la combustión. Esta combustión mueve un generador magnético, un compresor y una turbina conectados a una flecha rotatoria, con un diseño de cojinetes neumáticos a altas velocidades que no requiere de lubricantes, aceites y refrigerantes adicionales.

El resultado es un generador de combustión limpio, altamente eficiente, confiable con muy bajas emisiones de óxidos de nitrógeno que, a diferencia de los generadores de diesel, pueden operar de forma continua sin restricciones. Y a diferencia de los sistemas combinados de turbinas de gas, estos sistemas de fuerza no utilizan agua.

Las turbinas con sistema integrado de recuperación de calor a través del calentamiento de agua resultan efectivas en cuanto a costos y un número creciente de instalaciones comerciales están obteniendo ahorros a través del uso de esta tecnología.

La mayoría de los diseños utilizan una flecha a la que se acoplan el compresor radial, la turbina radial y el generador. A menudo este arreglo se conoce como "turbogenerador". Las velocidades de rotación son extremadamente elevadas, en el rango de 45,000 a 100,000 rpm. La salida del generador es por lo tanto, corriente alterna de alta frecuencia.

Figura 1.- Máquina Turbo Generadora

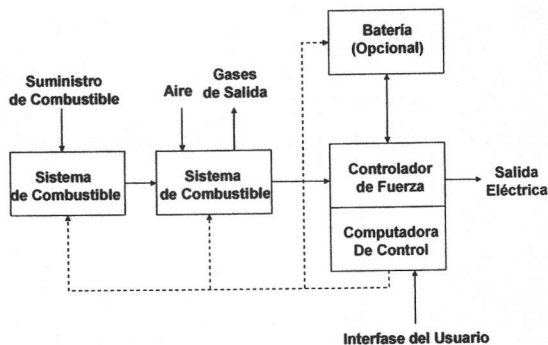


La Figura 1, ilustra el turbogenerador de una **microturbina** con un recuperador de construcción anular. Se emplean dispositivos electrónicos de poder para rectificar esta corriente alterna a corriente directa y luego invertirla una frecuencia de poder de 50 o 60 Hz trifásicos.

Comúnmente se utilizan transistores bipolares de puerta aislada y los dispositivos electrónicos y controles de poder son similares a la tecnología empleada en equipos de suministro ininterrumpido y variadores de velocidad para motores eléctricos.

Una computadora integrada controla la conversión del Turbo Generador de la figura 1, la operación del sistema turbo generador y proporciona la interfaz hombre-máquina y las comunicaciones remotas. Ya que los diseños a menudo están tan estrechamente integrados con la computadora a bordo, la interfaz de operación puede ser conveniente y extremadamente poderosa. A menudo el sistema también incluye funciones de protección, haciendo que las turbinas sean extremadamente fáciles y seguras de conectar en paralelo con la red eléctrica.

Figura 2.- Sistema Típico de Microturbina



La figura 2 proporciona un diagrama del sistema, mostrando los elementos clave del sistema de microturbina electrónicamente controlado.

Las **microturbinas** de distintos fabricantes pueden operar con distintos tipos de combustibles: gas natural, biogas (metano y dióxido de carbono principalmente), diésel o propano. Una de las características de las microturbinas es que el combustible debe ser inyectado a la cámara de combustión a una presión relativamente alta de 3 a 5 atmósferas, para lo cuál el equipo cuenta con un inyector de aire integrado.

Cuando se emplean combustibles gaseosos, este requerimiento de compresión del combustible requiere de una fuerza considerable, que debe ser considerada como una parte del sistema de la **microturbina** cuando se hagan los cálculos de la fuerza neta de salida. Muchos fabricantes ofrecen un compresor de gas natural ya sea incluido dentro del paquete de la **microturbina** o directamente operado y controlado por la **microturbina** para simplificar la instalación.

El estándar que emplean los fabricantes de **microturbinas** para expresar la fuerza y la eficiencia eléctrica es bajo condiciones ambientales ISO de 15 °C (59 °F), al nivel del mar. Las eficiencias eléctricas se relacionan con el valor de calentamiento más bajo de los combustibles (LHV) y típicamente están en el rango de 20 a 30 %, dependiendo del tipo de combustible.

Como ocurre con todas las máquinas del Ciclo Brayton, la fuerza y la eficiencia se reducen con el aumento de la temperatura ambiente dando como resultado curvas de desempeño decrecientes que pueden obtenerse directamente del fabricante de cada **microturbina** específica.

El proceso de combustión de una **microturbina** es continuo y limpio, similar al de las turbinas de gas de las plantas de fuerza modernas. Los fabricantes líderes de microturbinas especifican menos de 9 partes por millón de óxidos de nitrógeno (0.47 libras por megawatt-hora) y emisiones similares de monóxido de carbono al nivel máximo de operación, verificaciones externas han confirmado que las emisiones son en realidad mucho menores. Debido a que los gases de escape son tan limpios, las **microturbinas** son relativamente fáciles de ubicar en cualquier lugar.

DISCUSIÓN

Consumo de Combustibles y Energía Eléctrica Actuales del Cliente:

El cliente para quien se realizará este estudio es un Centro de Entrenamiento y Acondicionamiento Físico que cuenta con una alberca semi-olímpica, vestidores con regaderas y baño de vapor y áreas de gimnasio con aire acondicionado.

Los consumos que tiene actualmente son:

1. Energía Eléctrica: de acuerdo con el último recibo de la CFE.

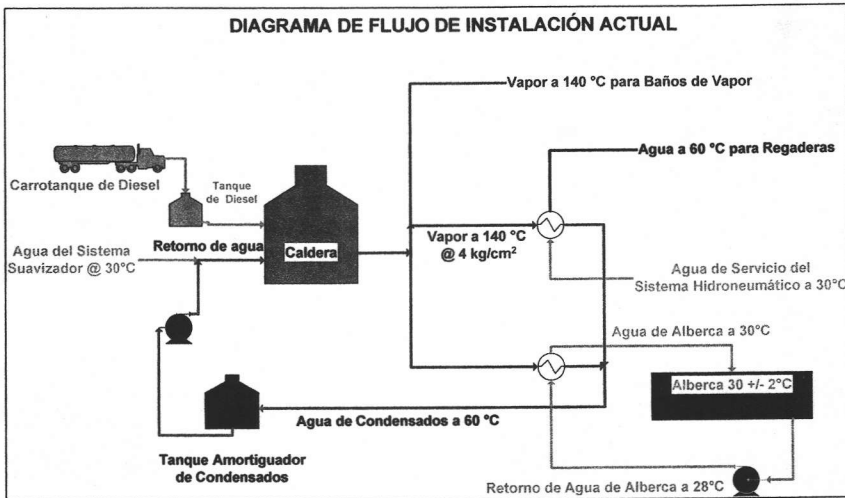
Mes	Consumo total (kWh)
Jul 04	22,560
Ago 04	22,480
Sep 04	22,480
Oct 04	16,160
Nov 04	27,280
Dic 04	26,720
Ene 05	23,840
Promedio	23,074

2. Diesel para caldera: aproximadamente 450 litros/día de acuerdo con el último recibo del proveedor.

Instalación Actual del Cliente:

El cliente tiene un sistema actualmente instalado que funciona de la siguiente manera:

- a) La caldera de 50 ton emplea agua suavizada del suministro municipal de agua a 25 °C para producir vapor a 140 °C y 4 kg/cm² de presión, el vapor tiene tres usos dentro de las instalaciones:
 - o Un intercambiador de serpentín que calienta el agua de la alberca de 28 a 30 °C en recirculación continua.
 - o Otro intercambiador de serpentín que calienta el agua de servicio a 30 °C alimentada por un sistema hidroneumático hasta 60 °C para las regaderas de los vestidores.
 - o El baño de vapor.
- b) Los condensados de retorno son recibidos en un tanque de condensados desde donde se recirculan a la alimentación de agua suavizada de la caldera.
- c) La energía eléctrica de la red de la CFE es empleada para alumbrado, motores, bombas y sistemas de aire acondicionado.



Especificaciones Técnicas de las Microturbinas:

De las marcas de **microturbinas** que se comercializan en México hemos escogido la que ofrece mejor costo y servicio, el análisis comparativo entre fabricantes de **microturbinas** se ha dejado fuera del alcance de este estudio.

El Fabricante seleccionado ofrece dos tipos de **microturbinas** que llamaremos **A** y **B** con las características que se muestran a continuación:

Microturbina A	Microturbina B
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad 0-30 kW de potencia • 360-528 VAC, 50/60 Hz (a red) • 360-480 VAC, 10-60 Hz (aislada) • 3-fases, 3- o 4-cables (4-cables-aislada) • 46 ARMS/máxima fase continua • Conectada a red o aislada • Cojinetes de aire libres de mantenimiento • No lubricantes líquidos • No refrigerantes líquidos • Tolerancia a gases ácidos (hasta 70,000 ppm) • Controlador de fuerza digital • Monitor e interfase de usuario incluidos • Relevadores de protección incluidos • Protocolo abierto de comunicación • Hecha en EUA • Monitoreo remoto opcional, sistema de calentamiento de agua y atenuador de sonido 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad 0-60 kW de potencia • 360-528 VAC, 50/60 Hz (a red) • 360-480 VAC, 10-60 Hz (aislada) • 3-fases, 3- o 4-cables (4-cables-aislada) • 100 ARMS/ máxima fase continua • Conectada a red o aislada • Cojinetes de aire libres de mantenimiento • No lubricantes líquidos • No refrigerantes líquidos • Controlador de fuerza digital • Monitor e interfase de usuario incluidos • Relevadores de protección incluidos • Protocolo abierto de comunicación • Hecha en EUA • Monitoreo remoto opcional, sistema de calentamiento de agua y atenuador de sonido • Monitoreo remoto opcional, sistema de calentamiento de agua y atenuador de sonido

Selección de la Microturbina:

La selección de la **microturbina** se hará con base en el consumo de energía eléctrica del cliente.

El consumo promedio del energía eléctrica del cliente de acuerdo con su recibo de la CFE es de 23,074 kWh en un período de 31 días, de aquí tenemos:

$$\begin{aligned} 23,074 \text{ kWh en 31 días} &= 744.42 \text{ kWh/día} \\ 744.42 \text{ kWh/día} * 1 \text{ día/24 horas} &= 31 \text{ kWh por hora} \end{aligned}$$

Con este requerimiento, se seleccionará la **microturbina A**, con una capacidad máxima de 30 kWh en condiciones ideales, ya que si se escogiera la **microturbina B** de 60 kWh la inversión de capital se duplicaría y habría un excedente de energía eléctrica de casi 30 kWh que se tendrían que poner a disposición de la CFE

De los datos del fabricante sabemos que la *eficiencia teórica* de la **microturbina** se reduce en 4 % por cada 1000 ft (304.8 metros) de altura sobre el nivel del mar, dado que la Cd. de Querétaro se encuentra a 1800 metros sobre el nivel del mar, la pérdida de eficiencia será:

$$1800 \text{ m} / 304.8 \text{ m} = 5.9 * 4 \% = 23.6 \% \text{ de pérdida de eficiencia.}$$

Entonces la capacidad real de la **microturbina** seleccionada será de:

$$30 \text{ kWh @ } 100 \% = 22.92 \sim 23 \text{ kWh @ } 76.4 \% \text{ de eficiencia real.}$$

Con base en este cálculo, 23 de los 31 kWh consumidos por el cliente serán suministrados por la microturbina, quedando 8 kWh que seguirán siendo consumidos de la red de la CFE.

Consideraciones Legales:

De acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica:

ARTICULO 36.- Ley de cogeneración: para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica.

ARTICULO 39.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la facción IV del artículo 36 de la Ley que aplica a comunidades rurales, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW.

Y de acuerdo con el Reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica:

ARTICULO 89.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la facción IV del artículo 36 de la Ley que aplica a comunidades rurales, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW (micro cogeneración).

Adicionalmente, el cliente deberá cumplir con los siguientes requisitos:

1. Contrato de abastecimiento de energía de respaldo. (CFE)
2. Licencia de construcción y aviso de terminación de obra (Municipio)
3. Reporte estadístico de operación eléctrica e información relacionada al tipo de combustible utilizado y la energía eléctrica generada (SENER)
4. Análisis de impacto ambiental [Informe preventivo] (SEMARNAT)
5. Permiso y aprobación para el funcionamiento de motores eléctricos y generadores de calor (STPS)

El cliente cumple con todos los requisitos para la instalación de la microturbina para cogeneración de energía térmica y eléctrica.

Cálculo de los Ahorros de Energía Térmica:

Los datos que conocemos en cuanto al consumo de energía térmica del cliente son los siguientes:

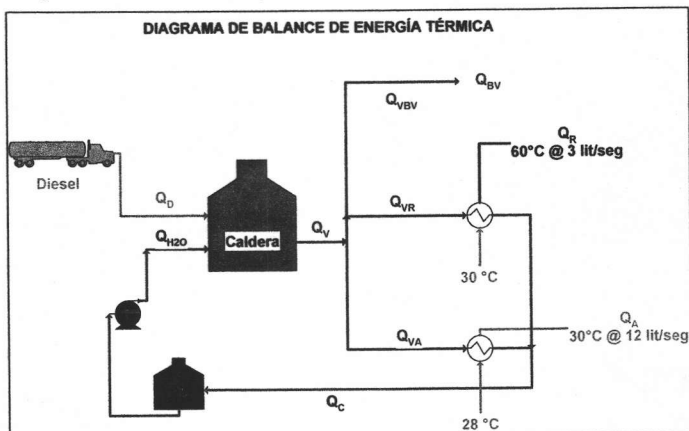
- a) Consumo promedio diario de diésel para la caldera.
- b) Especificaciones de calentamiento de agua para regaderas:
 - o Temperatura de entrada: 30 °C
 - o Temperatura de salida: 60 °C
 - o Flujo de agua: 3 litros/segundo.
- c) Especificaciones de calentamiento de agua para alberca:
 - o Temperatura de entrada: 28 °C
 - o Temperatura de salida: 30 °C
 - o Flujo de agua: 12 litros/segundo.
 - o Que el agua se mantiene en recirculación continua.
- d) Sabemos que el vapor producido por la caldera es vapor saturado a 140 °C y 4 kg/cm² * de acuerdo con las tablas de vapor Manal del Ingeniero Químico (1).

Desconocemos:

- a) La cantidad de vapor que se alimenta a los baños de vapor.
- b) Los factores de uso del agua de regaderas.

Por anterior realizaremos el análisis de consumo de energía térmica en función de:

- a) El calor generado por el diésel consumido diariamente.
- b) Las carga térmica puntual demandada por la regaderas.
- c) La carga térmica continua que requiere la recirculación de agua para alberca.



Calor suministrado por el diésel a la caldera, Q_D :

Poder calorífico del diésel: 10,680 kcal/kg @ 33° API según (10) Combustibles.

$$\text{Grados API} = 141.5 / s_r - 131.5, \text{ donde } s_r = \text{densidad relativa}$$
$$s_r = 141.5 / (\text{API} + 131.5) = 0.86$$

La cantidad de diésel expresada en kilogramos (kg) que se consume diariamente en las instalaciones del cliente es:

$$kg_D = 295.08 \text{ lit/día} * 0.86 \text{ kg/lit} = 253.77 \text{ kg/día}$$
$$Q_D / \text{día} = 253.77 \text{ kg/día} * 10,680 \text{ kcal/kg} = 2\,710\,268.85 \text{ kcal/día}$$
$$Q_D / \text{día} = 2\,710\,268.85 \text{ kcal/día} * (1 \text{ BTU}/2.52 \text{ kcal}) = 1\,075\,503\,512 \text{ BTU/día}$$
$$Q_D = 1\,075\,503\,512 \text{ BTU/día} * (1 \text{ día}/24 \text{ h}) = 44\,812\,646.33 \text{ BTU/h @ nivel del mar}$$

De acuerdo con los datos del fabricante de la caldera su eficiencia es del 82 %, lo que significa que el 82 % es calor aprovechado para la generación de vapor Q_v y el 18 % es calor liberado al ambiente Q_{amb} .

$$Q_{amb} = Q_D * (0.18) = 8\,066\,276.34 \text{ BTU/h}$$
$$Q_v = Q_D * (0.82) = 36\,746\,369.99 \text{ BTU/h}$$

Considerando nuevamente una pérdida de eficiencia térmica del 4 % por cada 304.8 metros de altura sobre el nivel del mar y que la Cd. de Querétaro se encuentra a 1800 metros sobre el nivel del mar tendremos un 76.4 % de *eficiencia real*, que aplicada a la caldera nos da:

$$Q_v = 36\,746\,369.99 \text{ BTU/h} * 0.764 = 28\,074\,226.67 \text{ BTU/h}$$

Cálculo de las cargas térmicas Q_{VBV} (baño de vapor), Q_{VR} (regaderas) y Q_{VA} (alberca):

Debido a la falta de los datos necesarios para calcular Q_{VBP} , haremos los cálculos para Q_{VR} y Q_{VA} donde en ambos casos:

$$Q_{VR} = Q_R \text{ y } Q_{VA} = Q_A$$

Consideraremos Q_R como el calor de la demanda instantánea en las regaderas:

$$Q_R = mCp\Delta T = 180 \text{ l/min} * 1 \text{ kg/l} * 4.18 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C} * 30 \text{ }^\circ\text{C}$$
$$Q_R = 22\,572 \text{ kJ/min} * (0.9481 \text{ BTU}/1 \text{ kJ}) = 21\,400 \text{ BTU/min} = 1\,284\,000 \text{ BTU/h}$$

Ahora calculamos el calor requerido por la alberca:

$$Q_A = mCp\Delta T = 720 \text{ l/min} * 1 \text{ kg/l} * 4.18 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C} * 2 \text{ }^\circ\text{C}$$
$$Q_A = 6\,019.20 \text{ kJ/min} * (0.9481 \text{ BTU}/1 \text{ kJ}) = 5\,706.80 \text{ BTU/min} = 342\,408 \text{ BTU/h}$$

La carga de energía térmica requerida cuando ambos sistemas están en operación es:

$$Q_R + Q_A = 27\,106 \text{ BTU/min} = 1\,626\,408 \text{ BTU/h}$$

Ahora consideraremos que la **microturbina A** de 30 kWh que hemos seleccionado en la sección anterior generará una energía térmica a través de los gases de escape de 310 000 BTU/h al nivel del mar, de acuerdo con los datos del proveedor.

Tomando nuevamente una *eficiencia real* del 76.4 % para la altura de Querétaro tenemos que:

$$Q_{MTUR} = 236\ 840\ \text{BTU/h ó}$$

La energía total generada por la **microturbina** será:

$$Q_{MTUR} = 236\ 840\ \text{BTU/h} * (1\ \text{kWh} / 3\ 408.69\ \text{BTU/h}) = 69.48\ \text{kWh}$$

Energía Térmica de la Microturbina = 69.48 kWh

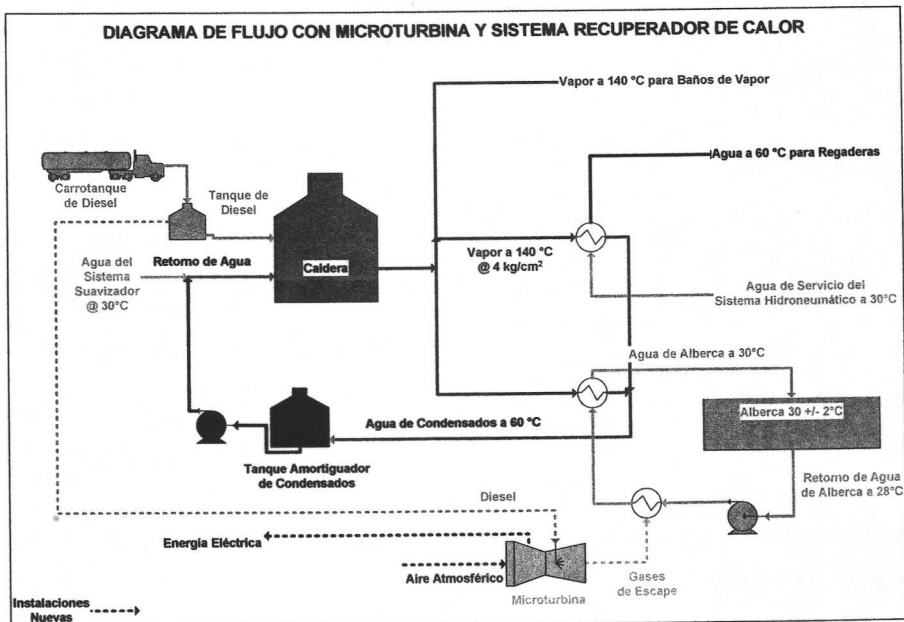
Energía Eléctrica de la Microturbina = 22.90 kWh

Energía Total de la Microturbina = 92.4 kWh

Considerando que $Q_A = 342\ 408\ \text{BTU/h}$ y que $Q_{MTUR} = 236\ 840\ \text{BTU/h}$

La **microturbina** puede aportar el 69 % del calor requerido para calentar la alberca, ya que el sistema de calentamiento de la alberca opera de forma continua, podemos asumir que la microturbina estará trabajando al máximo de su capacidad las 24 horas del día, asegurando también un suministro constante de energía eléctrica.

Entonces el nuevo arreglo para incorporar la **microturbina** al proceso actual del cliente será:



Cálculo de los Costos de Combustible:

Costo del diésel consumido por la caldera:

Los precios al público del diésel para los meses recientes fueron obtenidos de la CONAE, estos precios se graficaron y se extrapolaron a 3 años, con la ecuación que aparece en la gráfica de Precios del Diésel (pág. 34), de allí obtenemos que para el mes de febrero del 2005 el precio del diésel es de:

$$\text{\$ 5.42/ litro} = \text{\$ 5,420 / m}^3$$

Dado un consumo diario de 0.295 m³/día, el costo de diésel al mes es de :

$$5,420 \text{ \$/m}^3 * 0.295 \text{ m}^3/\text{día} = 1,598.90 \text{ \$/día} * 30.5 \text{ día/mes} = 48,766.45 \text{ \$/mes}$$

Tomando en cuenta que el diésel empleado para producir el vapor es:

$$Q_v = 28\ 074\ 226.67 \text{ BTU/h} * (24 \text{ h/día}) = 673\ 781\ 440.10 \text{ BTU/día}$$

$$Q_v = 673\ 781.44 \text{ MBTU/día}$$

Entonces el costo del diésel por unidad de carga térmica es:

$$1,598.90 \text{ \$/día} / 673\ 781.44 \text{ MBTU/día} = 0.00237 \text{ \$/MBTU para la caldera}$$

Costo del Diesel consumido por la microturbina:

La **microturbina** utiliza diésel como combustible. Considerando el precio del diésel del mes de febrero del 2005:

$$\text{\$ 5.42/ litro} = \text{\$ 5,420 / m}^3$$

La microturbina consume 435,000 BTU/h (9) Capstone Turbine Corporation. para generar los 92.5 KWh de energía total (69.5 KWh de energía térmica y 23 KWh de energía eléctrica), esto equivale a un consumo mensual de diésel de:

$$435\ 000 \text{ BTU/h} * (0.00252 \text{ Kcal/BTU}) = 1096.2 \text{ Kcal/h}$$

$$1096.2 \text{ Kcal/h} * (1/ 10\ 680 \text{ Kcal/kg}) = 0.1026 \text{ Kg/h}$$

$$0.1026 \text{ Kg/h} * (24 \text{ h} / 1 \text{ día}) * (30.5 \text{ día} / 1 \text{ mes}) = 75.13 \text{ Kg/ mes}$$

Con un costo mensual de:

$$75.13 \text{ Kg/ mes} * (1/ 0.86 \text{ Kg/l}) = 87.36 \text{ l/mes}$$

$$87.36 \text{ l/mes} * 5.42 \text{ \$/l} = 473.49 \text{ \$/mes}$$

Costo adicional de combustible:

El costo adicional de combustible se obtendrán de la diferencia en el costo del diésel que se dejará de quemar en la caldera y el costo del diésel que será utilizado por la microturbina.

Calor que será reemplazado por la **microturbina**:

$$Q_{MTUR} = 236\ 840\ \text{BTU/h}$$

Costo del diésel que se dejará de consumir en la caldera (C_{DCAL}):

$$C_D = 0.00237\ \$/\text{MBTU} * 236.84\ \text{MBTU/h} = 0.5613\ \$/\text{h}$$

$$C_D = 0.5613\ \$/\text{h} * 24\ \text{h/día} * 30.5\ \text{día/mes} = 410.87\ \$/\text{mes}$$

Costo del diésel que se consumirá en la microturbina (C_{DMIC}):

$$C_{DMIC} = 473.49\ \$/\text{mes}$$

En este caso el costo de combustible mensual adicional por la microturbina (C_{MIC}) de:

$$C_{MIC} = C_{DMIC} - C_{DCAL}$$

$$C_{MIC} = 473.49\ \$/\text{mes} - 410.87\ \$/\text{mes}$$

$$C_{MIC} = \mathbf{62.62\ \$/\text{mes}}$$

Cálculo de los Ahorros por Energía Eléctrica:

El consumo promedio actual de energía eléctrica del cliente es:

$$E_{ACTUAL} = 31\ \text{kWh por hora} = 23\ 074\ \text{kWh al mes}$$

La energía eléctrica proporcionada por la **microturbina @ 76.4 % de eficiencia real** es:

$$E_{MTUR} = 23\ \text{kWh/h} * 24\ \text{h/día} * 31\ \text{día/mes} = 17\ 112\ \text{kWh al mes}$$

La energía eléctrica que seguirá consumiéndose de la red de la CFE al mes será:

$$E_{CFE} = E_{ACTUAL} - E_{MTUR}$$

$$E_{CFE} = 23\ 074\ \text{kWh} - 17\ 112\ \text{kWh} = 5\ 962\ \text{kWh}$$

Lo que el cliente seguirá pagando a la CFE al mes, considerando las tarifas del mes de Febrero del 2005 será:

$$C_{CFE} = 50\ \text{kWh} * 1.482\ \$/\text{kWh} + 50\ \text{kWh} * 1.789\ \$/\text{kWh} + 5\ 862\ \text{kWh} * 1.973\ \$/\text{kWh} + 37.95$$

$$C_{CFE} = 74.1\$ + 89.45\$ + 11,565.72\$ + 37.95\$$$

$$C_{CFE} = 11,767.22\ \$$$

El costo de energía eléctrica que pagaría sin la **microturbina** es de:

$$C_{ACT} = 50 * 1.482 + 50 * 1.789 + 22,974 * 1.973 + 37.95$$

$$C_{ACT} = 74.1\$ + 89.45\$ + 45,432.70\$ + 37.95\$$$

$$C_{ACT} = 45,529.20\$$$

Los ahorros de energía eléctrica al mes por la instalación de la **microturbina** serán:

$$A_{EE} = C_{ACT} - C_{CFE}$$

$$A_{EE} = 45,529.20\$ - 11,767.22 \$$$

$$A_{EE} = 33,761.98 \$/mes$$

Los ahorros totales serán los Ahorros por Energía Eléctrica menos el Sobre costo por Combustible:

$$A_{TOT} = A_{EE} - S_C$$

$$A_{TOT} = 33,761.98\$ - 5,622.29\$$$

$$A_{TOT} = 28,139.69 \$/mes$$

Cálculo de la Inversión de Capital:

De acuerdo con los datos obtenidos del fabricante, tenemos la siguiente inversión para una microturbina de 30 kW:

Costos de Equipos	Unidades	Precio	Total
Microturbina	1	\$ 29,377	\$ 29,377
Filtro de Combustible	1	\$ 649	\$ 649
Cableado MultiPac	1	\$ 140	\$ 140
Contrato de mantenimiento por tres años	1	\$ 8,100	\$ 8,100
Administración de Instalación	1	\$ 2,880	\$ 2,880
Embalaje	1	\$ 450	\$ 450
Intercambiador de calor	1	\$ 3,000	\$ 3,000
Subtotal			\$ 44,596

Costos de Instalación	Unidades	Precio	Total
Embarque	1	\$ 4,000	\$ 4,000
Preparación en sitio			\$ 5,000
Tubería			\$ 6,000
Trabajos mecánicos			\$ 1,000
Trabajos eléctricos			\$ 1,000
Ingeniería/Permisos/Admin			\$ 1,200
Commissioning/Start Up			\$ -
Permiso de Cogeneración			\$ 600
Otros			\$ 400
Subtotal			\$ 19,200

COSTO EN DOLARES	\$ 63,796
TIPO DE CAMBIO	\$ 11.5
COSTO EN PESOS	\$ 733,654

Análisis Comparativo de Costos:

Configuración inicial del sistema, considerando el consumo de diésel y energía eléctrica.

CALOR	Diesel	Consumo (m3)/mes 13.73		\$/m3 5,420.00	\$/ mes 74,389.50
ELECTRICIDAD	CFE	Consumo (KWh)/ mes 23,074		\$/kWh	\$/ mes
			1-50	1.482	74.10
			51-100	1.789	89.45
			Adic.	1.973	45,327.70
			Fijo	37.95	37.95
			Total		45,529.20
Gasto Total Mensual (\$)					119,918.70

Configuración del sistema con microturbina, considerando el consumo de diésel, gas y energía eléctrica.

CALOR	Diesel	Consumo (m3)/mes 13.73		\$/m3 5,420.00	\$/ mes 74,389.50
				Ahorro en caldera	-410.87
				Consumo por microturbina	473.49
				Subtotal	74,452.12
ELECTRICIDAD	CFE	Consumo (KWh)/ mes 5,962		\$/kWh	\$/ mes
			1-50	1.482	74.10
			51-100	1.789	89.45
			Adic.	1.973	11,565.73
			Fijo	37.95	37.95
			Total		11,767.23
Gasto Total Mensual (\$)					86,219.35
Ahorro Total Mensual (\$)					33,699.36

De acuerdo con los cálculos anteriores los ahorros obtenidos por la microturbina serán :

$$\text{Ahorro Total Mensual} = \$ 36,699.36/ \text{mes}$$

Consideraciones:

1. El calor aportado por la microturbina sólo se empleará para mantener la temperatura de la alberca dentro del rango permitido de 30 +/- 2 °C, la caldera se emplearía en el caso de que el agua de que la temperatura del agua llegara por debajo de los 28 °C.
2. La caldera seguirá trabajando como hasta ahora para las regaderas y baños de vapor.
3. En este estudio no se ha realizado el cálculo del intercambiador de calor asociado a la microturbina que se emplearía para mantener la temperatura del agua de la alberca.
4. El fabricante ofrece un año de garantía para el equipo y se ha considerado un contrato de mantenimiento preventivo con el mismo para asegurar un buen funcionamiento de la microturbina durante los primeros tres años, por lo que no se ha incluido en este estudio ningún costo por refacciones ni reemplazos de equipo.

Análisis Financiero de la Inversión:

Este análisis se realiza en un período de tres años por tratarse de un proyecto de ahorros y en un período de cinco años por ser el tiempo de garantía del fabricante, después del cuál podría ser necesaria una nueva inversión con su evaluación de proyecto correspondiente y de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Valor Presente: son los flujos futuros traídos al presente.

$$Pv = Cf_1/(1+r) + Cf_2/(1+r)^2 + Cf_3/(1+r)^3 + \dots + Cf_n/(1+r)^n$$

Valor Presente Neto: los flujos futuros traídos al presente menos la inversión.

$$NPv = - C_0 + Cf_1/(1+r) + Cf_2/(1+r)^2 + Cf_3/(1+r)^3 + \dots + Cf_n/(1+r)^n$$

Donde C_0 es la inversión inicial.

$$NPv = - C_0 + Pv$$

Nota: Normalmente "r" es constante.

TIR ó IRR (Internal Rate of Return): es lo que iguala la inversión con los flujos futuros a cero.

$$TIR = NPV = 0$$

Cuando la IRR (TIR) da cero quiere decir que hay dos valores que satisfacen la ecuación (tenemos una parábola que cruza en dos puntos el eje de las X's).

Indice de Rentabilidad: $Ind. \text{ Rent.} = ([Co] + NPv) / [Co]$

Análisis Financiero a Tres Años

AHORROS	Año 1	Año 2	Año 3
Ahorros por Energía Eléctrica	427,835	478,578	530,103
Sobrecosto por Combustible	-758	-793	-828
AHORROS TOTALES	427,077	477,785	529,275

Rentabilidad	Co	Año 1	Año 2	Año 3	NPv	TIR	Ind. Rent
15%	-733654	427,077	477,785	529,275	346,997	41%	1.47
20%	-733654	427,077	477,785	529,275	260,331	41%	1.35
25%	-733654	427,077	477,785	529,275	184,778	41%	1.25

CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis financiero de la inversión y a nivel de pre-factibilidad, podemos concluir que:

1. El uso de la **microturbina** para la producción de energía en las instalaciones del cliente, genera ahorros que permiten recuperar la inversión durante el segundo año del proyecto.
2. La recomendación de invertir en la **microturbina** se basa en lo siguiente:
 - o Aún cuando existe un sobre costo por consumo de combustible, éste resulta mínimo comparado con los ahorros en energía eléctrica.
 - o El estudio económico asume que el capital será aportado sin financiamiento alguno.
 - o El cliente cumple con los requisitos para instalar la microturbina ya que se trata de un proyecto de micro cogeneración por estar debajo de los 0.5 MW de capacidad.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) PERRY, Robert H., Chilton Cecil H. Manual del Ingeniero Químico. México: McGraw-Hill, 1986.
- (2) ROSALER, Robert C., Rice James O. Standard Handbook of Plant Engineering. USA: Mc.Graw-Hill, 1983.
- (3) HOLMAN, J.P. Heat Transfer. USA: McGraw-Hill, Fifth Edition, 1981.
- (4) LUNDE, Peter J. Solar Thermal Engineering – Space Heating and Hot Water Systems. Canada: John Wiley & Sons, Inc., 1980.
- (5) THREKELD, James L. Ingeniería del Ámbito Térmico. España: Editorial Prentice Hall, 1973.
- (6) RESNICK Robert & Halliday David. Física I. México: CECSA, 1977.

Otras Fuentes:

- (7) Mercado, Alfredo. Apuntes del Módulo de Análisis Financiero del Diplomado de Formulación y Evaluación de Proyectos. México: UNAM, 2004.

Fuentes consultadas en Internet:

- (8) CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx. [Fecha de consulta: febrero de 2005].
- (9) Capstone Turbine Corporation © 2004, www.microturbine.com. [Fecha de consulta: febrero de 2005].
- (10) Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, www.energia.org.mx. [Fecha de consulta: febrero de 2005].
- (11) Combustibles. www.powermaster.com.mx, [Fecha de consulta: febrero de 2005].

ANEXOS

LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA:

ARTICULO 30.- No se considera servicio público la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;

ARTICULO 25.- La Comisión Federal de Electricidad deberá suministrar energía eléctrica a todo el que lo solicite, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas para hacerlo, sin establecer preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria.

ARTICULO 26.- La responsabilidad del suministrador cesa precisamente en el punto de conexión de sus instalaciones con las del usuario.

ARTICULO 36.- Ley de cogeneración: para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica.

ARTICULO 38.- Los permisos a que se refieren las fracciones I, II, IV y V del artículo 36 tendrán duración indefinida mientras que se cumplan las disposiciones

ARTICULO 39.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la facción IV del artículo 36 de la Ley que aplica a comunidades rurales, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW.

REGLAMENTO DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 89.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la facción IV del artículo 36 de la Ley que aplica a comunidades rurales, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW

ARTÍCULO 103.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley, se entiende por cogeneración:

I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;

II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o

III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

ARTÍCULO 104.- Para la obtención y aprovechamiento de un permiso de cogeneración, será indispensable que:

I. La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:

a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o

b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate, y

II. El permisionario se obligue a poner sus excedentes de energía eléctrica a disposición de la Comisión, de acuerdo con lo previsto en la sección cuarta de este capítulo.

TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CFE - FEBRERO 2005

Mes	Cargo por energía			Cargo por energía (\$/mes)
	1 - 50	51 - 100	Adic.	
Ene-02	0.948	1.149	1.266	24.340
Feb-02	0.945	1.145	1.261	24.250
Mar-02	0.928	1.125	1.239	23.820
Abr-02	0.937	1.135	1.250	24.040
May-02	0.965	1.169	1.287	24.750
Jun-02	0.981	1.188	1.308	25.160
Jul-02	1.012	1.225	1.349	25.940
Ago-02	1.040	1.259	1.386	26.650
Sep-02	1.042	1.261	1.388	26.700
Oct-02	1.052	1.273	1.401	26.950
Nov-02	1.081	1.308	1.440	27.700
Dic-02	1.099	1.330	1.464	28.170
Ene-03	1.106	1.338	1.473	28.340
Feb-03	1.112	1.345	1.481	28.490
Mar-03	1.133	1.371	1.509	29.040
Abr-03	1.189	1.438	1.583	30.470
May-03	1.219	1.475	1.623	31.240
Jun-03	1.215	1.470	1.618	31.140
Jul-03	1.187	1.436	1.581	30.420
Ago-03	1.161	1.404	1.546	29.750
Sep-03	1.170	1.414	1.557	29.970
Oct-03	1.191	1.439	1.585	30.500
Nov-03	1.209	1.461	1.609	30.960
Dic-03	1.212	1.464	1.613	31.030
Ene-04	1.219	1.473	1.623	31.220
Feb-04	1.236	1.493	1.645	31.640
Mar-04	1.239	1.497	1.650	31.730
Abr-04	1.280	1.546	1.704	32.780
May-04	1.354	1.636	1.803	34.680
Jun-04	1.394	1.684	1.856	35.700
Jul-04	1.427	1.724	1.901	36.560
Ago-04	1.444	1.745	1.924	37.000
Sep-04	1.471	1.777	1.960	37.690
Oct-04	1.465	1.770	1.952	37.540
Nov-04	1.457	1.760	1.941	37.330
Dic-04	1.487	1.796	1.981	38.090
Ene-05	1.519	1.834	2.023	38.900
Feb-05	1.482	1.789	1.973	37.950
Mar-05	1.507	1.820	2.007	38.595
Abr-05	1.523	1.839	2.027	38.997
May-05	1.539	1.858	2.048	39.399
Jun-05	1.554	1.876	2.069	39.801
Jul-05	1.570	1.895	2.090	40.203
Ago-05	1.586	1.914	2.111	40.605
Sep-05	1.602	1.933	2.132	41.007
Oct-05	1.617	1.952	2.153	41.409
Nov-05	1.633	1.971	2.174	41.811
Dic-05	1.649	1.990	2.195	42.214

Mes	Cargo por energía			Cargo por energía (\$/mes)
	1 - 50	51 - 100	Adic.	
Ene-06	1.665	2.009	2.216	42.616
Feb-06	1.680	2.028	2.237	43.018
Mar-06	1.696	2.047	2.257	43.420
Abr-06	1.712	2.065	2.278	43.822
May-06	1.728	2.084	2.299	44.224
Jun-06	1.743	2.103	2.320	44.626
Jul-06	1.759	2.122	2.341	45.028
Ago-06	1.775	2.141	2.362	45.430
Sep-06	1.791	2.160	2.383	45.833
Oct-06	1.806	2.179	2.404	46.235
Nov-06	1.822	2.198	2.425	46.637
Dic-06	1.838	2.217	2.446	47.039
Ene-07	1.854	2.235	2.467	47.441
Feb-07	1.869	2.254	2.487	47.843
Mar-07	1.885	2.273	2.508	48.245
Abr-07	1.901	2.292	2.529	48.647
May-07	1.917	2.311	2.550	49.049
Jun-07	1.932	2.330	2.571	49.452
Jul-07	1.948	2.349	2.592	49.854
Ago-07	1.964	2.368	2.613	50.256
Sep-07	1.979	2.387	2.634	50.658
Oct-07	1.995	2.406	2.655	51.060
Nov-07	2.011	2.424	2.676	51.462
Dic-07	2.027	2.443	2.697	51.864
Ene-08	2.042	2.462	2.717	52.266
Feb-08	2.058	2.481	2.738	52.668
Mar-08	2.074	2.500	2.759	53.071
Abr-08	2.090	2.519	2.780	53.473
May-08	2.105	2.538	2.801	53.875
Jun-08	2.121	2.557	2.822	54.277
Jul-08	2.137	2.576	2.843	54.679
Ago-08	2.153	2.595	2.864	55.081
Sep-08	2.168	2.613	2.885	55.483
Oct-08	2.184	2.632	2.906	55.885
Nov-08	2.200	2.651	2.927	56.287
Dic-08	2.216	2.670	2.947	56.690
Ene-09	2.231	2.689	2.968	57.092
Feb-09	2.247	2.708	2.989	57.494
Mar-09	2.263	2.727	3.010	57.896
Abr-09	2.279	2.746	3.031	58.298
May-09	2.294	2.765	3.052	58.700
Jun-09	2.310	2.784	3.073	59.102
Jul-09	2.326	2.802	3.094	59.504
Ago-09	2.342	2.821	3.115	59.906
Sep-09	2.357	2.840	3.136	60.309
Oct-09	2.373	2.859	3.157	60.711
Nov-09	2.389	2.878	3.177	61.113
Dic-09	2.405	2.897	3.198	61.515

**PRECIO DEL DIESEL - PEMEX
CONAE**

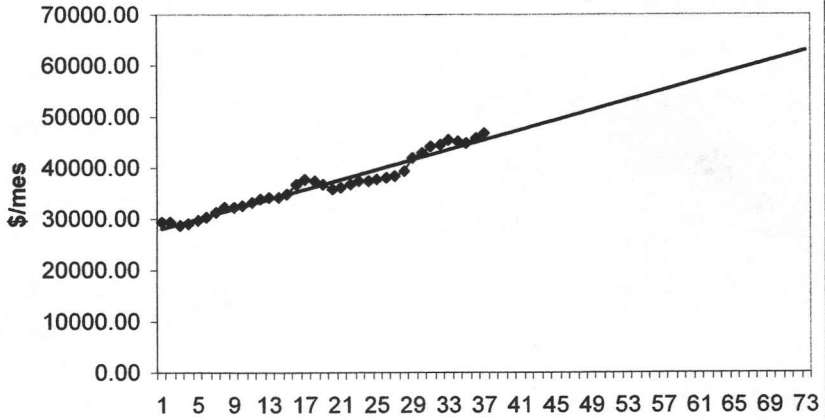
Año	\$/litro
Ene/01	4.39
Feb	4.42
Mar	4.44
Abr	4.46
May	4.49
Jun	4.51
Jul	4.53
Ago	4.56
Sep	4.58
Oct	4.61
Nov	4.63
Dic	4.65
Ene/02	4.67
Feb	4.68
Mar	4.7
Abr	4.72
May	4.74
Jun	4.75
Jul	4.77
Ago	4.79
Sep	4.81
Oct	4.83
Nov	4.85
Dic	4.87
Ene/03	4.89
Feb	4.91
Mar	4.93
Abr	4.95
May	4.98
Jun	5.00
Jul	5.02
Ago	5.04
Sep	5.06
Oct	5.08
Nov	5.10
Dic	5.12

Año	\$/litro
Ene/04	5.15
Feb	5.17
Mar	5.19
Abr	5.21
May	5.23
Jun	5.25
Jul	5.27
Ago	5.29
Sep	5.32
Oct	5.34
Nov	5.36
Dic	5.38
Ene/05	5.40
Feb	5.42
Mar	5.44
Abr	5.46
May	5.48
Jun	5.51
Jul	5.53
Ago	5.55
Sep	5.57
Oct	5.59
Nov	5.61
Dic	5.63
Ene/06	5.65
Feb	5.68
Mar	5.70
Abr	5.72
May	5.74
Jun	5.76
Jul	5.78
Ago	5.80
Sep	5.82
Oct	5.85
Nov	5.87
Dic	5.89

Año	\$/litro
Ene/07	5.91
Feb	5.93
Mar	5.95
Abr	5.97
May	5.99
Jun	6.01
Jul	6.04
Ago	6.06
Sep	6.08
Oct	6.10
Nov	6.12
Dic	6.14
Ene/08	6.16
Feb	6.18
Mar	6.21
Abr	6.23
May	6.25
Jun	6.27
Jul	6.29
Ago	6.31
Sep	6.33
Oct	6.35
Nov	6.38
Dic	6.40
Ene/09	6.42
Feb	6.44
Mar	6.46
Abr	6.48
May	6.50
Jun	6.52
Jul	6.54
Ago	6.57
Sep	6.59
Oct	6.61
Nov	6.63
Dic	6.65

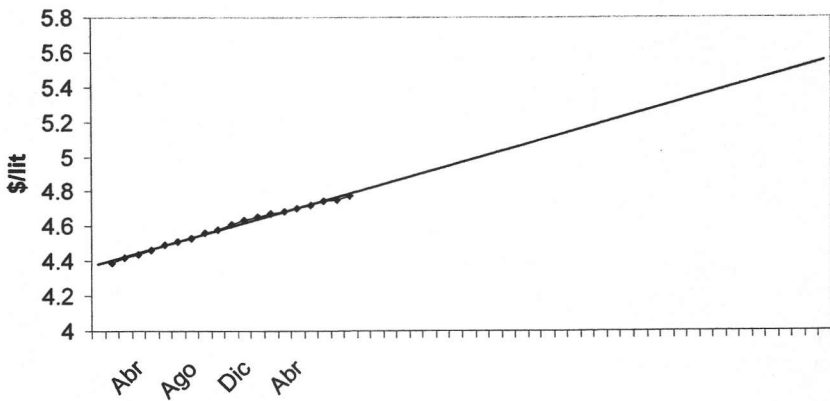
Proyección de Consumo de Energía Eléctrica

$$y = 485.93x + 27586$$



Proyección de Precios del Diesel

$$y = 0.0212x + 4.3612$$



Cálculo del Consumo Adicional de Combustible a Tres Años

Mes	Precio del Diesel (\$/lit)	Diesel de Caldera (\$/MBTU)	Ahorro de Caldera (\$/mes)	Diesel de Microturbina (lit/mes)	Costo Diesel Microturbina (\$/mes)	Sobrecosto Diesel (\$/mes)
Ene-05	5.40	0.00236	409.89	87.36	471.74	61.86
Febrero	5.42	0.00237	411.49	87.36	473.60	62.10
Marzo	5.44	0.00238	413.10	87.36	475.45	62.34
Abril	5.46	0.00239	414.71	87.36	477.30	62.59
Mayo	5.48	0.00240	416.32	87.36	479.15	62.83
Junio	5.51	0.00241	417.93	87.36	481.00	63.07
Julio	5.53	0.00242	419.54	87.36	482.86	63.32
Agosto	5.55	0.00243	421.15	87.36	484.71	63.56
Septiembre	5.57	0.00244	422.76	87.36	486.56	63.80
Octubre	5.59	0.00245	424.37	87.36	488.41	64.04
Noviembre	5.61	0.00246	425.98	87.36	490.26	64.29
Diciembre	5.63	0.00247	427.59	87.36	492.12	64.53
Ene-06	5.65	0.00248	429.20	87.36	493.97	64.77
Febrero	5.68	0.00248	430.81	87.36	495.82	65.02
Marzo	5.70	0.00249	432.41	87.36	497.67	65.26
Abril	5.72	0.00250	434.02	87.36	499.52	65.50
Mayo	5.74	0.00251	435.63	87.36	501.38	65.74
Junio	5.76	0.00252	437.24	87.36	503.23	65.99
julio	5.78	0.00253	438.85	87.36	505.08	66.23
agosto	5.80	0.00254	440.46	87.36	506.93	66.47
septiembre	5.82	0.00255	442.07	87.36	508.78	66.72
octubre	5.85	0.00256	443.68	87.36	510.64	66.96
noviembre	5.87	0.00257	445.29	87.36	512.49	67.20
diciembre	5.89	0.00258	446.90	87.36	514.34	67.44
Ene-07	5.91	0.00259	448.51	87.36	516.19	67.69
Febrero	5.93	0.00260	450.12	87.36	518.04	67.93
Marzo	5.95	0.00261	451.72	87.36	519.90	68.17
Abril	5.97	0.00261	453.33	87.36	521.75	68.42
Mayo	5.99	0.00262	454.94	87.36	523.60	68.66
Junio	6.01	0.00263	456.55	87.36	525.45	68.90
Julio	6.04	0.00264	458.16	87.36	527.30	69.14
Agosto	6.06	0.00265	459.77	87.36	529.16	69.39
Septiembre	6.08	0.00266	461.38	87.36	531.01	69.63
Octubre	6.10	0.00267	462.99	87.36	532.86	69.87
Noviembre	6.12	0.00268	464.60	87.36	534.71	70.12
Diciembre	6.14	0.00269	466.21	87.36	536.57	70.36
Ene-08	6.16	0.00270	467.82	87.36	538.42	70.60
Febrero	6.18	0.00271	469.43	87.36	540.27	70.84

CÁLCULO DE LOS AHORROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRES AÑOS

Mes	Cargo por energía			Cargo por energía (\$/mes)	Costo sin Mturbina (\$/mes)	Costo con Mturbina (\$/mes)	Ahorros por EE (\$/mes)
	1 - 50	51 - 100	Adic.				
Ene-05	1.519	1.834	2.023	38.900	46,682.95	12,065.38	34,617.58
Feb-05	1.482	1.789	1.973	37.950	45,529.20	11,767.23	33,761.98
Mar-05	1.507	1.820	2.007	38.595	46,302.48	11,967.10	34,335.39
Abr-05	1.523	1.839	2.027	38.997	46,785.01	12,091.81	34,693.20
May-05	1.539	1.858	2.048	39.399	47,267.53	12,216.52	35,051.01
Jun-05	1.554	1.876	2.069	39.801	47,750.05	12,341.23	35,408.82
Jul-05	1.570	1.895	2.090	40.203	48,232.57	12,465.93	35,766.64
Ago-05	1.586	1.914	2.111	40.605	48,715.09	12,590.64	36,124.45
Sep-05	1.602	1.933	2.132	41.007	49,197.62	12,715.35	36,482.26
Oct-05	1.617	1.952	2.153	41.409	49,680.14	12,840.06	36,840.08
Nov-05	1.633	1.971	2.174	41.811	50,162.66	12,964.77	37,197.89
Dic-05	1.649	1.990	2.195	42.214	50,645.18	13,089.48	37,555.70
Ene-06	1.665	2.009	2.216	42.616	51,127.70	13,214.19	37,913.51
Feb-06	1.680	2.028	2.237	43.018	51,610.22	13,338.90	38,271.33
Mar-06	1.696	2.047	2.257	43.420	52,092.75	13,463.61	38,629.14
Abr-06	1.712	2.065	2.278	43.822	52,575.27	13,588.31	38,986.95
May-06	1.728	2.084	2.299	44.224	53,057.79	13,713.02	39,344.77
Jun-06	1.743	2.103	2.320	44.626	53,540.31	13,837.73	39,702.58
Jul-06	1.759	2.122	2.341	45.028	54,022.83	13,962.44	40,060.39
Ago-06	1.775	2.141	2.362	45.430	54,505.36	14,087.15	40,418.21
Sep-06	1.791	2.160	2.383	45.833	54,987.88	14,211.86	40,776.02
Oct-06	1.806	2.179	2.404	46.235	55,470.40	14,336.57	41,133.83
Nov-06	1.822	2.198	2.425	46.637	55,952.92	14,461.28	41,491.64
Dic-06	1.838	2.217	2.446	47.039	56,435.44	14,585.99	41,849.46
Ene-07	1.854	2.235	2.467	47.441	56,917.96	14,710.69	42,207.27
Feb-07	1.869	2.254	2.487	47.843	57,400.49	14,835.40	42,565.08
Mar-07	1.885	2.273	2.508	48.245	57,883.01	14,960.11	42,922.90
Abr-07	1.901	2.292	2.529	48.647	58,365.53	15,084.82	43,280.71
May-07	1.917	2.311	2.550	49.049	58,848.05	15,209.53	43,638.52
Jun-07	1.932	2.330	2.571	49.452	59,330.57	15,334.24	43,996.33
Jul-07	1.948	2.349	2.592	49.854	59,813.09	15,458.95	44,354.15
Ago-07	1.964	2.368	2.613	50.256	60,295.62	15,583.66	44,711.96
Sep-07	1.979	2.387	2.634	50.658	60,778.14	15,708.37	45,069.77
Oct-07	1.995	2.406	2.655	51.060	61,260.66	15,833.08	45,427.59
Nov-07	2.011	2.424	2.676	51.462	61,743.18	15,957.78	45,785.40
Dic-07	2.027	2.443	2.697	51.864	62,225.70	16,082.49	46,143.21
Ene-08	2.041	2.460	2.715	52.217	62,648.24	16,191.70	46,456.54
Feb-08	2.056	2.479	2.736	52.615	63,125.94	16,315.17	46,810.77

AHORROS TOTALES CON LA MICROTURBINA

Mes	Ahorros de EE (\$/mes)	Sobrecosto de Combustible (\$/mes)	Ahorros Totales (\$/mes)
Ene-05	34,617.58	61.86	34,555.72
Febrero	33,761.98	62.10	33,699.87
Marzo	34,335.39	62.34	34,273.04
Abril	34,693.20	62.59	34,630.61
Mayo	35,051.01	62.83	34,988.18
Junio	35,408.82	63.07	35,345.75
Julio	35,766.64	63.32	35,703.32
Agosto	36,124.45	63.56	36,060.89
Septiembre	36,482.26	63.80	36,418.46
Octubre	36,840.08	64.04	36,776.03
Noviembre	37,197.89	64.29	37,133.60
Diciembre	37,555.70	64.53	37,491.17
Total 2005	427,834.99	758.33	427,076.67
Ene-06	37,913.51	64.77	37,848.74
Febrero	38,271.33	65.02	38,206.31
Marzo	38,629.14	65.26	38,563.88
Abril	38,986.95	65.50	38,921.45
Mayo	39,344.77	65.74	39,279.02
Junio	39,702.58	65.99	39,636.59
julio	40,060.39	66.23	39,994.16
agosto	40,418.21	66.47	40,351.73
septiembre	40,776.02	66.72	40,709.30
octubre	41,133.83	66.96	41,066.87
noviembre	41,491.64	67.20	41,424.44
diciembre	41,849.46	67.44	41,782.01
Total 2006	478,577.83	793.30	477,784.53
Ene-07	42,207.27	67.69	42,139.58
Febrero	42,565.08	67.93	42,497.15
Marzo	42,922.90	68.17	42,854.72
Abril	43,280.71	68.42	43,212.29
Mayo	43,638.52	68.66	43,569.86
Junio	43,996.33	68.90	43,927.43
Julio	44,354.15	69.14	44,285.00
Agosto	44,711.96	69.39	44,642.57
Septiembre	45,069.77	69.63	45,000.14
Octubre	45,427.59	69.87	45,357.71
Noviembre	45,785.40	70.12	45,715.28
Diciembre	46,143.21	70.36	46,072.85
Total 2007	530,102.88	828.27	529,274.62