



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

DIVISIÓN DE INGENIERÍA MECÁNICA

ÁREA MECÁNICA

**PRESENTACIÓN DE LA TESIS:
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE LAS PLANTAS
DE EMERGENCIA (DIESEL-ELÉCTRICAS) COMO
SISTEMA COGENERATIVO.**

PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA.
(ÁREA MECÁNICA)**

**PRESENTAN:
GUZMAN ZACARIAS UBALDO.
REYES PLATA VICENTE.**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**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.

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE LAS PLANTAS DE EMERGENCIA (DIESEL-ELÉCTRICAS) COMO SISTEMA COGENERATIVO.

OBJETIVO: CONOCER LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE OPERACIÓN DE LAS PLANTAS DE EMERGENCIA PARA PROPONER LAS ALTERNATIVAS DE SU USO COMO SISTEMA COGENERATIVO.

ÍNDICE

	Página
Introducción general	5
Cogeneración	7
CAPITULO I	
TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS DE EMERGENCIA DIESEL ELÉCTRICAS.	10
1.1 Motor diesel (antecedentes históricos)	11
1.2 Motor de combustión interna diesel	
1.2.1 Definición	12
1.2.2 Principio de funcionamiento	12
1.2.3 Términos básicos del motor	14
1.2.4 Clasificación de motores diesel	15
1.2.5 Comparación de motor diesel con turbina de gas y vapor	16
1.3 Plantas eléctricas	
1.3.1 Definición	17
1.3.2 Clasificación	18
1.3.3 Características	19
1.3.4 Operación de sistemas de control.	21

1.4	Selección de una planta diesel eléctrica.	21
1.5	Mantenimiento	25

CAPITULO II:

SISTEMAS COGENERATIVOS CON PLANTAS ELÉCTRICAS.

2	Sistemas cogenerativos.	27
2.1	Proceso de combustible quemado en motores diesel.	28
2.2	Utilización del calor de desecho.	29
2.2.1	Formas de recuperación de calor.	29
2.3	Desarrollo y primera aplicación de un innovativo motor diesel basado en sistema de cogeneración.	31
2.3.1	Desarrollo	31
2.3.2	Procedimiento de prueba.	33
2.3.3	Calidad operacional.	34
2.3.4	Resultados de la prueba.	35
2.4	Diseño de la planta de cogeneración de Cyanamid.	35

CAPITULO III:

DIAGNOSTICO ENERGÉTICO.

3.-	Balance térmico de energía.	37
3.1.	Energía suministrada.	38
3.2.	Energía aprovechada.	40
3.3.	Energía aprovechada por el agua de enfriamiento.	40
3.4.	Energía aprovechada por los gases de escape	41
3.5.	Energía total aprovechada.	41
3.6.	Eficiencia de cogeneración.	42

CAPITULO IV:

SELECCIÓN

TÉCNICO-ECONÓMICA DE SISTEMAS COGENERATIVOS.

.....	45
4.1 Metodología.	46
4.1.1 Análisis de consumos.	46
4.1.2 Determinación de costos energéticos antes del proyecto de cogeneración.	46
4.1.3 Planteamiento de alternativas	46
4.1.4 Determinación de los costos energéticos y de explotación.	46
4.1.5 Estimación de las inversiones a realizar.	47
4.1.6 Estudio de rentabilidad.	47
4.2 Etapas principales previas al estudio.	47
4.3 Etapas del estudio técnico.	47
4.4 Análisis de rentabilidad.	49
4.4.1 Costos de inversión.	51
4.4.2 Costos de combustible.	51
4.4.3 Costos de operación y mantenimiento.	51
4.5 Programa por computadora.	52

CAPITULO V:

APLICACIÓN DEL USO DE SISTEMAS COGENERATIVOS.

.....	55
5.1 Descripción del hotel.	56
5.2 Costos de inversión.	57
5.2.1 Análisis térmico de la planta eléctrica.	58
5.3 Costos de combustible.	61
5.4 Costos de operación y mantenimiento.	62
5.5 Análisis de rentabilidad.	62

CAPITULO VI:	
CONCLUSIONES Y	
RECOMENDACIONES.	65
ANEXO	67
BIBLIOGRAFÍA.70

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la productividad de un país se mide por el uso eficiente que hace de la energía que consume. Este indicador permite observar la eficiencia de un país para aprovechar sus recursos tanto energéticos como humanos y financieros.

Es por esto que se tiene un reto en el cual se tiene que trabajar día a día para elevar la productividad y competitividad como estrategia para apoyar la economía de nuestro país. Para esto se requiere de esfuerzos que comienzan con pequeñas empresas y terminan con los más grandes complejos industriales.

La eficiencia de la planta industrial de un país es resultado de la eficiencia de las industrias en forma individual ocasionando con esto desarrollar sus ventajas comparativas, optimizar el uso de sus recursos y, por ende, obtener beneficios concretos para el país.

La cogeneración es la producción de energía térmica y energía eléctrica a partir de una misma fuente de energía primaria. Siendo ésta una de las alternativas más viables para lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos e incrementar la participación de la iniciativa privada en la generación de electricidad.

En relación con lo antes citado; la cogeneración tiene especial importancia porque permite disminuir considerablemente la cantidad de combustible que se requiere para la generación de electricidad y otra forma de energía útil en forma simultánea, y contribuye así a mejorar la posición competitiva de las empresas, institución o inmueble donde sea necesario su uso.

La cogeneración con el empleo de plantas eléctricas diesel generadoras de electricidad es el caso que en estos momentos nos ocupa, para ello, en el presente documento se hace un estudio acerca de la factibilidad del empleo de plantas de emergencia como sistema cogenerativo con el fin de que al resultar factible pueda ser empleado en instituciones, hospitales, hoteles, etc.

El presente estudio consta de seis capítulos a saber:

COGENERACIÓN

Se define el término cogeneración, así como algunas características de la misma.

Capítulo uno.

Describe los diferentes tipos de plantas diesel eléctricas, sus características para cogenerar, además da una descripción general de los componentes de la misma (motor diesel, generador)

Capítulo dos.

En este capítulo se hace una reseña de los diferentes sistemas cogenerativos empleando motor diesel que hasta el momento se han puesto en práctica mundialmente.

Capítulo tres.

El capítulo permite observar mediante un análisis energético la veracidad o aproximación de datos (flujo de gases de escape, calor de rechazo en gases de escape, calor transmitido al agua refrigerante, etc.) dados por fabricantes de las diferentes empresas diseñadoras de plantas diesel eléctricas, además de obtener una eficiencia global.

Capítulo 4.

El capítulo muestra la metodología a seguir para la selección técnico-económica del sistema cogenerativo.

Capítulo 5.

En este capítulo se muestra una opción del sistema cogenerativo aplicado a un hotel, la descripción del mismo, tipo de planta diesel eléctrica, sistema recuperador de gases de escape, etc., asimismo se hace un estudio de rentabilidad para poder valorar la opción de cogenerar.

Capítulo 6.

En el capítulo se dan las conclusiones referentes a la investigación realizada, puntos de vista, algunas recomendaciones, y fuentes bibliográficas que sirvieron como apoyo al presente estudio.

COGENERACIÓN.

La cogeneración es un proceso de producción secuencial de energía que incluye la generación simultánea de energía mecánica o térmica, y eléctrica mediante el empleo de una fuente energética común (combustible diesel, gas L.P., gas natural, etc.). Puede emplearse siempre que exista la necesidad de las dos fuentes y cuando se justifique la autogeneración de energía eléctrica, o cuando los usuarios de energía térmica se encuentren cerca del lugar donde ocurre la generación de energía eléctrica.

El empleo industrial de la cogeneración conduce al uso de instalaciones pequeñas y dispersas; debido a que las distancias a las que puede ser transportada la energía térmica producida de esta manera son relativamente cortas, una característica de la generación de calor es que se encuentra en un lugar en el sitio de proceso o cercano a él, con o sin cogeneración. El mayor incentivo para el empleo de la cogeneración es el ahorro de combustible; como todas las máquinas de calor basadas en sistemas de energía eléctrica liberan calor al medio ambiente, este calor se puede emplear con mucha frecuencia para cumplir totalmente con los requisitos de energía térmica del local o algún sitio específico. Ver fig. 0.1

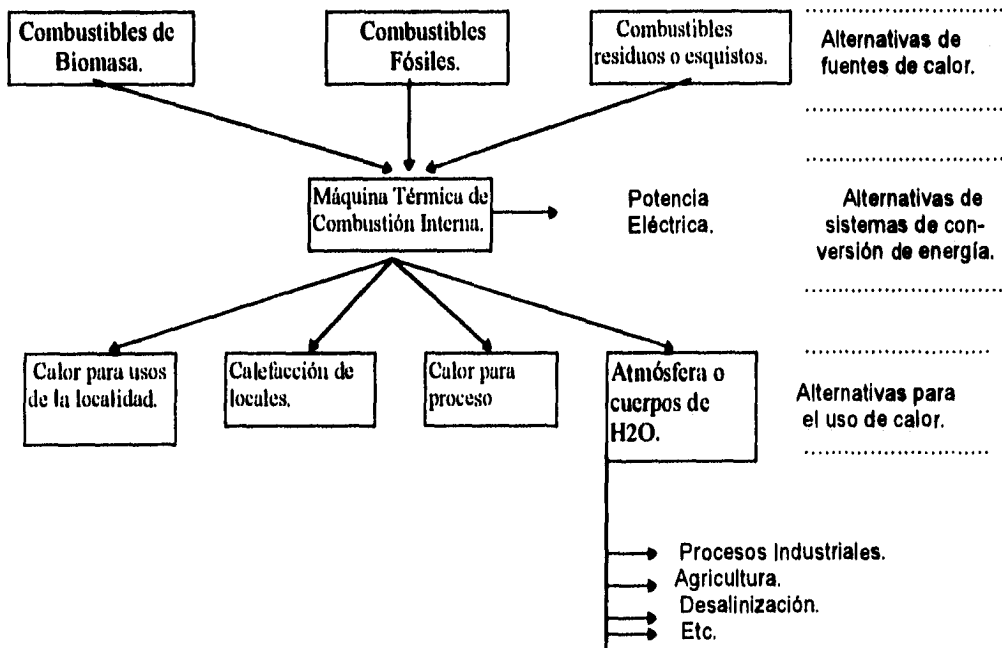


Fig. 0.1 CONFIGURACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MÁQUINAS TÉRMICAS EN COGENERACIÓN.

Los sistemas de cogeneración pueden diseñarse desde, al menos, dos puntos de vista: pueden dimensionarse para cumplir las necesidades caloríficas del proceso de usuarios industriales o institucionales, de manera que la energía producida se trate como un subproducto, que podría utilizarse para cumplir las demandas de energía eléctrica y el calor liberado podría utilizarse entonces para suministrar calor en algún lugar cercano o en el sitio donde se genera según las necesidades; aunque en forma práctica los resultados son mejores para el primero.

Las opciones del empleo de combustible para sistemas de cogeneración son determinadas por el ciclo primario de la máquina de calor; que para el presente trabajo se referirá a las plantas eléctricas de emergencia, las cuales utilizan como base, máquinas de combustión interna (motor diesel), que se encuentran dentro del terreno de las máquinas alternativas y que se limitan a combustibles que tienen características de combustión compatibles con el tipo de máquina y donde los productos de combustión son lo suficientemente limpios como para pasar a través de la máquina sin dañarla; los combustibles de líquido refinado y gaseosos derivados del petróleo, esquistos, carbón o biomasa se incluyen en esta categoría.

Existen al menos tres amplia gamas de aplicación de sistemas de cogeneración de ciclo superior o alto rendimiento:

1. Sistemas municipales de energía, que abastecen de energía y calor de baja temperatura (149°C ó 300°F) para sistemas locales de calentamiento.
2. Para usos residenciales, comerciales o institucionales a gran escala donde se requiere calor, agua caliente y electricidad.
3. Para grandes operaciones industriales con necesidades de electricidad y calor en el lugar mismo de generación, en forma de vapor de proceso, calor directo y/o calefacción de locales.

Los tipos más comunes de máquinas térmicas apropiados para sistemas de cogeneración para ciclos de rendimiento superior son los siguientes:

1. Turbinas de vapor (tipos de contrapresión y extracción).
2. Turbinas de gas de ciclo (combustión) abierto.
4. Turbinas de gas de calentamiento indirecto: ciclos abiertos y ciclos cerrados.
5. Máquinas diesel (plantas de emergencia).

En la figura 0.2 se muestra un ciclo básico de cogeneración de una máquina diesel.

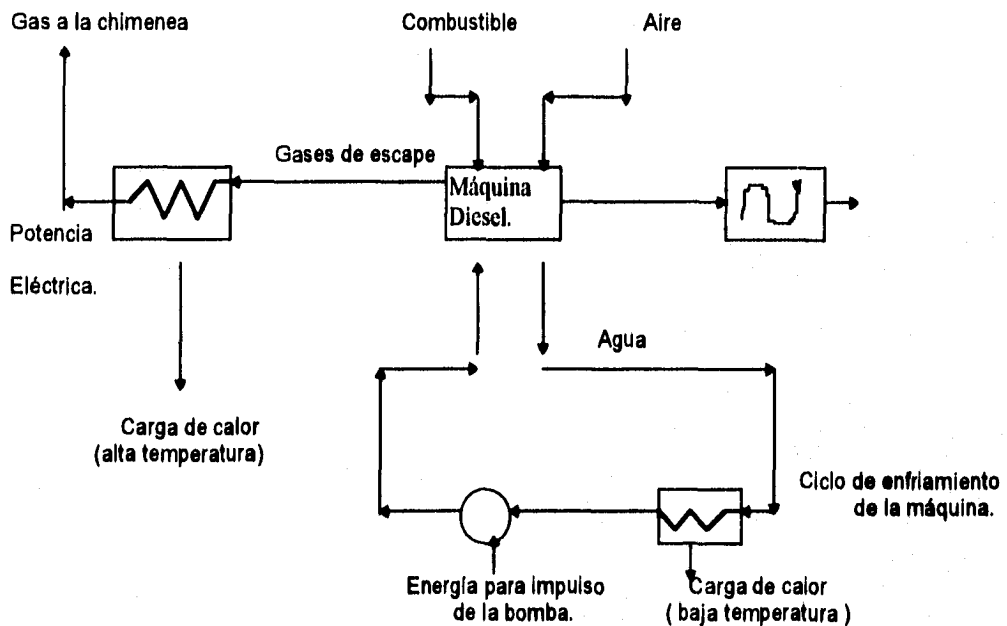


Fig. 0.2 CICLO BÁSICO DE COGENERACIÓN DE UNA MÁQUINA DIESEL.

Cada máquina térmica tiene características únicas que la hacen más adecuada que otras para determinado número de aplicaciones de cogeneración. Por ejemplo, los tipos de máquinas se caracterizan por :

1. Relación de potencia a calor en el punto de diseño.
2. Eficiencia en el punto de diseño.
3. Variación de la relación de potencia/calor.
4. Eficiencia fuera de diseño.
5. Intervalo de capacidad.
6. Capacidad para operar con diferentes combustibles.

Además de las ventajas energéticas para la comunidad y las de tipo económico que la cogeneración ofrece a sus usuarios, pueden añadirse otras, difícilmente

valuable, pero no por ello menos ciertas, como son su bajo impacto al medio ambiente, la disminución de las pérdidas por transporte, el incremento de competitividad empresarial derivado de los menores costos energéticos, el aumento de la carga de trabajo del resto de sectores implicados, lo que en definitiva supone una mejora en la actividad industrial, y por último la contribución a la flexibilidad del sistema de abastecimiento energético.

CAPITULO I

TIPOS Y

CARACTERÍSTICAS

DE PLANTAS

ELÉCTRICAS.

1.1 MOTOR DIESEL

ANTECEDENTES HISTÓRICOS

En 1678, Hautefeuille inventó un motor que utilizaba la explosión de la pólvora de cañón para comunicar presión a un émbolo que se movía en el interior de un cilindro. Este motor fue el primer motor de gas o de combustión interna de la época moderna. En 1680 el físico Irlandés Cristian Huygens construyó un motor de pólvora semejante.

En 1771 el Inglés, John Barber se refirió en una patente al uso de una mezcla de aire y un hidrocarburo gaseoso para que con su explosión se produjera presión en un recipiente cerrado que él llamo "exploder".

Philippe Lebon, Ing. Francés obtuvo en 1799 una patente que describía la construcción y manejo de un motor que usaba gas como combustible.

En 1860 el inventor Francés Lenoir realizó el primer motor de gas; entre tanto dos Alemanes Otto y Langer patentaron también un motor.

Muchos otros inventores ensayaron la construcción de motores que proporcionarán un impulso cada dos carreras y de ellos el primero que vio coronados sus esfuerzos fue Dugald Clark, el cual sentó los principios de un motor de dos tiempos¹. El motor diesel toma su nombre de su inventor, Rodolfo Diesel, Alemán, el cual comenzó su trabajo en 1893 tratando de quemar polvo

¹ Véase Figura 1.2.1

de carbón mezclado con aire y realizó su primer ensayo verdaderamente práctico en 1897.

Más tarde en 1914 los países europeos construyeron centenares de motores Diesel para instalarlos en buques, en submarinos y en centrales eléctricas. En los últimos años, con la mejora de los métodos de fabricación y con materiales de mejor calidad se ha conseguido mas potencia con menos peso.

El excelente rendimiento total y economía en consumo de combustible es la cualidad de esta maquina. Una instalación de mediana potencia (800 kW) consume como máximo 0.25 L de combustible por caballo efectivo.

1.2 MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA DIESEL

DEFINICIÓN.- Un motor de combustión interna diesel es aquel que aprovecha la energía térmica contenida en el combustible para producir un movimiento que se aprovecha con algún fin determinado.

En el caso de la planta de emergencia el motor nos sirve para proporcionar movimiento al generador de corriente alterna.

CLASIFICACIÓN DEL MOTOR DIESEL

Por el número de cilindros.	1,2,3,4,6,8,12 y 16
Por su construcción.	En "v", Radiales, En línea
Por su funcionamiento.	2 y 4 tiempos
Por su enfriamiento	Agua y aire
Por su aplicación	Marinos, agrícolas, automotrices e industriales.
Por su arranque	Eléctrico, neumático, Hidráulico

TABLA 1.2

1.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los motores diesel comúnmente utilizados en plantas de emergencia varían desde 4 hasta 16 cilindros, en "V" o en línea, son de tipo industrial, arranque eléctrico, enfriados por agua.

El principio de funcionamiento se basa en que el aire admitido a través de las válvulas es comprimido, en ese momento el aire alcanza una temperatura muy elevada (más de 500°C), inmediatamente se inyecta combustible provocando la explosión.

La figura 1.2.1 muestra el ciclo de cuatro y dos tiempos de motores diesel.

Ciclo de cuatro tiempos

Admisión

La válvula de admisión se abre cuando el pistón está cerca de su punto muerto superior. El pistón desciende y, actuando como una bomba de desplazamiento positivo, aspira aire fresco a través de la válvula de admisión abierta.

Compresión

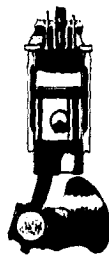
Después que el pistón pasa el punto muerto inferior, la válvula de admisión se cierra. El pistón asciende, comprimiendo el aire.

Potencia

Cerca del punto muerto superior, el combustible es inyectado y se enciende. Los gases calientes de la combustión empujan al pistón hacia abajo.



CARRERA 1
ADMISION



CARRERA 2
COMPRESION



CARRERA 3
POTENCIA



CARRERA 4
ESCAPE

Escape

Cerca del fin de la carrera de potencia, la válvula de escape se abre. A medida que el pistón asciende, este actúa nuevamente como una bomba de desplazamiento positivo, empujando los gases quemados hacia

afuera del cilindro. Después que el pistón pasa el punto muerto superior, la válvula de escape se cierra.

Para cada tiempo de potencia se requieren dos revoluciones del cigüeñal. El pistón sirve como bomba durante dos de las cuatro carreras.

Diesel de dos tiempos

Solamente se requieren dos carreras - la de "compresión" y la de "potencia". El escape y la admisión ocurren al acercarse y pasar el pistón por su posición de punto muerto inferior. La admisión de aire es provista por un soplador externo.

Admisión

El pistón al descender descubre las lumbreras de admisión y aire fresco es soplado al cilindro por la presión de un soplador. El aire admitido fuerza el resto de los gases de escape, entra el pistón y el cilindro con aire fresco limpio.

Compresión

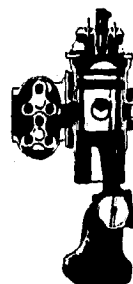
Durante el ascenso del pistón desde el punto muerto inferior, este cierra las lumbreras de admisión y las válvulas de escape se cierran. El aire es comprimido a medida que el pistón continúa su ascenso hacia el punto muerto superior.



ESCAPE Y ADMISION



CARRERA 1
COMPRESION



CARRERA 2
POTENCIA

Potencia

Cerca del punto muerto superior, el combustible es inyectado y se enciende y los gases calientes de la combustión empujan el pistón hacia abajo.

Escape

A medida que el pistón desciende al final de la carrera de potencia, las válvulas de escape se abren, descargando los gases quemados por el múltiple de escape.

Cada tiempo de potencia solo requiere una revolución del cigüeñal.

La acción del pistón se puede llamar recíproca; es decir hacia arriba y hacia abajo, y debe ser convertida en movimiento giratorio para proveer una forma de potencia práctica. El cigüeñal y la biela ejecutan esta conversión de potencia. El movimiento descendente del pistón hace que la biela gire al cigüeñal y al volante en los cojinetes principales. El impulso obtenido por el movimiento del cigüeñal y del volante sirve para regresar al pistón a su posición original aunque la presión del cilindro cese.

El motor de combustión interna diesel tiene tantos inyectores como cilindros, y la explosión se produce en un orden bien determinado.

El orden de explosiones más común es el siguiente: 1-3-4-2 para motores de 4 cilindros y 1-5-3-6-2-4 para motores de 6 cilindros.

1.2.2 TÉRMINOS BÁSICOS DEL MOTOR

Para entender como opera un motor de combustión interna es necesario familiarizarse con cierto número de términos que describen sus características mecánicas operacionales y de potencia.

Punto muerto superior (PMS). Es el punto más alto del viaje ascendente del pistón en el cilindro.

Punto muerto inferior (PMI). Es el punto más bajo del viaje descendente del pistón en el cilindro.

Carrera. Es la distancia recorrida por el pistón en su movimiento desde el PMS hasta el PMI. El pistón tiene una carrera mientras viaja hacia abajo y otra carrera mientras viaja hacia arriba. La carrera hacia abajo más la carrera hacia arriba del pistón equivalen a una vuelta o revolución del cigüeñal.

Diámetro de cilindro. Es el diámetro interior del cilindro.

Revoluciones por minuto (RPM). Es la unidad de medida usada para determinar la velocidad de piezas giratorias. Por ejemplo, si un motor está trabajando a 2000 R.P.M., significa que el cigüeñal gira 2000 veces en cada minuto que trabaje el motor.

Volumen de combustión (VC). Para un cilindro, es el volumen de la cámara de combustión situada sobre el pistón cuando este se encuentra en PMS.

Desplazamiento del pistón (DP). Para un cilindro, significa el volumen que el pistón desplaza mientras viaja del PMS hasta el PMI.

Para calcular el desplazamiento del pistón de un cilindro se usa la siguiente fórmula:

$$DP = \pi \times r^2 \times \text{Carrera. Donde } r \text{ es igual al radio interior.}$$

Para saber el desplazamiento total de un motor, es necesario multiplicar DP por el número de cilindros.

Volumen total (VT). El volumen total del cilindro es el volumen sobre el pistón cuando esta en PMI y es igual a VC + DP.

Relación de compresión (RC). Es la relación entre el volumen total del cilindro y el VC, y se calcula dividiendo el volumen total entre el VC.

Eficiencia volumétrica. Es la relación que hay entre la cantidad de mezcla de aire combustible que entra al cilindro en la carrera de admisión y la cantidad requerida para llenar el cilindro a presión atmosférica. Esto se expresa en porcentajes.

Caballaje. Es la cantidad de fuerza necesaria para levantar 75 kilogramos a la altura de un metro en un segundo. El caballaje que desarrolla un motor puede ser medido por varios métodos. Dos de estos métodos son caballaje al freno y caballaje proporcionado por la Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE). El caballaje al freno de un motor es el desarrollado por el cigüeñal y se mide ya sea por un freno Prony o por un dinamómetro. El freno Prony es un sistema de freno de fricción ajustable que se monta en el volante del cigüeñal con una palanca que descansa en la plataforma de una escala. El caballaje al freno puede determinarse por medio de la siguiente fórmula

$$\text{Freno (kW)} = 120 \pi \times L \times w \times \text{R.P.M.}/75$$

Siendo: L = Longitud del brazo en metros,
w = Peso registrado en kilogramos,

El caballaje SAE, se usa para comparar motores de acuerdo con el número y el diámetro de los cilindros, para determinar el caballaje SAE, se usa la siguiente fórmula:

$$\text{SAE(HP)} = (\text{Diámetro interior})^2 \times \text{Número de cilindros}/2.5$$

1.2.3 CLASIFICACIÓN DE MOTORES DIESEL POR SU APLICACIÓN.

Suele clasificárseles en tres categorías: motores rápidos, de velocidad media o semirrápidos y lentos.

Los motores Diesel rápidos son aquellos de potencia específica (es la relación de potencia (kW) obtenida por cada decímetro cúbico (dm^3) ó litro (lt) de combustible), normalmente altas (30-37 kW/dm^3) y dimensiones reducidas, son usados especialmente en vehículos, ferroviarios especiales, y en instalaciones fijas, con un régimen de velocidad superior a 1500 r.p.m., y cuyo cilindro tiene un diámetro de entre 200-250 mm y su arranque se efectúa mediante motores eléctricos auxiliares.

Los motores Diesel semirrápidos o medios se emplean cuando se necesita disponer de potencias específicas bastante altas (37 a 44 kW/dm^3) entrando en estos las plantas de emergencia, tracción ferroviaria, marina veloz y otras instalaciones especiales, su velocidad varía de entre 600-1500 r.p.m., estos motores funcionan a régimen prácticamente constante por periodos de tiempo bastante largos, el arranque se efectúa mediante un motor auxiliar o con aire comprimido, sus cilindros son de un diámetro de entre 200 a 500 mm.

Los motores Diesel lentos son usados en instalaciones fijas y de la marina, al tener que funcionar ininterrumpidamente durante largos periodos de tiempo, son de dimensiones muy grandes y su funcionamiento es a bajo número de revoluciones (400-450 r.p.m.), y su potencia específica es de entre 44 a 51 kW/dm^3 .

El calor se obtiene de las máquinas diesel en dos formas: a temperatura baja (93 a 121°C) para el refrigerante de la maquina, y a temperatura mayor (260° a 550°C) para el gas expulsado.

Las máquinas diesel tienen características muy importantes:

- ◆ Alto costo de inversión.
- ◆ Consumo medio de agua de enfriamiento.
- ◆ Alta eficiencia térmica.
- ◆ Generación de energía térmica principalmente del agua caliente.
- ◆ Operación poco flexible.
- ◆ Mediana emisión de contaminantes.
- ◆ Tiempo de arranque muy corto.
- ◆ Requiere poco espacio para instalación.
- ◆ Fácil de instalar.
- ◆ Variedad en capacidades de potencia.

las cuales pueden ser comparadas con otro tipo de máquinas;

a) Turbina de gas (con caldera de recuperación):

- ◆ Bajo costo de inversión.
- ◆ No consume agua de enfriamiento.
- ◆ Baja eficiencia sobre todo a cargas parciales.
- ◆ Cantidad fija de calor de proceso.

- ◆ Baja inversión en sistemas de limpieza de gases por quemar gas.
 - ◆ No permite variación grande de vapor a proceso.
 - ◆ Mínimo requerimiento de espacio. Fácil de instalar o desmontar.
 - ◆ Tiempo de arranque muy corto.
- b) Turbina de vapor (de contra presión):
- ◆ Alto costo de inversión.
 - ◆ No consume agua de enfriamiento.
 - ◆ Genera poca energía eléctrica en comparación con el consumo de proceso.
 - ◆ El consumo de vapor de proceso define la capacidad generada.
Considerando extracciones se puede obtener un poco más de flexibilidad.
 - ◆ Alta disponibilidad.
 - ◆ Equipo de limpieza de gases de muy alto costo sino se quema gas.
 - ◆ No permite variación grande y brusca de vapor a proceso.

Ahora se presentan en la tabla 1.a. las características de estos tipos de máquinas, con respecto a la cogeneración como otro parámetro de comparación.

CARACTERÍSTICAS DE COGENERACIÓN CON MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN.

MÁQUINA	MW / UNIDAD	EFICIENCIA DE DISEÑO	COMPATIBILIDAD CON OTROS COMBUSTIBLES	TEMPERATURA DE RECUPERACIÓN	CALOR RECUPERABLE kWh	RELACIÓN POTENCIA-CALOR
Turbina de gas de combustión	10-100	0.25-0.30	Pobre	650°C	11000	0.3-0.45
Turbinas de ciclo abierto	10-85	0.25-0.30	Buena	482°C	8500	0.4-1.00
Motor Diesel	0.05-2.5	0.35-0.40	Excelente	500°C	6000	0.6-0.85

Tabla 1.2.3. CARACTERÍSTICAS DE COGENERACIÓN CON MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN INTERNA.

1.3 PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS. DEFINICIÓN.

Las plantas eléctricas son unidades de fuerza, compuestas de un motor de combustión interna de 4, 6, 12, o 16 cilindros tipo industrial estacionario y un generador de corriente alterna con sus controles y accesorios totalmente ensamblados.

Su función es suministrar energía eléctrica de emergencia o continua durante las interrupciones de energía, pero en la actualidad y de manera adicional, también se les emplea para generar energía en los horarios punta (18:00 a 22:00 hrs.). Con esta función se puede disminuir la demanda máxima y ello se refleja en un menor consumo de energía en un periodo y, por lo tanto, se traduce en un menor pago a la compañía suministradora.

Entre los principales componentes de las plantas eléctricas podemos citar los siguientes:

- a) Motor y generador montados en una base de acero estructural con sus sistemas de: Enfriamiento, protección contra alta temperatura de agua, baja presión de aceite y sobrevelocidad, motor de arranque, válvulas de purga, bomba de inyección de combustible.
- b) Silenciador de gases de escape.
- c) Tablero de control el cual contiene: Circuito de control de arranque y paro, mantenedor de carga de baterías, fusibles de protección, relevador de tiempo de paro del motor y relevadores sensitivos de voltaje.

La fig. 1.3 muestra esquemáticamente el conjunto de elementos principales que constituyen una planta diesel eléctrica.

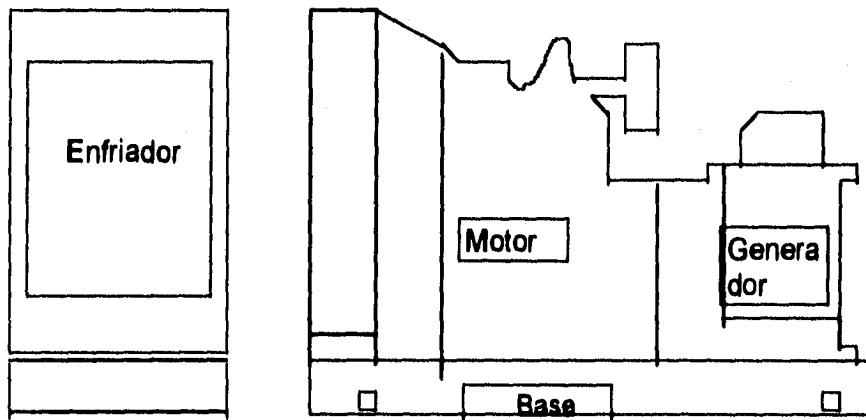


Fig. 1.3

1.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS

Las plantas diesel normalmente se clasifican como sigue:

De acuerdo al tipo de servicio en continuo y de emergencia.
Por su operación en manual y automático.

Las plantas eléctricas de servicio continuo, se aplican en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica por parte de la compañía suministradora de

este tipo de energía y en donde es indispensable una continuidad estricta tales como:

En una radio transmisora, aserraderos, zonas rurales, etc.

Las plantas eléctricas de emergencia, se utilizan en los sistemas de distribución modernos que usan frecuentemente dos o más fuentes de alimentación. Debido a razones de seguridad y/o economía de las instalaciones en donde es esencial la continuidad del servicio eléctrico, por ejemplo:

- Instalaciones de hospitales en las áreas de cirugía, recuperación, cuidado intensivo, salas de tratamiento, etc.
- Para la operación de servicios de importancia crítica como son los elevadores públicos.
- Para instalaciones de alumbrado de locales a los cuales acude un gran número de personas (estadios, deportivos, aeropuertos, comercios, hoteles, cines, etc.)
- En la industria de proceso continuo.
- En instalaciones de computadoras, bancos de memoria, equipos de procesamiento de datos, radar, etc.

Las plantas manuales, son aquellas en las cuales se requiere que se utilice un interruptor para parar o arrancar dicha planta. Normalmente estas plantas se utilizan en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica comercial, tales como: Construcción, poblados pequeños, etc.

También se utilizan en lugares donde la falta de energía puede permanecer durante algunos minutos, mientras alguna persona acude al lugar en donde esta instalada la planta para arrancarla y hacer manualmente la transferencia. Por ejemplo ; casas, algunos comercios pequeños e industrias que no manejen procesos delicados.

Las plantas automáticas, son aquellas que solamente al inicio se operan manualmente, ya que después, éstas cumplen sus funciones automáticamente; dichas plantas son utilizadas solo en servicios de emergencia.

1.3.2 CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS.

Las plantas diesel eléctricas tienen características que las hacen únicas para ser empleadas en sistemas de cogeneración; estas varían de acuerdo a la

capacidad de la misma, al variar tanto sus temperaturas, consumo de combustible, flujo de agua, flujo de gases de escape, etc. Dichas características se presentan en la tabla 1.3.2., las cuales son para plantas desde 5 kW hasta 1600 kW.

CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS DIESEL ELECTRICAS.

Capacidad (kW)	Potencia del motor (kW)	Flujo de gases de escape. m ³ /min	Temp. de gases de escape (°c)	Consumo de combustible. m ³ /min	Capacidad de la camisa de agua (m ³)	Flujo de agua en la camisa. m ³ /min	Calor transmitido o al agua (kW)	Calor transmitido o al aire ambiente (kW)	Calor de gases de escape (kW)
5	12.6	7.1	317	0.0038	0.0049	0.084	2.0	0.120	2.6
10	12.6	7.6	331	0.0038	0.0049	0.084	7.0	0.130	7.0
20	26.8	8.0	350	0.0045	0.0056	0.089	12.0	0.152	11.0
30	49.2	8.5	360	0.0065	0.0076	0.094	18.0	0.199	16.0
40	49.2	17.5	367	0.0104	0.0087	0.149	22.0	0.271	21.0
50	76.0	26.8	375	0.0125	0.0092	0.203	24.0	0.373	29.0
60	60.0	34.7	380	0.0150	0.0125	0.270	26.0	0.408	36.0
80	124	41.6	387	0.020	0.0153	0.312	35.0	0.555	42.0
100	124	52.4	390	0.025	0.019	0.420	62.0	0.586	59.0
150	224	63.8	390	0.0375	0.021	0.490	87.0	0.621	77.0
200	246	75.6	391	0.0648	0.023	0.530	101.0	0.646	96.0
250	315	86.3	399	0.0908	0.027	0.590	141.0	0.821	130.0
300	354	94.2	407	0.1264	0.033	0.620	180.0	0.913	170.0
350	424	107.3	417	0.1264	0.038	0.682	223.0	1.05	178.0
400	480	118.9	423	0.1447	0.043	0.721	261.0	1.33	208.0
450	560	127.8	430	0.1447	0.048	0.809	304.0	2.65	244.0
500	580	135.1	438	0.1817	0.052	0.833	342.0	2.913	288.0
550	620	152.2	440	0.1817	0.059	0.895	385.0	3.00	324.0
600	706	178.1	441	0.196	0.066	0.969	423.0	3.33	365.0
650	706	195.0	443	0.246	0.072	1.01	468.0	3.61	400.0
700	816	217.3	445	0.246	0.079	1.105	505.0	3.85	439.0
750	816	242.4	447	0.246	0.090	1.193	549.0	4.16	483.0
800	920	265.3	449	0.3104	0.093	1.241	592.0	4.34	530.0
900	1156	291.4	452	0.3104	0.106	1.376	630.0	4.51	588.0
1000	1156	314.8	453	0.3104	0.112	1.413	672.0	5.65	605.0
1100	1305	333.3	455	0.3104	0.124	1.512	703.0	6.16	629.0
1200	1507	358.9	457	0.458	0.132	1.591	725.0	6.60	661.0
1300	1507	381.6	459	0.458	0.139	1.648	756.0	7.35	679.0
1400	1746	394.2	462	0.458	0.146	1.721	786.0	7.8	698.0
1500	1746	414.7	464	0.458	0.153	1.842	820.0	8.35	712.0
1600	1746	436	466	0.458	0.160	1.919	845.0	8.76	735.0

TABLA 1.3.2.

1.3.3 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE UNA INDUSTRIA CON DOS ALIMENTACIONES.

Un arreglo típico para una industria la cual utiliza energía eléctrica suministrada por C.F.E. y energía eléctrica suministrada por una planta diesel eléctrica, es mostrado en la fig. 1.3.3.

Cuando falla la alimentación normal, instantáneamente el interruptor de transferencia sale de la posición normal **N** y pasa a la posición fuera **F**.

Al mismo tiempo el circuito de control de transferencia y paro manda señales al interruptor de transferencia para que éste se prepare para pasar a la posición de emergencia **E**.

También al mismo tiempo manda una señal al control maestro que a su vez manda la señal de arranque de la planta protegiéndola contra alta temperatura, baja presión de aceite, y sobrevelocidad.

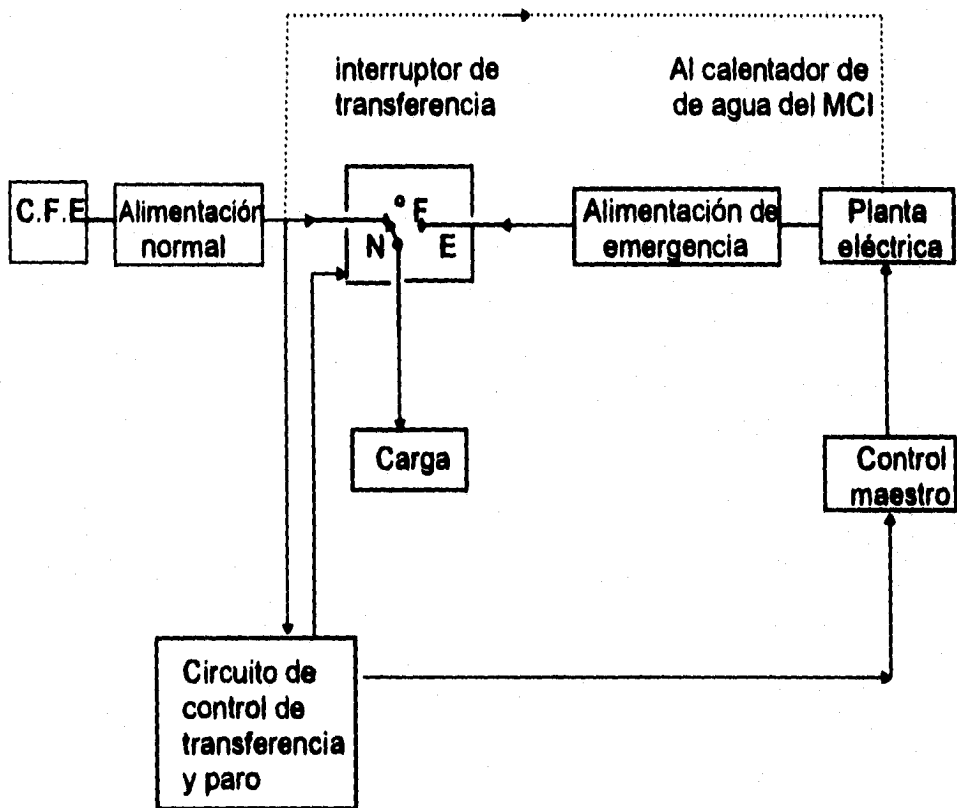
A los tres segundos la planta genera a toda su capacidad y el interruptor de transferencia se pasa a la posición de emergencia, alimentándose así la carga con la alimentación de emergencia.

Cuando la alimentación normal es restablecida, el circuito de control de transferencia y paro detecta la presencia de la alimentación normal y:

- A los cuatro minutos manda la señal al interruptor de transferencia para que haga la retransferencia o sea que pase de la posición **E** a la posición **N**. Se da este tiempo para dar oportunidad a la alimentación normal de restablecerse completamente, aunque también es variable dependiendo del lugar en donde esté instalada la planta.

- Cuatro minutos después manda la señal al control maestro para que éste dé la señal de paro de la planta. Se da este tiempo para dar oportunidad a la unidad para que ésta disipe el calor excesivo, lográndose con ello una mejor conservación del motor.

ARREGLO TÍPICO DE UNA INDUSTRIA CON DOS ALIMENTACIONES



MCI = Motor de combustión interna

Fig. 1.3.3.

1.4 SELECCIÓN DE UNA PLANTA DIESEL ELÉCTRICA

Al seleccionar una planta eléctrica es conveniente tomar en consideración los siguientes factores:

1.- El motor diesel debe tener la potencia suficiente para satisfacer la demanda en kW solicitada por el generador.

Los HP mínimos que debe tener un motor diesel, deducidos de cualquier potencia auxiliar (ventilador, pérdida de potencia por altura, etc.) esta dada por la siguiente formula:

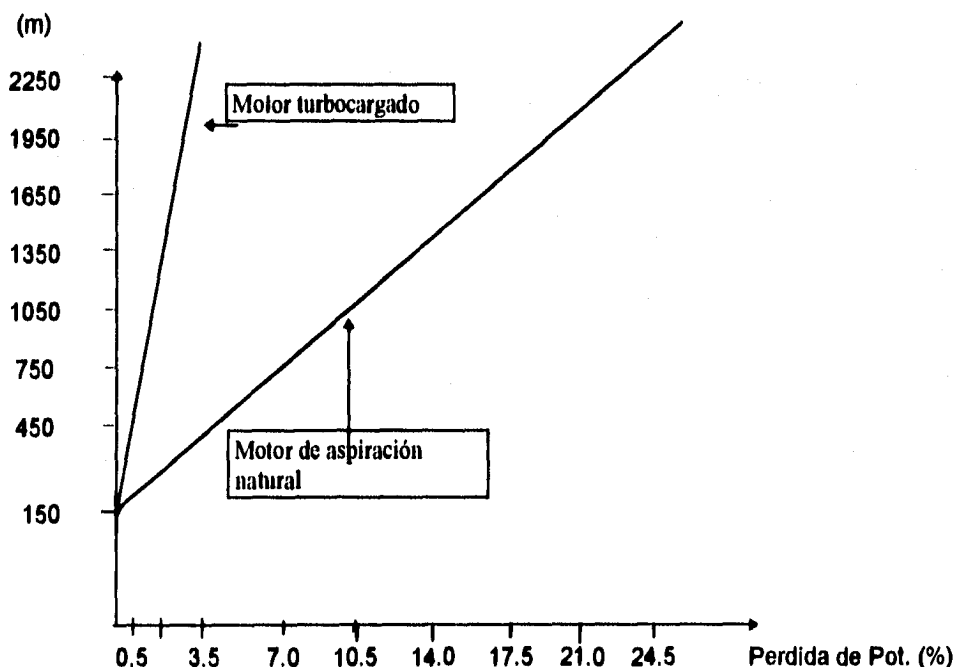
$$\text{HP mínimos} = \text{kW} / 0.746 \times \text{eficiencia del generador}$$

2.- La altura sobre el nivel del mar a la que va a operar la planta eléctrica es muy importante, ya que los motores a diesel pierden potencia con la altura.

En términos generales se puede considerar lo siguiente:

Los motores de aspiración natural pierden aproximadamente el 3.5% por cada 300 mts. arriba de 150 mts. sobre el nivel del mar. Los motores turbocargados pierden aproximadamente el 0.5 % por cada 300 mts. arriba de 150 mts. sobre el nivel del mar. (Fig. 1.4.1)

PERDIDA DE POTENCIA POR ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR



(Fig.1.4.1)

3.- La temperatura ambiente es otro factor muy importante. Los motores pierden aproximadamente 1.5 % de su potencia por cada 2.778°C por encima de 26.66°C. (fig. 1.4.2)

PERDIDA DE POTENCIA EN PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS POR INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

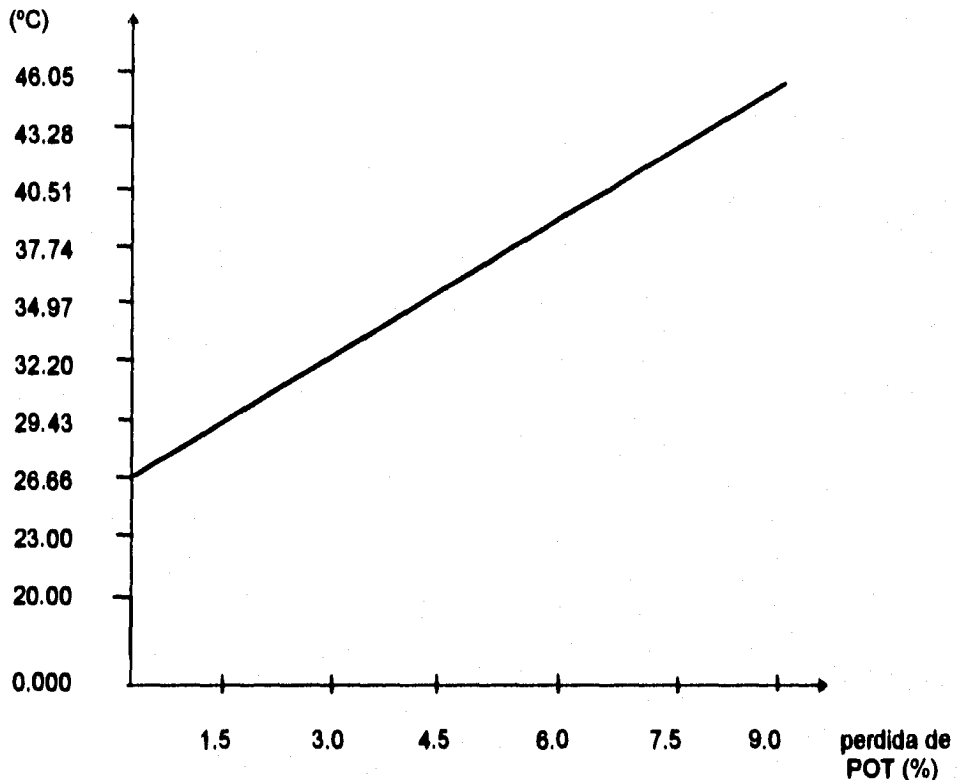


Fig. 1.4.2

4.- Al seleccionar la potencia de la planta eléctrica es conveniente recordar que un motor diesel podrá tomar cargas súbitas no mayores de un 60 % de su carga plena y posteriormente recibir cargas parciales hasta llegar a su carga nominal.

5.- Cuando la planta eléctrica tiene como carga motores eléctricos, es conveniente tomar en cuenta los siguientes factores:

a).- Los motores toman en el arranque 5 o más veces su corriente nominal, por lo que debe considerarse la posibilidad de utilizar arrancadores a voltaje reducido, lo que dependerá del par de arranque requerido para mover la carga del motor eléctrico.

b).- Los kVA requeridos por el motor y su par de salida dependen del voltaje aplicado, de acuerdo a la siguiente tabla:

KVA REQUERIDOS POR EL MOTOR

Volts al motor %	corriente al motor %	Par de salida %	kVA requeridos %
100	100	100	100
80	80	64.0	64.0
65	65	42.3	42.3
50	50	25.0	25.0

1.5 MANTENIMIENTO

Se puede definir al mantenimiento como las medidas adoptadas con objeto de mantener la planta eléctrica de emergencia en condiciones fiables e impedir el fallo o los daños.

El mantenimiento es de naturaleza preventiva y ha de ser planificado.

La revisión es una medida necesaria en un sistema de mantenimiento planificado y ha de ser realizada como revisión programada basada en horas de funcionamiento, o como revisión condicional basada en la condición real de los componentes del motor.

Algunos puntos para el mantenimiento en general de las plantas eléctricas son:

1.-Verificar diariamente:

- a) Nivel de agua en el radiador.
- b) Nivel de combustible en el tanque.
- c) Válvulas de combustible abiertas.
- d) Nivel de agua en las baterías y limpieza de los bornes.
- e) Limpieza y buen estado de filtros de aire.
- f) Que no haya fugas de agua, aceite y/o combustible.
- g) Que se purgue el tanque de combustible.
- h) Observar si hay tornillos flojos o elementos caídos, en el motor o tablero.
- i) Que no haya elementos extraños en el motor, generador y tableros.

2.- Además de lo anterior, semanalmente.

- a) Operar la planta en vacío y si se puede con carga durante 30 minutos.
- b) Limpiar el polvo acumulado en la planta en los pasos de aire de enfriamiento.

- 3.-Mensualmente: comprobar todos los puntos anteriores, además:
 - a) Comprobar la tensión correcta y el buen estado de las bandas del ventilador.
 - b) Limpiar los tableros y contactos de relevadores, en caso necesario.
- 4.-Cada 100 horas (además de lo anterior).
 - a) Cambiar filtro de aceite.
 - b) Cambiar filtro de combustible.
 - c) Si el motor esta equipado con filtro tipo húmedo, cambiarle el aceite.
- 5.- Si el filtro de aire es tipo seco, cambiarlo cada 200 horas.
- 6.- Cada 250 horas.
 - a)Cambiar el elemento anticorrosivo del agua.

Tomando en cuenta todos los puntos anteriores y siendo el operador de la planta totalmente capaz, se garantiza el buen funcionamiento de la planta eléctrica.

CAPITULO II

SISTEMAS

COGENERATIVOS

CON PLANTAS

ELÉCTRICAS.

2. SISTEMAS COGENERATIVOS CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

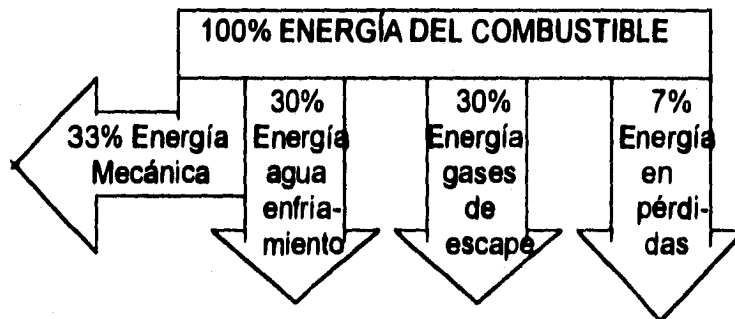
Un sistema de cogeneración basado en motores de combustión interna diversificará la selección de usos de la energía, obteniendo una factibilidad económica.

En orden, para entender la cogeneración con plantas eléctricas diesel, nosotros debemos primero conocer el funcionamiento del motor y los procesos de aplicación para su mejor aprovechamiento.

2.1 PROCESO DE COMBUSTIBLE QUEMADO EN MOTORES DIESEL.

Siguiendo el típico proceso de que pasa con el combustible quemado en un motor reciprocante:

1. Cerca del 33% de la energía del combustible es convertida a caballos de potencia y después se convierten estos a través de un alternador, dando por resultado que cerca del 31% de la energía del combustible sea aprovechada.
- 2 Aproximadamente el 30% de la energía del combustible es despreciada por el sistema de enfriamiento del agua.
3. 30% es expulsado por el escape, y
4. Aproximadamente el 7% es radiado como calor de la superficie del motor.



Con costos de combustibles que siguen subiendo, las economías están recuperando el calor desechado que ha llegado hacer un atractivo incremento en la economía.

La fuente más conveniente de calor recuperable en el motor es el calor desechado por la camisa de agua o sistema de enfriamiento. Utilizando aire calentado por un radiador es una forma muy simple de recuperar calor

De la energía de salida del motor que es perdida por el escape, cerca de la mitad de estos gases es económicamente recuperable con silenciadores recuperadores de calor y puede aumentar la eficiencia del sistema

aproximadamente entre el 12% y 15% esto es la segunda economía recuperable después del calor de la camisa de agua recuperable.

2.2 UTILIZACIÓN DEL CALOR DISIPADO Y DE ENERGÍA TÉRMICA RESIDUAL DE ESCAPE DE LOS CIRCUITOS DE REFRIGERACIÓN Y DE GASES DE ESCAPE RESPECTIVAMENTE.

El calor disipado en los diferentes circuitos de refrigeración del motor es recogido mediante una serie de enfriadores colocados a la salida del motor (aguas abajo). La disposición depende de la temperatura del fluido que es refrigerado. El circuito de agua a ser calentada, sirve como refrigerante. Cuando más baja es la temperatura en el circuito de retorno de calentamiento, mayor cantidad de calor residual es aprovechada.

2.2.1 DETERMINACIÓN DE VIABILIDAD EN SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR.

Existen algunas consideraciones básicas que son necesarias en la determinación de la viabilidad del sistema de recuperación de calor:

- 1.- Una moderación para el alto factor de carga del motor es preferido, el cual desarrollará grandes cantidades de calor.
- 2.- Un regular requerimiento técnico con capacidad para utilizar calor en forma de aire caliente y agua caliente dentro de los rangos de temperatura disponibles del motor.

Las improvisaciones en la utilización de energía pueden resultar en ahorros, si la energía del calor recuperado puede ser acreditado para compensación de los costos de energía; siendo los beneficios principales en cogeneración, una reducción en costos totales (recordar la idea de autogenerar electricidad y usar calor en forma más eficiente), de manera que los costos sean más efectivos.

A continuación se presenta un sistema de cogeneración con el empleo del calor residual de una planta de emergencia diesel para generar agua caliente, basado principalmente en el agua de refrigeración y gases de escape como las principales fuentes de transmisión de energía calorífica para obtener el agua caliente. fig. 2.2.1

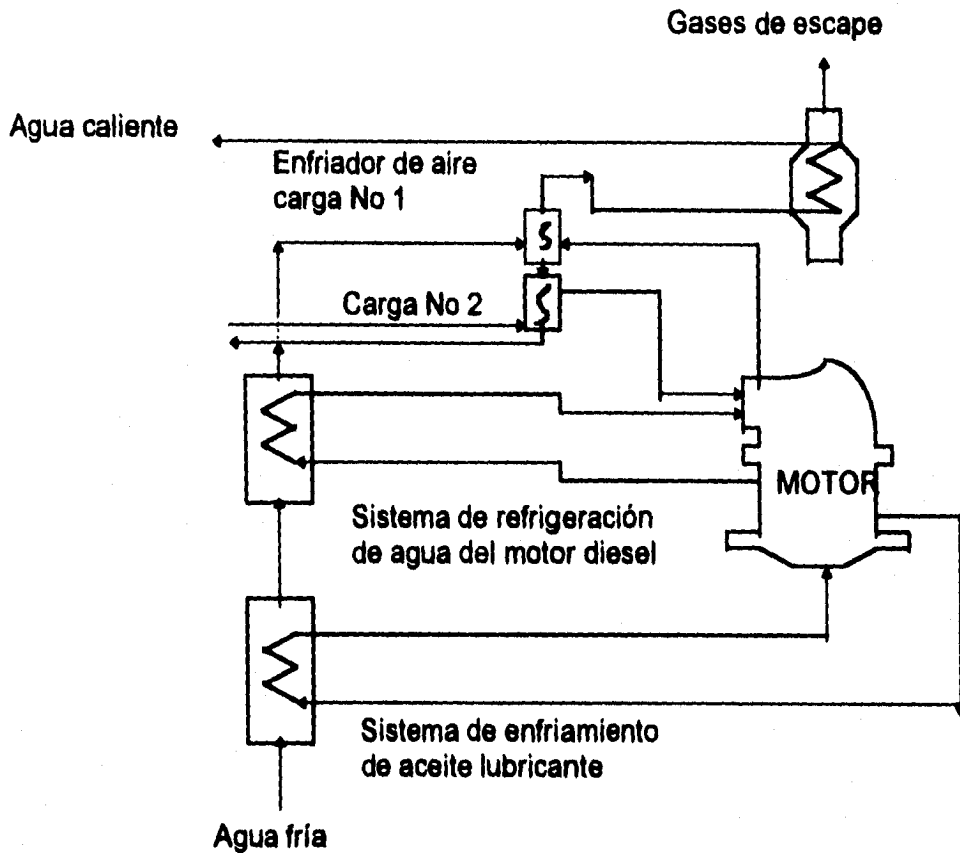


Fig.2.2.1

Ahora se hablará acerca de algunos combustibles existentes en el país y con los cuales es posible operar dichas plantas de emergencia; ésto con el fin de establecer las posibles ventajas del combustible diesel.

Para hacer posible la comparación entre las diferentes alternativas del uso de los combustibles, se toma como base la producción de 1055 J (Joules).

Gas natural \$6.10 USD/1055 J.

Diesel \$7.93 USD/1055J

Continuando con la cogeneración. Hay muchas diferencias para la misma y ésta es una; la cogeneración es usada cuando el generador esta funcionando continuamente, las siguientes líneas ayudarán a determinar si la cogeneración es económicamente factible.

Un sistema de cogeneración o ahorro en pico es económicamente factible cuando el precio del combustible para operar las unidades de potencia es relativamente bajo al precio para comprar electricidad. Para hacer una comparación es necesario tener un precio entre combustible y electricidad en

una misma equivalencia térmica; una medida estándar es 1055J lo que equivale a 1 BTU. Por ejemplo 4 litros de combustible diesel producen de 12 a 14 kWh.

2.3 DESARROLLO Y PRIMERA APLICACIÓN DE UN INOVATIVO MOTOR DIESEL BASADO EN SISTEMA DE COGENERACIÓN.

En la mitad de los 70's los motores diesel eran de escaso uso, sin embargo se empezaron a utilizar a velocidad media y a velocidad lenta con uso de combustóleo.

Cerca de los 80's ambas clases de motores diesel (velocidad media y lenta) fueron capaces de operar con los pobres grados del combustible comercial disponible acabando con eficiencias del 40% o mejores. Los motores de velocidad lenta se usaron primordialmente en la marina, estos motores son muy grandes y caros, generalmente no son usados para cogeneración.

Los motores de velocidad media, sin embargo, parecen ser una promesa para competir en este campo. La principal limitación en sistemas de cogeneración para este tiempo fue una escasez de flexibilidad operacional en términos del desconocimiento de la relación calor-potencia.

La máxima relación calor-potencia obtenida del calor diesel usando el calor de desecho solo de los servicios de enfriamiento del motor y los gases de escape es alrededor de 1:1, esto es perdida para el propósito industrial en donde el calor es requerido como vapor generalmente a presiones de 6 a 10 bar. Desde las empresas más pequeñas y hasta los más grandes complejos comerciales operan con relaciones de calor-potencia de 1:1 y 5:1, los requerimientos de 1:1 pueden ser llenados utilizando separadamente calderas, ésto improvisa la eficiencia de la planta de 8% a 12%, la quema de combustible es usado para calentar el aire ambiente a la temperatura requerida. Reconociendo que los gases de escape de los motores a mediana velocidad contienen entre 9% y 14% (en peso) de oxígeno libre, ofrecen una buena opción para este requerimiento. Utilizando el empuje del combustible en la caldera y el oxígeno libre de los gases de escape, la razón calor-potencia aumenta en una relación de 4:1.

En 1980 los directores de Amalgamated Power Engineerin (APE) fueron persuadidos de que había un futuro para el motor reciprocante diesel basado en sistema de cogeneración, esto si la eficiencia se hace más alta utilizando el agua de enfriamiento y los gases de escape.

2.3.1 DESARROLLO DEL SISTEMA.

En 1982 APE desarrolló el comienzo del sistema de cogeneración con plantas diesel. Los recursos para el proyecto vinieron del departamento de energía de

Los Estados Unidos de América, del desarrollo de esquemas y proyectos, y de la misma corporación (APE).

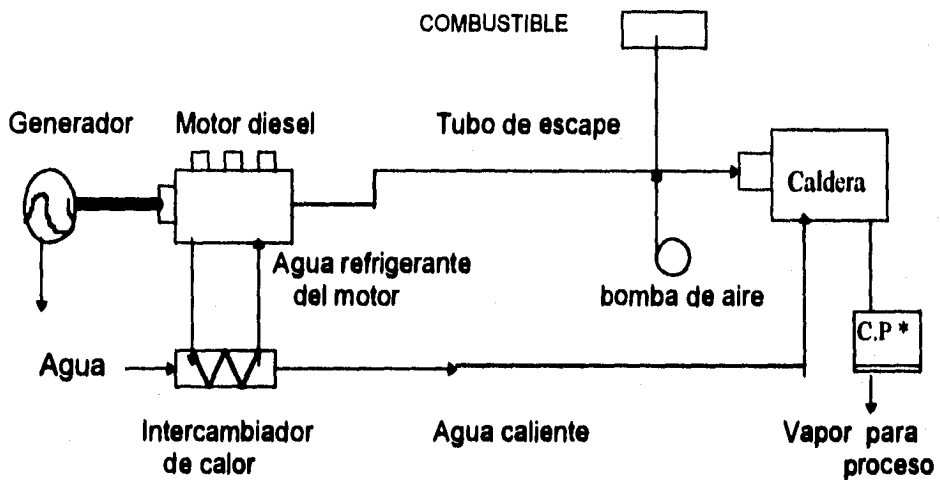
Este sistema de cogeneración basado en un motor de combustión interna de ignición por compresión y un intercambiador de calor de tres pasos de coraza y tubo. Una innovación tecnológica futura de este sistema de cogeneración es que el combustible adicional es quemado para utilizar el oxígeno libre en los gases de escape del motor para proveer una significativa eficiencia de combustión y factibilidad en el incremento de las variables como es la alta calidad del calor, que es vapor a la salida del sistema.

La filosofía fundamental adoptada por el esquema, fue el desarrollo de un sistema comercial viable conforme al uso industrial, para este fin, la idea fue minimizar el costo de capital y maximizar la cantidad de equipo a través de un estudio de ingeniería, el equipo fue: un motor diesel a mediana velocidad, un intercambiador de calor tipo industrial de coraza y tubo, un atomizador de vapor, una caldera, dos bombas centrifugas y un controlador de presión.

El primer elemento de prueba para los trabajos realizados por APE, fue un motor diesel de cuatro cilindros a razón de 650 kW. Originalmente el escape del motor estuvo fuera del esquema, pero dentro de un sistema doble de silenciador el cual finalmente descargo los desechos a la atmósfera.

Posteriormente el escape fue modificado para eliminar silenciadores con lo cual se extendió el tubo de escape para ser conectado a una caldera instalada fuera del motor de prueba, el quemador fue proyectado dentro del ducto de combustión con una boquilla de atomización de vapor arreglada para quemar el oxígeno libre a lo largo de toda la longitud del tubo de combustión. El ajuste fue hecho para alimentar pequeñas porciones de aire ambiente enriquecido para estabilizar la combustión. fig.2.3.1.

El vapor de salida de la caldera fue conectado a los sistemas de distribución a donde se necesitaba el vapor. La prueba fue completada en 1983.



*Controlador de presión

Fig.2.3.1

2.3.2 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA.

La flama en la caldera tuvo que ser estabilizada y mantenida con el apoyo del oxígeno y la del flujo de los gases de escape del motor. La flexibilidad del sistema de cogeneración requirió de la operación de una cantidad variante de diesel para el buen funcionamiento del quemador mientras que el flujo de masa de los gases de escape permaneció constante, pero también se tuvo la habilidad para reducir este flujo de gases cuando el motor operó a cargas bajas. La predicción de la calidad del sistema sugirió asumir del empuje del combustible quemado con un contenido del 5% de oxígeno de los gases de escape (volumen seco), dichas predicciones fueron hechas para motores con cargas de 100, 75 y 50% de máximo valor continuo (MVC) y con una temperatura del orden de 230°C, representadas en la fig. 2.3.2 (líneas sólidas).

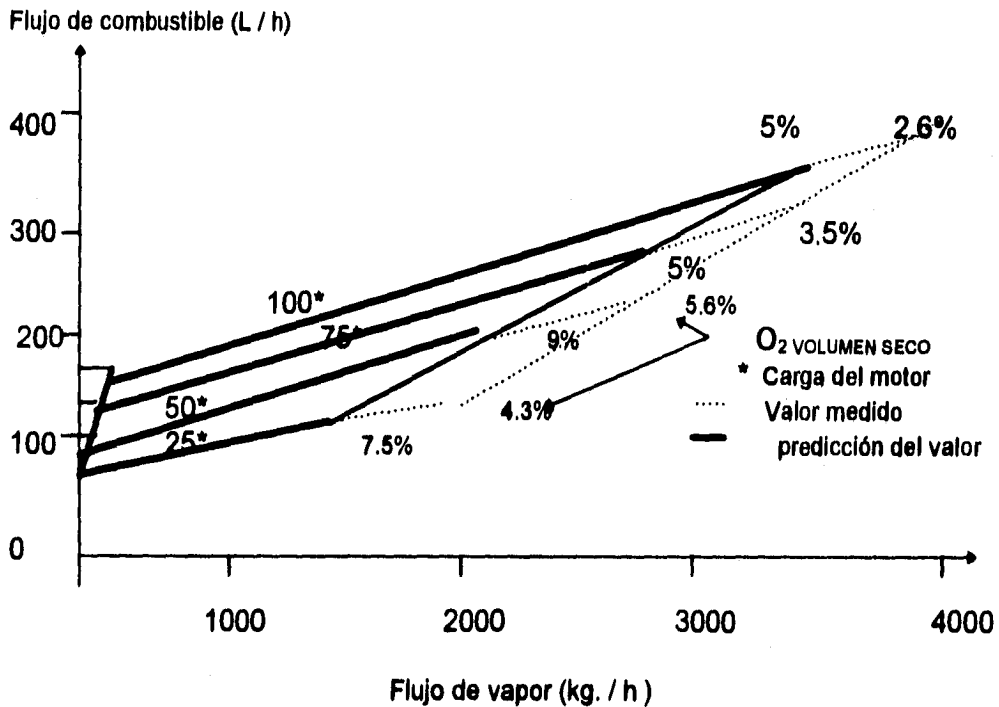


Fig. 2.3.2

2.3.3 CALIDAD OPERACIONAL.

Las medidas tomadas durante la prueba incluyeron flujo de vapor, alimentación del flujo, oxígeno en el escape del motor y en la caldera (fig. 2.3 líneas punteadas), además de temperaturas en varios puntos del sistema, se realizó un análisis del combustible usado (3700 Kg/m seg. de viscosidad absoluta ó dinámica), obtención y medición de CO, SO₂ y NO_x, estas medidas se hicieron tanto en los gases de escape del motor como en los de la caldera, adicionalmente en el tamaño de la flama, el arreglo y la estabilización fueron observados del lado del ducto de combustión.

En la siguiente fase se hizo posible la optimización de la combustión cambiando las características del atomizador y variando la cantidad de aire ambiente inyectado al quemador (estabilización de flama). El chequeo del nivel de ruido se hizo con la caldera operando y recuperando el calor de desecho del motor, también la configuración del flujo de gases a través del ducto de conducción fue checado a través de una sonda de calor y pulsaciones de presión que fueron medidas sobre la corriente del quemador y en varios puntos de la caldera. La secuencia de la prueba para estabilizar la calidad del sistema se llevo con la operación del motor a 100, 75 y 50% de máximo valor continuo.

2.3.4 RESULTADOS DE LA PRUEBA.

La calidad operacional medida es indicada en la figura 2.4 por la línea punteada superpuesta a las predicciones de la calidad hechas por los ingenieros de APE. Aunque en la prueba los controles del quemador fueron manualmente operados, esto hizo posible atenuar cambios rápidos en la carga del motor y mantener la flama estable. Respecto al medio ambiente, las pruebas medidas sobre el ruido, mostraron que la caldera recuperadora fue un efectivo silenciador produciendo una reducción de ruido del orden de 8 db. Las pulsaciones de presión estuvieron predominantemente en el combustible del motor con frecuencias de 33 hertz y esto encontró que el empuje del combustible tuvo poco efecto separadamente de cuando las condiciones de combustión fueron inaceptablemente pobres.

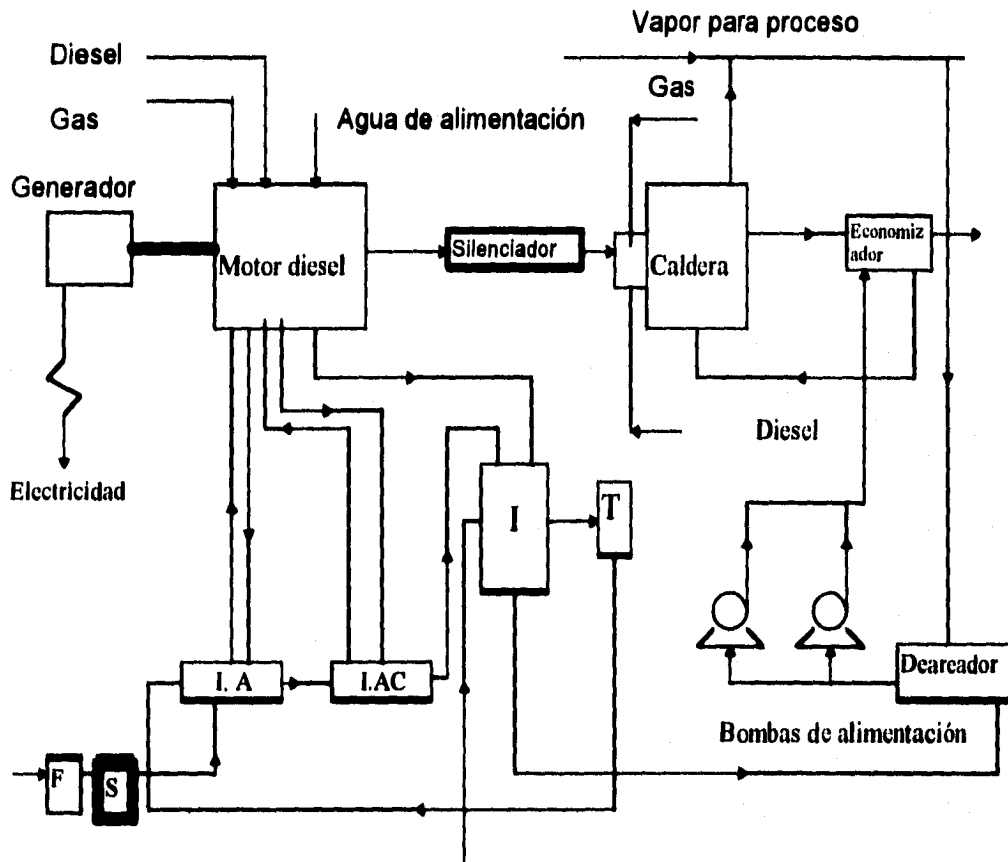
El motor diesel obtuvo altas eficiencias empleando adecuadamente la alimentación del combustible y los gases de escape, además se emplearon controles automáticos en la bomba de presión.

2.4 DISEÑO DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN DE CYANAMID.

El sistema de cogeneración instalada en Gosport comprende 3.5 MWe, la planta de cogeneración tiene entre sus elementos más importantes a un motor de combustible dual integrado con un intercambiador de tres pasos con acoplamiento de combustible dual (gas natural y quemador con ducto combustoleo además de un economizador). La caldera es capaz de producir 3175 kg./h de vapor a 10 bar solo con vapor recuperado y subió a 9000kg/h cuando se emplearon los gases de escape. El agua de enfriamiento es recuperada por una caldera para pasar luego al deareador.

El arreglo de la planta es mostrado en la figura 2.4 en donde se notará que los esfuerzos realizados para este sistema fueron hechos para maximizar la recuperación de calor tanto de los gases de escape como del agua de enfriamiento del motor; El sistema puede ser operado manualmente o completamente automático en un numero de diferentes modos:

1. El motor y la caldera pueden ser operados ya sea acoplados o independientemente.
2. En uno u otro caso el motor puede operar independientemente o en paralelo
3. La caldera puede operar solo en recuperación de calor, con el quemador trabajando en un nivel bajo o regulando la salida del combustible estando quemado.
4. Si el motor está operando a un nivel lento, la fuerza de la corriente de aire del ventilador puede hacerse necesaria para proveer el oxigeno adicional necesario en los gases de escape.



Alimentación de agua

Fig.2.4

Donde:

I.A es un intercambiador de calor para el aire de admisión y el propio calor disipado por el mismo aire proveniente del motor.

I.AC es un intercambiador de calor para al aceite lubricante.

T es una torre de enfriamiento.

I. es un intercambiador de calor para el agua refrigerante

F es un filtro de aire y S es un silenciador para aire.

CAPITULO III

**DIAGNOSTICO
ENERGÉTICO.**

DIAGNOSTICO ENERGÉTICO DE UNA PLANTA DIESEL ELÉCTRICA

El diagnostico energético de una planta diesel eléctrica determina el potencial de ahorro de energía y las acciones que son necesarias llevar a cabo para obtener estos ahorros. El ahorro de energía podrá lograrse si mediante un balance termodinámico el calor rechazado por el escape así como el agua de refrigeración de la planta son debidamente aprovechados (figura 3).

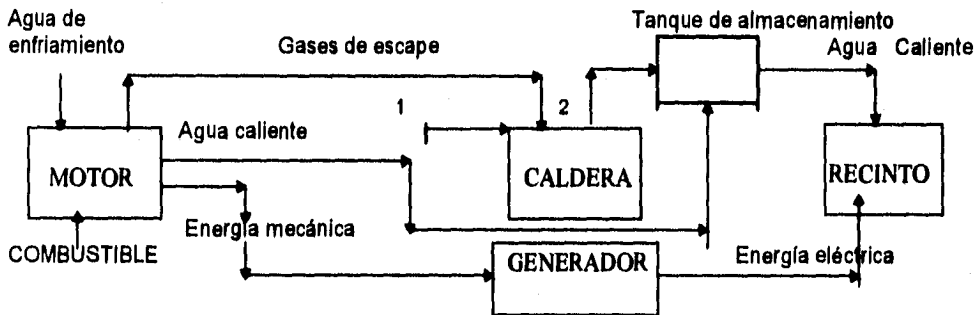


Fig. 3

- 1.- Agua de alimentación a la caldera.
- 2.- Agua caliente a la salida de la caldera.

3. BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía es el análisis termodinámico formal por medio del cual se determinan los flujos de energía térmica y mecánica asociados a la planta. De esa manera se determinan para la planta sus entradas y/o salidas de energía en forma de calor y en forma de trabajo, además se debe identificar la calidad de la energía, por lo cual es necesario complementar el balance de energía (primera ley de la termodinámica) con un análisis de la segunda ley de la termodinámica.

Los balances térmicos de las plantas diesel se determinan a partir de los parámetros de diseño en el caso de un proyecto nuevo considerando en todo caso los datos disponibles de los equipos a instalar, y por medio de la medición directa de los mismos con la planta estando en operación. De manera general las mediciones serán de entradas de energía (combustible), descargas y pérdidas de energía al medio ambiente, todas ellas medidas con equipo adecuado.

La medición de la energía suministrada comprende la composición y características del combustible empleado así como mediciones de flujos de aire, flujo de agua y temperatura de la misma.

La medición de las salidas de energía además de incluir de manera genérica a los mismos parámetros que en la entrada, comprende la determinación de la composición de los gases producto de la combustión. En este caso la medición

de los gases puede realizarse de manera compleja de tal forma que se determinen los gases contaminantes, con lo que se podría realizar un balance mas exacto, o midiendo sólo algunos de los gases como sería el caso de la medición de las fracciones volumétricas de O_2 y CO_2 ; los resultados obtenidos con sólo los últimos datos serán obviamente menos exactos.

Las pérdidas de energía son una fuente de incertidumbre en el cálculo del balance por la mayor dificultad asociada a su medición. La determinación de las pérdidas térmicas involucra la estimación de coeficientes globales de transporte de calor en condiciones que pueden ser muy variables en cuanto a características reales de aislamientos, distribución de temperaturas, etc.

El balance térmico de los motores de combustión interna, involucra los consumos de energía térmica en los procesos, y evaluando el uso de los gases producto de la combustión y el agua del sistema de enfriamiento en las necesidades de la energía térmica; así mismo el cálculo de los consumos de energía eléctrica externa. La fig. 3.1 muestra el diagrama de flujo correspondiente al balance térmico típico de un motor primario, con las entradas y salidas más importantes.

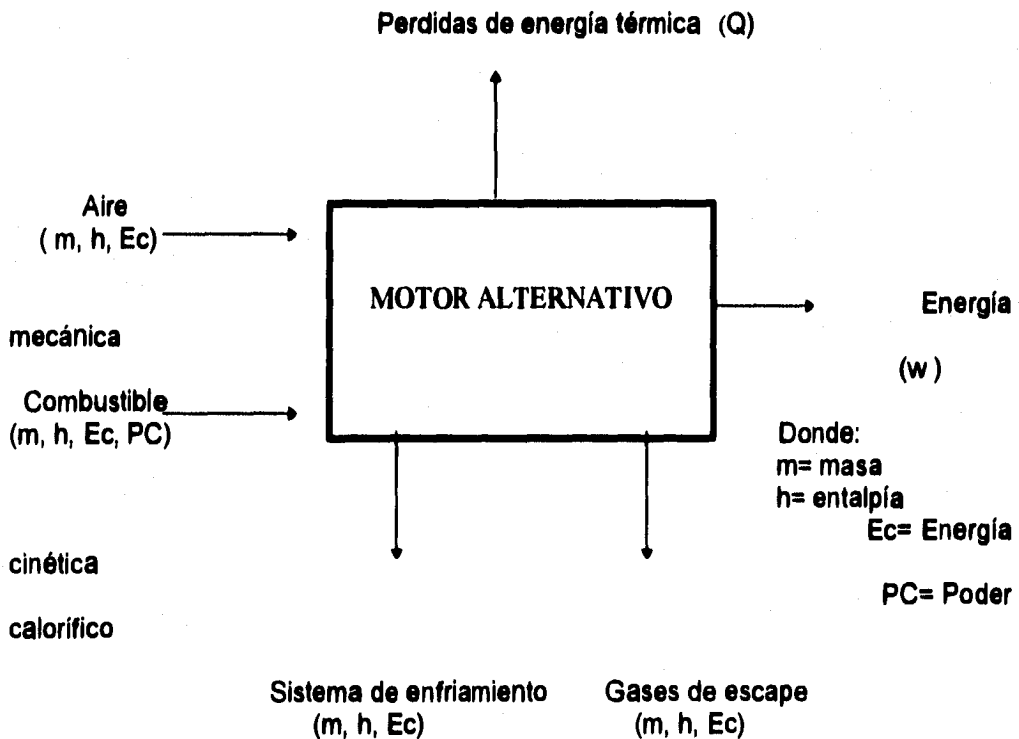


Fig. 3.1 BALANCE TÉRMICO DE UN MOTOR PRIMARIO ALTERNATIVO.

La ejecución del balance de energía requiere la aplicación de la primera ley de la termodinámica que para el caso de procesos en los que se tenga estado permanente se representa con la siguiente expresión:

$$Q = \Delta E + W \dots\dots\dots(A)$$

Donde $\Delta E = \Delta H + \Delta E_c + \Delta E_p$

Usualmente sólo ΔH es importante por lo que la ecuación (A) se reduce a:

$$Q = \Delta H + W$$

A continuación se enuncian las formas de energía que pueden ser aprovechables, así como las fórmulas para calcular el balance térmico.

3.1 ENERGÍA SUMINISTRADA POR EL COMBUSTIBLE (E_s):

$$E_s = (G_c) (PC) \dots\dots\dots(1)$$

$$G_c = (\text{Vol. } c / t) \times \rho_{\text{diesel}}$$

Donde G_c = Gasto de combustible
 PC = Poder calorífico del combustible diesel
 $\text{Vol. } c$ = Volumen de combustible en el tanque
 t = Tiempo de consumo de combustible.
 h = Altura en el deposito de combustible.

3.2 ENERGÍA APROVECHADA EN LA FLECHA DEL MOTOR (E_a):

La energía aprovechada del grupo motor Diesel-Generador de corriente alterna, se puede medir directamente con la ayuda del voltmetro, el ampérmetro y el factómetro, instalados en el tablero del generador.

$$E_a = V \times A \times fp \times \sqrt{3} \dots\dots\dots(2)$$

Donde: E_aEnergía aprovechada.
 Aamperes.
 Vvolts.
 fpFactor de potencia.
 $\sqrt{3}$ Raíz de tres para sistema trifásico.

Otra forma de calcularla es a través de medir el par de salida con la carga del freno hidráulico y la distancia del brazo de palanca del freno:

$$E_a = Pf = (2\pi N \times Tf) / (60 \times 102)$$

Para el laboratorio de la Facultad:

$$E_a = (F \times N) / (2013.3 \times \eta_f) \dots\dots\dots(3)$$

Donde: $P_f = T_f \times \omega = (F \times N) / 1500$ (HP)Potencia al freno.
 $T_f = F \times d$ Par de salida.
 $\omega = 2\pi N$
 $N = \text{r.p.m.}$ Rotación de la flecha.
 η_f Eficiencia del grupo motor-generator.
 F Fuerza del dinamómetro del freno hidráulico (en newtons)
 (lectura experimental.)

3.3 ENERGÍA APROVECHADA DEL AGUA DE ENFRIAMIENTO (Eh).

$$E_h = [G_a \times C_{pa} (T_2 - T_1)] \quad \dots\dots\dots(4)$$

$$G_a = (\pi \times d^2 / 4) (L_p / t)$$

Donde: G_a = gasto de agua
 C_{pa} = calor específico del agua
 T_1 = Temperatura del agua a la entrada del motor
 T_2 = Temperatura del agua a la salida del motor
 d = diámetro del depósito de agua
 L = Altura obtenida
 ρ = Densidad del agua
 t = lectura de tiempo para el cálculo

3.4 ENERGÍA APROVECHADA DE LOS GASES DE ESCAPE (Eg):

$$E_g = [G_g \times C_{pg} (T_s - T_e)] \times \eta_{cal} \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$G_g = [(700 + \%O_2 + 4\%CO_2) / 3(\%CO_2 + \%CO)] \times (C)(G_c)$$

Donde: G_g = Gasto de gases.
 C_{pg} = Calor específico de los gases de escape.
 T_s = Temperatura de salida de los gases de escape.
 T_e = Temperatura ambiente.
 C = Carbono en el combustible.
 η_{cal} = Eficiencia de la caldera recuperadora de gases.
 G_c = Gasto de combustible.
 O_2, CO, CO_2 = Son los productos que resultan de la combustión los cuales son medidos por medio de un instrumento llamado de Orsat el cual presenta al oxígeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono respectivamente en porcentajes.

NOTA: Los gases de escape son inducidos por un ventilador de tiro forzado (que consume 746 W de potencia los cuales se incluyen en el total de la carga

que la planta suministra), a una caldera recuperadora de gases de escape en donde se realiza la transferencia de calor de los gases de escape al agua de circulación, básicamente dicha caldera es un intercambiador de calor que presenta una eficiencia alta según datos del fabricante y cuyos rangos son de un 80% a 85%. Además hay que tomar en cuenta, equipo para el tratamiento de agua como suavizadores, filtros, desalinizadores, etc. según sea el lugar de instalación (es decir el tipo de agua que ahí se consume), todo esto con el propósito de proteger la caldera y demás equipo contra la corrosión.

3.5 ENERGÍA TOTAL APROVECHADA (Et):

$$Et = Ea + Eh + Eg \quad \dots\dots(6)$$

3.6 EFICIENCIA DE COGENERACIÓN(η_{cg}):

$$\eta_{cg} = Et / Es \quad \dots\dots(7).$$

NOTA: Se considera que las pérdidas de energía tanto de los gases de escape como del agua proveniente del motor y de la caldera recuperadora son despreciables debido a que las tuberías están aisladas, además de que el recorrido comprendido por dichas tuberías es corto.

A manera de ejemplo, considerando la planta diesel de la Facultad como una planta para sistema cogenerativo, tenemos:

ENERGÍA SUMINISTRADA:

Datos:

$$PC = 44900 \text{ (kJ/kgcomb.)}$$

$$\rho_{diesel} = 810 \text{ (kg. / m}^3\text{)}$$

$$\text{Vol. c} = 0.001 \text{ m}^3$$

$$t = 500 \text{ (seg.)}$$

De la ecuación (1) $Gc = (0.001 \text{ m}^3/500 \text{ seg})(810 \text{ kg/m}^3) = 0.00162 \text{ kg/seg}$

$$Es = 0.00162 \times 44900$$

∴ Es = 72.738 (kW) ENERGÍA SUMINISTRADA POR EL COMBUSTIBLE

ENERGÍA APROVECHADA EN LA FLECHA

Datos:

$$F = 12.2 \text{ kgf}$$

$$N = 2900 \text{ r.p.m.}$$

$$\eta_r = 85\%$$

De la ecuación (3) tenemos:

$$\therefore E_a = 20.674 \text{ (kW) ENERGÍA APROVECHADA EN LA FLECHA}$$

ENERGÍA APROVECHADA EN EL AGUA DE ENFRIAMIENTO.

Datos:

$$\begin{aligned} d &= 8 \text{ plg (0.2032 mts.)} \\ \rho &= 1000 \text{ kg. / m}^3 \\ C_{pa} &= 4.186 \text{ kJ / kg. }^\circ\text{K} \\ L &= 0.2 \text{ mts. (lectura experimental)} \\ t &= 12 \text{ seg. (lectura experimental)} \\ T_1 &= 45 \text{ }^\circ\text{C (lectura experimental)} \\ T_2 &= 58 \text{ }^\circ\text{C (lectura experimental)} \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (4) obtenemos:

$$E_h = 29.41 \text{ (kW) ENERGÍA APROVECHADA DEL AGUA.}$$

ENERGÍA APROVECHADA POR LOS GASES DE ESCAPE.

Datos:

$$\begin{aligned} C_{pg} &= 1.005 \text{ kJ / kg. }^\circ\text{K} \\ G_c &= 0.00162 \text{ kg / seg.} \\ C &= 0.8 \text{ kg. de C / kg. de combustible} \\ CO &= 4.2\% \text{ (lectura experimental)} \\ CO_2 &= 2.7\% \text{ (lectura experimental)} \\ O_2 &= 11.5\% \text{ (lectura experimental)} \\ T_s &= 320 \text{ }^\circ\text{C (lectura experimental)} \\ T_e &= 24 \text{ }^\circ\text{C (lectura experimental)} \\ \eta_{cal} &= 80\% \text{ (Dato del fabricante)} \end{aligned}$$

$$E_g = 10.762 \text{ (kW) ENERGÍA APROVECHADA EN LOS GASES DE ESCAPE.}$$

Por lo tanto, la energía total aprovechada (E_t), de acuerdo a la fórmula (6) es la siguiente:

$$E_t = 20.674 + 29.41 + 10.726$$

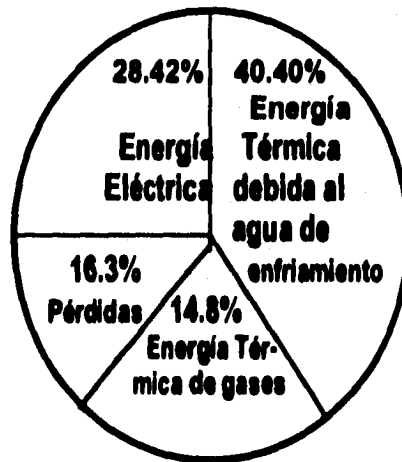
$$\therefore E_t = 60.81 \text{ kW aprovechados.}$$

Para obtener la eficiencia de cogeneración (η_{CG}) hacemos uso de la fórmula (7):

$$\eta_{CG} = 60.81 / 72.738$$

$$\therefore \eta_{CG} = 83.6 \%$$

La energía realmente aprovechada se distribuye de la siguiente manera:



Porcentaje de la distribución de la energía real aprovechada.

Cabe hacer notar que las pérdidas de energía pueden ser por radiación o también pueden ser debidas a combustible no quemado, energía absorbida por humedad del aire, pérdida de energía por humedad del combustible, así como la energía perdida en la combustión del H_2 del combustible. Debido a esto es que la energía térmica en los gases de escape tengan una baja temperatura ocasionando con esto, un bajo porcentaje de aprovechamiento.

El uso de un sistema cogenerativo empleando una caldera recuperadora de gases de escape en términos energéticos es altamente eficiente.

CAPITULO IV

SELECCIÓN

**TÉCNICO-
ECONÓMICA**

DE SISTEMAS

COGENERATIVOS.

4.1 METODOLOGÍA:

Los estudios de factibilidad son estudios técnico-económicos que permiten plantear una serie de alternativas viables para optimizar el uso de la energía, contemplando el proceso, los servicios auxiliares y los posibles sistemas de generación eléctrica para autoabastecimiento. Estas alternativas toman como base las condiciones de consumo actuales tanto de energía eléctrica como térmica y/o cargas de refrigeración.

Para el estudio de factibilidad de un sistema cogenerativo, es necesario conocer los consumos térmicos y eléctricos, debido a que estos parámetros indican la forma de orientar el estudio, y sobre ellos se trabajará para instalar el sistema de cogeneración en un sitio determinado ya sea fabrica, hotel, centro recreativo, etc.

La metodología seguida para la realización del estudio se resume en las siguientes actividades:

-4.1.1 Análisis de consumos.- Energía térmica y eléctrica.

Dentro del análisis de consumos se deberá establecer los periodos de mantenimiento y funcionamiento de los equipos consumidores, así como la toma de las lecturas de medidores de energía eléctrica y térmica en los momentos más representativos de la actividad del recinto donde se esté trabajando y por último la determinación de la carga horaria.

-4.1.2 Determinación de los costos energéticos antes del proyecto de cogeneración.

En este aspecto se debe establecer la tarifa que es aplicable al recinto, dentro de las tarifas en las que se puede encontrar esta la H-T, H-S, H-M u O-M; como también es importante conocer su tipo horaria y consumos en base y punta si es el caso.

-4.1.3 Planteamiento de alternativas.

En lo que respecta a este aspecto se deben determinar los elementos motores (motor de combustión interna) y gama de potencia en función de las necesidades de la instalación del lugar en cuestión. Los aspectos a considerar serían: tamaño del elemento motor, necesidades térmicas y temperaturas de las mismas y necesidades eléctricas actuales y probables futuras.

-4.1.4 Determinación de los costos energéticos y de explotación en cada una de las alternativas.

Se realizan balances energéticos de la planta en cada una de las alternativas, para determinar los costos anuales, consumos de combustibles en el sistema de cogeneración y en el de proceso normal, energía eléctrica y térmica que se obtiene con el sistema de cogeneración, costos energéticos anuales en el recinto en situación propuesta de sistema cogenerativo.

-4.1.5 Estimación de las inversiones a realizar.

Las partidas principales de las inversiones según las alternativas son:

Como primer aspecto el grupo motor-generator (planta de emergencia), seguido de los equipos térmicos (calderas de recuperación de gases de escape, recuperadores e intercambiadores, etc.), equipo para tratamiento de agua y finalizando con los aspectos de obra civil, proyecto e instalación.

-4.16 Estudio de rentabilidad.

Se analizan los sistemas propuestos, en función del ahorro obtenido como diferencia de los costos energéticos antes y después de instalar los equipos de cogeneración y otras inversiones no especificadas.

4.2 ETAPAS PRINCIPALES PREVIAS AL ESTUDIO.

Estas se realizan con la preparación de las partes básicas, como lo es la identificación de la empresa o institución (hotel, fábrica, dependencia, etc.), presentando la producción, es decir las horas trabajadas por año; otro aspecto es la electricidad dentro del cual se encuentran los parámetros de los kV. tomados de la red y los distribuidos, así como el consumo anual en miles de pesos en lo que respecta a alumbrado, fuerza y costos por kW y kWh en demanda máxima. Los consumos de combustible (diesel, gas) presentan un papel de suma importancia para el estudio ya que aquí se podrá establecer la distribución del mismo hacia los diferentes equipos, determinando los que tienen un mayor consumo; como otro punto, establecer el equipo eléctrico y térmico, es decir número de transformadores con potencia nominal (kVA), potencia de entrada y potencia de salida (kVA_r), número de motores de potencia nominal (HP) y factor de sobrecarga, esto en lo que respecta a equipo eléctrico, por lo que toca al térmico se debe presentar, número de calderas con año de instalación, capacidad máxima, presión y temperatura (nominal y actual), consumo de combustible. Por último y teniendo una vez los datos anteriores, lo siguiente es aplicar el análisis de las distintas alternativas (programa por computadora).

4.3 ETAPAS DEL ESTUDIO TÉCNICO.

Al terminar el análisis de las características de operación y consumos y la estimación de los costos de la energía actual se pasa a determinar las alternativas más factibles de cogeneración que dependerán de los siguientes factores:

- ◆ El balance energético que determinará la relación de energía térmica y/o mecánica útil a energía eléctrica (e_t/e_e).

- ◆ Presiones y temperaturas de los gases de escape y agua entregados a los diferentes sistemas de proceso.
- ◆ Tipo de combustible disponible.

Las alternativas a considerar para el proyecto de cogeneración dependerán además de lo anterior, del objetivo del sistema el cual se presenta a continuación:

- ◆ Cubrir las necesidades de energía térmica por día del recinto con la operación del sistema cogenerativo.
- ◆ Cubrir las necesidades de energía eléctrica, sin que haya excedente en el período de horas en que opera el sistema como satisfactor de la demanda térmica.
- ◆ Cubrir las necesidades eléctricas del recinto durante las restantes horas del día, esto a través de la red.²

También es importante la determinación de los costos de energía para la alternativa; entonces, se debe realizar el análisis de costo de operación incluyendo el costo de la energía.

Por lo anterior es necesario realizar un balance energético-económico que deberá incluir lo siguiente:

- a) Consumo anual de energía térmica de los elementos primarios (planta de emergencia, caldera).
- b) Energía eléctrica anual generada para condiciones de demanda máxima.
- c) Costo de la energía eléctrica comprada de la red.
- d) Ingresos por ahorro de energía.

Además del costo de energía, habrá que considerar otros costos de operación anuales que incidirán en el costo unitario de la energía producida los cuales se mencionan a continuación:

- ◆ Costo de mantenimiento y refacciones.
- ◆ Costo de los servicios auxiliares.

² Se recomienda un tiempo para satisfacer las necesidades térmicas o eléctricas de entre 4 y 6 hrs. y de preferencia en el horario punta (18:00 a 22:00 hrs.), con objeto de que el equipo no tenga una vida útil muy corta.

- ◆ Costo de seguros.

4.4 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD PARA COGENERACIÓN.

La evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que el análisis exhaustivo de los consumos. Con el fin de proporcionar una idea sobre el orden de magnitud de los costos involucrados, se da a continuación una estimación de costos y rendimientos considerados en la instalación de un sistema de cogeneración en un recinto determinado.

Costos de producción de las energías en la cogeneración e individualmente del recinto que se haya propuesto para su estudio.

Se consideran tres costos principales para el análisis de un sistema de cogeneración que son:

inversión, combustible y operación y mantenimiento. Estos deben ser obtenidos tanto para el sistema en operación normal como para el sistema de cogeneración, en pesos por hora (\$/hr), obteniendo los totales correspondientes como se muestra en la tabla 4.1; la diferencia de los dos totales dividida entre la demanda de potencia eléctrica media del sistema cogenerativo (en kW) dará el costo cogenerado, el cual debe ser menor al precio del kWh ponderado de acuerdo a la tarifa correspondiente de suministro y al factor de carga del recinto en cuestión:

TIPO DE COSTOS	SISTEMA DE COGENERACIÓN (\$/hr)	SISTEMA NORMAL (\$/hr)
INVERSIÓN	A1	A2
COMBUSTIBLE	B1	B2
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	C1	C2
COSTO TOTAL	A1+B1+C1=D1	A2+B2+C2=D2

TABLA 4.1

En resumen, el costo del kWh cogenerado, si Dmp es la capacidad máxima de potencia en kW de la planta de emergencia es:

$$\left[\frac{D1-D2}{Dmp} \right] \quad \$/\text{kWh cogenerado} \quad \dots 4.1$$

Ahora para obtener el costo de kWh ponderado; se suma el cargo por kWh consumida más el cargo por kW de demanda máxima medida dividida entre el factor de carga (f.c.) y las horas por mes.

$$CP = \$/\text{kWh} + (\$/\text{kW}) / (\text{f.c.} \cdot (730.5 \text{ hr/mes})) \quad \dots 4.2$$

donde: f.c. se define como la demanda media (D_m) entre la demanda máxima (D_{max}) obtenida de la red eléctrica.

$$f.c. = D_m / D_{max} \quad \dots 4.3$$

Para que un proyecto de cogeneración se pueda considerar en primera instancia como factible se debe cumplir con:

$$(\$/\text{kWh}) \text{ cogenerado} < (\$/\text{kWh}) \text{ ponderado.} \quad \dots 4.4$$

y de esta manera conocer la rentabilidad del proyecto, de acuerdo a la recuperación del capital de esta diferencia de costos por el número de kWh finalmente consumidos anualmente.

La rentabilidad del proyecto queda finalmente especificado por la diferencia de inversión inicial (D_i), la tasa de descuento (i) y el ahorro por cogenerar anualmente (H_t), el método a seguir es el siguiente:

$$A_1 - A_2 = D_i \quad \dots 4.5$$

$$CP - CC = DC \quad \dots 4.6$$

Ahora sustituyendo valores y empleando 4.6 :

$$H_t = D_{mp} \times OE \times DC \quad \dots 4.7$$

Utilizando 4.5 y 4.7 :

$$n = [(-\ln((-D_i \times i / H_t) + 1)) / \ln(1 + i)] \quad 4.8$$

Donde: $i = y - x$

i = tasa de descuento.

y = tasa de prestamo.

x = tasa de inflación.

Por lo tanto de 4.8 tenemos:

$$n/VU \leq 0.4 \quad \dots 4.9$$

Finalmente:

Si $n/VU \leq$ al 40% \Rightarrow Rentable

- Donde: CP costo ponderado de electricidad.
 CC costo por cogenerar.
 OE horas de operación para cogeneración.
 Ht ahorro por cogeneración.
 TR tiempo de recuperación de la inversión.
 R rentabilidad o no rentabilidad del proyecto.
 VU vida útil del proyecto.
 DC diferencia por cogeneración.

A continuación se discuten brevemente los costos involucrados:

4.4.1 COSTOS DE INVERSIÓN.

Se considera dentro de éstos a todo el equipo y accesorios del sistema. Así como la vida útil de los equipos.

Por lo tanto el costo de inversión será:

$$CI = (Y - VS) / (VU \times f.p. \times OE) \text{ \$/hr} \dots 4.10$$

- Donde: CI costo inicial de inversión.
 Y puede ser A1 o A2 según sea el sistema con cogeneración o el de proceso térmico.
 OE horas trabajadas por año del sistema en estudio.
 VS valor de recuperación del equipo al final de su vida útil.
 f.p. factor de planta.
 VU Vida útil del proyecto.

4.4.2 COSTOS DE COMBUSTIBLE

El costo del combustible puede variar de acuerdo a la región en la cual vaya a emplearse, por lo tanto este costo se ve afectado por un incremento debido a los fletes.

$$PC = (PU + F) \times CC \text{ \$/hr} \dots 4.11$$

- Donde: PC precio total del combustible en el sistema.
 CC consumo de combustible.
 PU precio por litro de combustible.
 F costo del flete.

4.4.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este concepto se incluyen los salarios y prestaciones (seguro social) de todo el personal inmiscuido en el sistema para darle mantenimiento, los servicios

externos requeridos, los gastos generales y las refacciones compradas, que suman un total que dividido entre el numero de horas de operación de dicho sistema dará por resultado los costo de operación y mantenimiento.

$$\text{COM} = (\text{S} + \text{P} + \text{SE} + \text{GG} + \text{RF}) / \text{OE} \quad \$ / \text{hr} \quad \dots 4.12$$

Donde: COM costo de operación y mantenimiento.
S salarios del personal/año.
P prestaciones/año.
SE servicios externos/año.
GG gastos generales/año.
RF refacciones.
OE horas de operación del sistema/año.

4.5 PROGRAMA POR COMPUTADORA.

A continuación se presenta un programa para analizar la factibilidad de cualquier sistema cogenerativo, donde se le deberán indicar las siguientes variables:

- ◆ Inversión inicial para cogenerar.
- ◆ Inversión inicial para proceso térmico.
- ◆ Vida útil del proyecto.
- ◆ Operación del equipo para cogeneración en horas/año.
- ◆ Operación del equipo para proceso térmico en horas/año.
- ◆ Flujo de combustible para cogenerar en Lt/hr.
- ◆ Flujo de combustible para proceso en Lt/hr.
- ◆ Costo del litro de combustible para cogenerar.
- ◆ Costo del litro de combustible para proceso térmico.
- ◆ Costo de operación y mantenimiento en cogeneración en \$/hr.
- ◆ Costo de operación y mantenimiento para proceso térmico en \$/hr.
- ◆ Demanda de potencia de cogeneración.
- ◆ Precio ponderado de electricidad por C.F.E.
- ◆ Tasa de descuento.

```
REM "PROGRAMA PARA CALCULAR LA FACTIBILIDAD DE UN PROYECTO DE"  
REM COGENERACION"
```

```
CLS
```

```
INPUT "INVERSION PARA COGENERAR (IC)";IC
```

```
INPUT "INVERSION PARA PROCESO SIN COGENERACION (IP)";IP
```

```
INPUT "VIDA INUTIL DEL PROYECTO (VU)";VU
```

```
INPUT "HORAS TRABAJADAS POR DIA DEL EQUIPO EN COGENERACION (OT)";OT
```

```
INPUT "HORAS TRABAJADAS POR DIA DEL EQUIPO SIN COGENERACION (OS)";OS
```

```
INPUT "DIAS QUE TRABAJARA EL EQUIPO DE COGENERACION AL AÑO (DC)";DC
```

```
INPUT "DIAS QUE TRABAJARA EL EQUIPO-SIN COGENERACION AL AÑO (DP)";DP
```

```
INPUT "VALOR DE SALVAMENTO (VS)";VS
```

```
INPUT "FACTOR DE PLANTA" (FP)";FP
```

```
INPUT "FLUJO DE COMBUSTIBLE DE EQUIPO PARA COGENERAR EN L/HR (FCC)";FCC
```

```
INPUT "FLUJO DE COMBUSTIBLE DE EQUIPO SIN COGENERACION EN L/HR (FCP)";FCP
```

```
INPUT "COSTO DE COMBUSTIBLE INCLUIDO FLETE PARA COGENERAR POR LITRO (CCC)";CCC
```

```
INPUT "COSTO DE COMBUSTIBLE INCLUIDO FLETE PARA PROCESO SIN COGENERAR POR LT"  
CCP
```

```
INPUT "COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN COGENERACION EN $/HR (CM)";CM
```

```
INPUT "COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN COGENERACION EN $/HR (CMP)";CMP
```

```
INPUT "DEMANDA DE POTENCIA DE COGENERACION (PC)";PC
```

```
INPUT "PRECIO PONDERADO DE ELECTRICIDAD POR CFE (PP)";PP
```

```
INPUT "TASA DE DESCUENTO (TD)";TD
```

```
A= (IC-VS) / (VU*OT*FP*DC)
```

```
B= (IP-VS) / (VU*OS*FP*DP)
```

```
C= (FCC*CCC)
```

```
D= FCP*CCP
```

```
E= A+C+CM
```

```
F= B+D+CMP
```

```
G= (E-F)/PC
```

```
H= (PP-G)
```

```
I= (PC*OT*DC*FP)
```

```
J= J*H
```

```
K= IC-IP
```

```
L= K*TD
```

```
M= L/J
```

```
N= 1-M
```

```
IF N < 0 THEN
```

```
CLS
```

```
PRINT "NUESTRA OPERACION PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE RECUPERACION DE CAPITAL";
```

```
PRINT "NO ES APLICABLE DEBIDO A QUE NO ES POSIBLE OBTENER EL LOGARITMO NATURAL";
```

```
PRINT "DE UN NUMERO NEGATIVO, ESTO DEBIDO PRIMORDIALMENTE AL ELEVADO COSTO DE";
```

```
PRINT "EL EQUIPO Y DE LA TASA DE DESCUENTO";
```

```
ELSE
```

```
O= LOG(N)
```

```
P= LOG(1 + TD)
```

```
Q= (-O/P)
```

```
R= (Q/VU)*100
```

```
CLS
```

```
PRINT "LA DIFERENCIA DE COGENERACION ES";K
```

```
PRINT "EL AHORRO TOTAL POR COGENERACION AL AÑO EN $/AÑO ES";J
```

```
PRINT "EL TIEMPO DE RECUPERACION DE CAPITAL EN AÑOS ES";Q
```

```
PRINT "Y REPRESENTA UN PORCENTAJE DE LA VIDA UTIL DEL PROYECTO DE";R;"%";
```

```
PRINT "SI EL TIEMPO DE RECUPERACION ES MENOR AL 40% DE LA VIDA UTIL, ENTONCES";
```

```
PRINT "EL PROYECTO ES RENTABLE";
```

```
END IF
```

```
END
```


INVERSION PARA COGENERAR (IC) ? 419248

INVERSION PARA PROCESO SIN COGENERACION (IP) ? 145772

VIDA UTIL DEL PROYECTO (VU) ? 20

HORAS TRABAJADAS POR DIA DEL EQUIPO EN COGENERACION (OT) ? 7.6

HORAS TRABAJADAS POR DIA DEL EQUIPO SIN COGENERACION (OS) ? 5

DIAS QUE TRABAJARA EL EQUIPO DE COGENERACION AL AÑO (DC) ? 365

DIAS QUE TRABAJARA EL EQUIPO SIN COGENERACION AL AÑO (DP) ? 365

VALOR DE SALVAMENTO (VS) ? 0

FACTOR DE PLANTA (FP) ? 0.85

FLUJO DE COMBUSTIBLE DE EQUIPO PARA COGENERAR EN L/HR (FCC) ? 59

FLUJO DE COMBUSTIBLE DE EQUIPO SIN COGENERACION EN L/HR (FCP) ? 32

COSTO DE COMBUSTIBLE INCLUIDO FLETE PARA COGENERAR POR LITRO (CCC) ? 1.55

COSTO DE COMBUSTIBLE INCLUIDO FLETE PARA PROCESO SIN COGENERAR POR LITRO ? 1.55

COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN COGENERACION EN \$/HR (CM) ? 11.8

COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN COGENERACION EN \$/HR (CMP) ? 10.9

DEMANDA DE POTENCIA DE COGENERACION (PC) ? 283

PRECIO PONDERADO DE ELECTRICIDAD POR CFE (PP) ? 0.208

TASA DE DESCUENTO (TD) ? 0.26

NUESTRA OPERACION PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE RECUPERACION DE CAPITAL NO ES APLICABLE DEBIDO A QUE NO ES POSIBLE OBTENER EL LOGARITMO NATURAL DE UN NUMERO NEGATIVO, ESTO DEBIDO PRIMORDIALMENTE AL ELEVADO COSTO DE EL EQUIPO Y DE LA TASA DE DESCUENTO.

Una vez que se introducen las variables, el programa desplegará los siguientes resultados:

- ◆ **La diferencia del costo por \$/kWh ponderado y el cogenerado.**
- ◆ **Si la diferencia es negativa, aparecerá un mensaje de que el proyecto no es rentable.**
- ◆ **El ahorro anual en \$/año.**
- ◆ **Tiempo de recuperación del capital.**
- ◆ **Y por último un mensaje que manifiesta que si la recuperación es menor al 40% de la vida del proyecto, entonces este resulta ser rentable.**

CAPITULO

V

APLICACIÓN DEL USO DE SISTEMAS COGENERATIVOS

5. SISTEMA COGENERATIVO EN UN HOTEL.

A continuación se presenta el análisis de un sistema de cogeneración en un hotel, el cual consta de una planta de emergencia y una caldera recuperadora de gases de escape como principales equipos, para la satisfacción de la demanda térmica diaria del recinto antes mencionado (fig. 5.1); para esto se realizó la investigación de los requerimientos tanto térmicos como eléctricos para poder establecer las capacidades de los equipos a emplear en el sistema, y posteriormente realizar su evaluación económica. Todo esto basado en los criterios y parámetros descritos en el capítulo anterior.

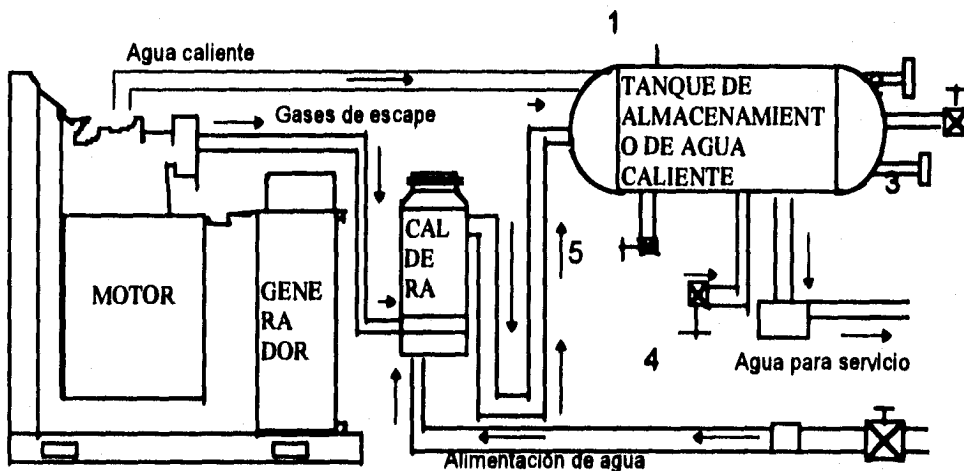


FIG. 5.1 SISTEMA COGENERATIVO DE PLANTA DE EMERGENCIA Y RECUPERADOR DE GASES DE ESCAPE (CALDERA) PARA AGUA CALIENTE.

Donde:

1 es un termómetro.

2 es un manómetro.

3 es un medidor de nivel de agua.

4 y 5 tubería de drenaje.

T es una válvula de seguridad.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL HOTEL.

El hotel se encuentra en el poblado de Dios Padre municipio de Ixmiquilpan Hgo. en el Km. 156 de la carretera México-Laredo.

El hotel aprovecha sus instalaciones durante el día como centro vacacional, teniendo un horario de servicio a clientes y socios de las 5 hr. a las 22 hr., con lo que se tiene un buen tiempo para conocer y disfrutar las instalaciones; cuenta con una entrada principal de doble circulación hacia el amplio estacionamiento, este es un lugar seguro y de buena circulación, el servicio de

enfermería es indispensable debido a los riesgos que presenta la practica de la natación y juegos acuáticos (albercas con toboganes). Además ofrece: vestidores, regaderas, guardaropa, áreas verdes, zona de campamento, zona comercial, restaurante-bar, canchas deportivas, gimnasio, etc.

De acuerdo a lo anterior , se obtuvo a través de la facturación eléctrica que proporciona la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), un consumo promedio de energía de 126000 kWh por mes; siendo la demanda máxima necesaria para el hotel de 375 kW distribuidos en alumbrado interior y exterior además de la demandada en equipos de fuerza (motores, bombas, etc.) y una demanda media de 262.5 kW, mientras que su consumo térmico en agua caliente (a 80 °C) se desglosa a continuación (tabla 5.a):

CONCEPTO	CONSUMO UNITARIO (lts).	CONSUMO TOTAL DIARIO (lts)	ENERGÍA TÉRMICA (kW _t).
64 Habitaciones	56	3584	10.42
Lavandería	9500	9500	27.61
Cocina	6200	6200	18.03
Discoteca	300	300	0.87
Vestidores	6000	6000	17.44
Enfermería y GYM	2000	2000	5.82
Total		27584	80.19

TABLA 5.1

5.2 COSTOS DE INVERSIÓN DEL HOTEL.

1.- El grupo motor-generador (planta diesel eléctrica). Es lógicamente el equipo más importante en una instalación de cogeneración. El costo por kW instalado imputable al grupo es distinto según su elemento motor; para los motores a diesel y de gas tiene un costo por kW inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente. A continuación se presenta el costo unitario para la planta eléctrica a utilizar en el hotel (los costos presentados son a noviembre de 1995).

PLANTA DIESEL ELÉCTRICA	COSTO	(\$)
MODELO LTA10-G1	202 500	

La capacidad de la planta de emergencia modelo LTA10-G1, con una capacidad de 283 kW, motor girando a 1800 r.p.m., 6 cilindros en línea, con aspiración turbocargada y postenfriado, y de dimensiones aproximadas de 1666 mm. de

largo, 874 mm. de ancho y 1377 mm. de alto y con un peso sin líquidos de 1855 kg.

Del motor de 6 cilindros salen los gases de escape a temperaturas de 504°C en promedio, un flujo de gases de escape de 776 lts/seg., 167 kW de calor rechazado y el agua empleada para el sistema de refrigeración sale a una temperatura promedio de entre 80°C-100°C con los cual se rechaza 119.7 kW de calor, con lo anterior se propone un tipo de caldera recuperadora de gases de escape la cual maneja un flujo de agua de 1917 lts/hr con una temperatura de salida de 80 °C y la cual no requiere de combustible para su funcionamiento además de que sólo requiere el tratamiento del agua que la alimenta cuando ésta es del tipo de agua dura³, para lo cual se requieren de equipo como desalinizadores, purificadores, filtros, y demás, que representarán un costo extra de inversión; para nuestro caso no es necesario el uso de este equipo debido a que la región de Hidalgo en donde se ubica el hotel, el agua no es del tipo de agua dura. El agua caliente de la planta tiene un flujo de 1713.6 lts/hr a una temperatura de 80°C. Ver figura 5.2

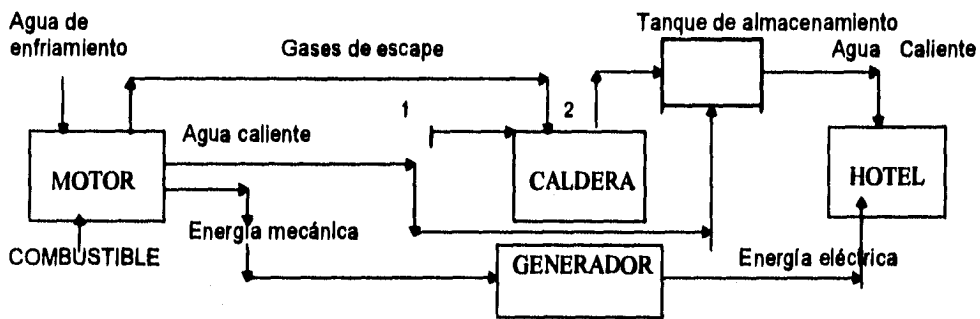


Fig. 5.2

- 1.- Agua de alimentación a la caldera.
2.- Agua caliente a la salida de la caldera.

5.2.1 ANÁLISIS TÉRMICO DE LA PLANTA ELÉCTRICA ESPECIFICACIONES:

- Potencia de salida de los gases de escape (W_g) = 167 kW.
- Potencia a la salida del agua refrigerante (W_{ar}) = 119.7 kW.
- Potencia radiada al medio ambiente = 36 kW.
- Flujo de gases de escape = 0.54 kg. / seg.
- Temperatura de gases de escape = 504 °C
- Eficiencia de la caldera recuperadora = 80%.

³ Agua dura se refiere a la que presenta altos porcentajes de minerales y salinidad que corroen las tuberías y equipos en general con los que tienen contacto.

Calor aprovechado por la caldera = 167×0.8 resultando 133.6 kW.

Utilizando la ecuación de flujo de calor:

$$Q = m (CP) (\Delta T) \dots (1)$$

Donde

CP= Calor específico del agua.

ΔT =Diferencia de temperaturas del agua.

Flujo de masa de agua en la caldera recuperadora:

Sustituyendo valores correspondientes en la fórmula (1) se tiene:

$$133.6 = m_a (4.18) (60)$$

con lo que el flujo másico de agua en la caldera (m_a) es:

$$m_a = 133.6 / (4.18)(60)$$

$$m_a = 0.532 \text{ kg. / seg.}$$

Sustituyendo en (1) los datos correspondientes del agua refrigerante de la planta eléctrica y despejando el flujo másico del agua refrigerante (m_{ar}) se obtiene:

$$m_{ar} = 119.7 / (4.186)(60).$$

$$m_{ar} = 0.476 \text{ kg. / seg.}$$

Mientras que para la producción normal de agua caliente se hace uso de un generador de agua caliente modelo T-700, con capacidad de salida basada en una descarga de 5600 litros por hora con una elevación de temperatura de 60°C , incluyendo bomba de alimentación de agua y ventilador de tiro forzado, pudiéndose alimentar con presiones de agua de 0.7 a 7.0 Kg./cm².

Sus dimensiones son: largo 1200 mm., ancho 800 mm. y 1550 mm. de altura (con patas), y un peso de embarque de 367 Kg. y un costo de \$53000.

Haciendo una comparación de la energía térmica aprovechable de la planta eléctrica con la del generador de agua caliente que obtenemos en producción normal se tiene:

Aprovechamiento de gases de escape de la planta eléctrica:

$$(1917\text{ lts/hr})(7.6 \text{ hr/día}) = 14569.2 \text{ lts/día de agua caliente.}$$

Aprovechamiento del agua de enfriamiento en la planta eléctrica:
(1713.6lts/hr)(7.6 hr/día) = 13023.36 lts/día de agua caliente.

La producción total de agua caliente por cogeneración es de 27592.5 lts/día
En cuanto a la generación de agua caliente en proceso sin cogeneración se tiene:

(5600 lts/hr)(5 hr/día) = 28000 lts/día de agua caliente.

Por lo tanto se obtiene una pequeña diferencia de energía disponible que para lo siguiente no es de gran relevancia.

Continuando con el equipo tenemos un tanque de almacenamiento de agua caliente con aislamiento y una capacidad de 30 m³ con un costo de \$40000.

Cisterna de almacenamiento para combustible con una capacidad de almacenamiento para 40 días de operación que es de 15.75 m³ teniendo un costo de \$25000. Los materiales misceláneos, asimismo tiene un costo de \$980.

La suma total de los conceptos anteriores resultará en un subtotal donde se incluye los equipos y accesorios, además, se deben considerar los costos de: Proyecto de ingeniería que corresponde a \$47980.

La instalación de la planta, en el cual se incluye la mano de obra y flete, tiene un costo importante para el planteamiento del sistema; este costo se encuentra en \$30000.

Finalmente la suma del costo de los equipos y accesorios (subtotal) más el costos anterior, permite obtener los costos totales de inversión para sistemas cogenerativos y sin cogenerar, los cuales conjuntamos en las siguientes tablas 5.2 y 5.3. respectivamente

EQUIPO	COSTO MILES DE NUEVOS PESOS (\$)
CALDERA RECUPERADORA DE GASES DE ESCAPE	73070
PLANTA DE EMERGENCIA	202500
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	40000
TANQUE PARA ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	25000
MATERIALES MISCELÁNEOS	980
SUBTOTAL	341550
INSTALACIÓN	30000
PROYECTO DE INGENIERÍA	47698
TOTAL	419248

TABLA 5.2

Además de los mismos criterios para calcular los costos del sistema en operación normal:

EQUIPO	COSTO (MILES DE PESOS (\$))
CALDERA	53000
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	40000
TANQUE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	25000
MATERIAL MISCELÁNEO	8500
SUBTOTAL	86500
INSTALACIÓN	29615
PROYECTO DE INGENIERÍA	9657
TOTAL	145772

TABLA 5.3

NOTA: TODOS LOS COSTOS SON A NOVIEMBRE DE 1995.

Si el costo de salvamento es nulo, y la operación de los equipos esta dada en horas al año (hr/año) con una vida útil de los equipos de 20 años, resultarán los costos siguientes:

En sistema de cogeneración según la formula 4.10:

$$419248/(20*2774+0.85) = 8.8 \$/h$$

En sistema sin cogeneración:

$$145772/(20*1825+0.85) = 4.7 \$/h$$

5.3 COSTO DE COMBUSTIBLE.

El precio del diesel es de \$ 1.5 /lts. Por lo tanto de la formula 4.11 se tiene:

Para sistema de producción sin cogeneración:

Consumo de combustible por la caldera 32 lts/hr
 $(1.5 + 0.05) \times 32 = 49.6 \$/hr$

y para el sistema en cogeneración se tienen los siguientes datos:

Consumo de combustible por la planta de emergencia 59 lts/hr

$$(1.5 + 0.05) \times 59 = 91.45 \text{ \$/hr}$$

Nota: el costo por flete de una pipa con capacidad de 15000 lts. es de \$750, con lo cual alcanzará para la operación de la planta durante 40 días tomando en cuenta el consumo por hora según datos del fabricante y el tiempo de operación diario; con esto obtenemos un costo de 1.77 \$/hr ó 0.05 \$/lt.

5.4 COSTO POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

En sistema de cogeneración y sin cogeneración, con el siguiente personal para operación y mantenimiento, cuyos salarios normales (con prestaciones) entre el número de horas de trabajo al año del sistema (para que se alcance a satisfacer la demanda de agua caliente del hotel por cogeneración, es necesario que el sistema trabaje 7.6 hr/día de acuerdo al análisis anterior; con lo cual se tienen $(365 \times 7.6 \times f.p.) = 2357.9 \text{ hr/año}$), se presentan a continuación como costos fijos:

nota: f.p. es el factor de planta por mantenimiento el cual es de el (0.85), debido a que cada dos meses se le realiza un mantenimiento preventivo con el fin de que en el momento de realizarse el mantenimiento general (descensamble, afinación, limpieza, sustitución y reparación de piezas según sea el caso), las reparaciones no sean muy complicadas, ayudando con ésto a la vida útil de la planta.

a) Área de planta de emergencia.

Un operador (un turno)

b) Área de caldera y tanque de almacenamiento.

Un operador (un turno)

Además de un jefe de área tanto para la caldera como para la planta.

c) Área de mantenimiento

Un jefe de área.

Con lo que el costo total de operación y mantenimiento se presenta en la siguiente tabla (5.4):

SISTEMA COGENERACIÓN.	COSTO (\$/MES)	SISTEMA DE OPERACIÓN NORMAL.	COSTO (\$/MES)
2 PERSONAS DE MANTENIMIENTO EN GENERAL.	4000	2 PERSONAS DE MANTENIMIENTO EN GENERAL.	4000
PERSONAL ESPECIALIZADO	4500	PERSONAL ESPECIALIZADO	3850
TOTAL	8500	TOTAL	7850

TABLA 5.4

Por lo que transformando nuestros totales queda según la formula 4.12:
 para cogeneración.- total= 11.81 \$/hr y
 sistema sin cogeneración .- total = 10.41 \$/hr.

Todos los resultados anteriores, se pueden resumir en la tabla 5.5; se continuará con los siguientes cálculos, a fin de determinar el costo del kWh cogenerado y compararlo con el precio del kWh suministrado.

COSTO	COSTO DE COGENERACIÓN (\$/hr)	COSTO DE PROCESO NORMAL (\$/hr)
INVERSIÓN	8.8	4.7
COMBUSTIBLE	91.45	49.6
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	11.81	10.41
TOTAL	112.06	64.71

TABLA 5.5

La demanda media resulta de dividir el consumo mensual de energía entre las horas utilizadas ($D_m = C/H$).

$$\text{Demanda media} = 126000/480 = 262.5 \text{ kW.}$$

El costo del kWh cogenerado, siendo 283 kWe la demanda máxima de potencia eléctrica que proporciona la planta de emergencia será de acuerdo a la formula 4.1:

$$(112.06-64.71)/283 = 0.167 \text{ $/kWh}$$

Ahora se obtendrá el precio del kWh ponderado según la tarifa eléctrica O-M.(Ver anexo).

Para zona central:

$$\text{Demanda facturable} = \text{demanda máxima} = 283 \text{ kW}$$

De la formula 4.3:

$$f.c. = 262.5/283 = 0.92$$

De acuerdo a la formula 4.2 obtenemos: _

$$0.13565 + [23.086/(0.92 * 730)] = 0.18083 + 23\%CP$$

$$0.18083 * 23\% \text{ de ajuste de combustible} = 0.041589$$

Lo que da un total de 0.208 \$/kWh

Por lo que se tendrá una diferencia de acuerdo a la formula 4.6 de :

$$0.208 - 0.167 = 0.041 \text{ \$/Kwh}$$

Considerando que con el número de kWh consumidos en el hotel de la planta eléctrica y las horas trabajadas anualmente (283 kW)(2357.9 hr/año)⁴ =667285 kWh/año; obteniéndose un ahorro total según la formula 4.7 de:

$$(667285 \text{ kWh/año})(\$ 0.041 / \text{kWh}) = 27358.7 \text{ \$/año}$$

Considerando la tasa a través del tiempo, la diferencia de inversión se pagaría según formula 4.8 en:

$$y = 56\%$$

$$x = 30\%$$

$$\therefore i = 26\%$$

$$n = [-(\ln((-273476 \times 0.26) / 27358.7)) + 1] / \ln 1.26 = \text{Vease nota.}$$

Nota: Debido a que el costo de los equipos es elevado y la tasa de descuento es alta, nuestra operación para determinar el tiempo de recuperación de capital (n) arroja resultados los cuales no son aplicables debido a que no es posible obtener el logaritmo natural (ln) de un número negativo.

⁴ Debido a que para satisfacer la demanda de agua caliente del hotel por el sistema de cogeneración es necesario emplearlo 7.6 hr/día y por los 365 días al año y el factor de planta por mantenimiento de 0.85, tenemos las 2357.9 hr/año. (observese el análisis térmico al inicio del capítulo)

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

Y

RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1.- Los motores diesel son máquinas que proporcionan en gran medida un alto ahorro de energía con el aprovechamiento adecuado de los gases de escape y el agua de enfriamiento; con lo cual aumenta la eficiencia global de este sistema.

2.- En general, la adopción de un sistema cogenerativo empleando una planta eléctrica resulta económicamente inadecuado donde se tiene suministro de C.F.E., a pesar de que la diferencia en el costo del kWh cogenerado comparado con el kWh ponderado proporcionado por C.F.E. es sensiblemente menor, ocasionando con esto un ahorro de energía, pero en terminos económicos no es factible.

3.- Las plantas diesel de energía eléctrica representan una medida de ahorro de energía ya que pueden ser empleadas en lugares lejanos donde la energía proporcionada por C.F.E. no es disponible; en estos lugares la implantación de un sistema cogenerativo es altamente recomendable.

5.- Otro lugar donde es altamente recomendable la aplicación de un sistema cogenerativo son los barcos o buques en los cuales es necesario disponer de energía tanto térmica como eléctrica, estableciendo de antemano su rentabilidad debido a que no presenta competencia energética por parte de Comisión Federal de Electricidad.

6.- Debido a la situación económica del país en estos momentos, la devaluación del peso y otros aspectos (fuera de lo económico) han propiciado que el país tenga una inestabilidad económica, ocasionando con esto "altas tasas de interés en lo que se refiere a préstamos" teniendo con esto que proyectos por muy buenos que parezcan como el analizado en el presente documento no resultan ser rentables en la actualidad, por la dificultad de financiamiento.

8.- En terminos generales el estudio con plantas de emergencia aquí presentado, actualmente no es adecuado usarlos como sistema cogenerativo debido a que el tiempo de recuperación de capital no es costeable.

9.- Un sistema cogenerativo como el aquí presentado puede ser rentable unicamente con una tasa de descuento menor o igual al 5% y con un tiempo de trabajo no menor a 16 hrs/día; recordando que esto nos disminuirá el tiempo de vida útil del equipo.

ANEXO

TARIFA O-M

TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA MENOR A 1000 KW.

1.- APLICACION

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda menor a 1,000 (mil)kilowatts.

2.- CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargos por demanda máxima medida y por la energía consumida.

Región	Cargo por kilowatt de demanda máx. medida	Cargo por kilowatt-hora de energía consumida
Baja California (Jun.-Oct.)	N\$ 24.240	N\$ 0.14244
Baja California (Nov.-May.)	23.086	0.13565
Baja California Sur	24.240	0.14244
Central	23.778	0.13972
Noreste	23.086	0.13565
Noroeste (Jun.-Oct.)	24.240	0.14244
Noroeste (Nov.-May.)	23.086	0.13565
Norte	23.778	0.13972
Peninsular	24.240	0.14244
Sur	23.086	0.13565

3.- MINIMO MENSUAL

El importe que resulta de aplicar 10 (diez) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima medida.

4.- DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada ni menor de 20 (veinte) Kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación a un factor de 90% (noventa por ciento)

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Si la demanda por contratar es mayor a 1000 (mil kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador que aplique la Tarifa H-M.

Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5.- DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el período de facturación.

Cuando la demanda máxima medida exceda de 1000 (mil) kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la Tarifa H-M. De no hacerlo al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 1000 (mil) Kilowatts, será re-clasificado por el suministrador en la Tarifa H-M, notificándole al usuario.

6.- DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima medida a la demanda contratada.

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ **TERMODINÁMICA.**
VIRGIL MORING FAIRES.
TRADUCCIÓN DE LA 5ª EDICIÓN EN INGLES.
EDITORIAL HISPANO AMERICANA.

- ◆ **ENERGÍA MEDIANTE VAPOR, AIRE O GAS.**
W.H. SEVERNS.
EDITORIAL REVERTÉ S.A.

- ◆ **MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA.**
EDWARD F. OBERT.
TRADUCCIÓN DE LA 2ª EDICIÓN EN INGLES.
COMPAÑIA EDITORIAL CONTINENTAL S.A.

- ◆ **REVISTA: PROCEEDINGS INSTUTION OF MECHANICAL ENGINEERS.**
POWER AND PROCESS ENGINEERING.
NASH, F. (MACLILLAN AND PARTNER LTD, SURREY. ENGL.)

- ◆ **MOTORES DIESEL.**
ENRIQUE FREIXA.
QUINTA EDICIÓN.
EDITORIAL GUSTAVO GILI S.A.

- ◆ **TERMODINÁMICA DE LAS TURBOMÁQUINAS.**
S.L. DIXON.
EDITORAIL POSSAT S.A.

- ◆ **LA ESCUELA DEL TÉCNICO MECÁNICO.**
TOMO VII (CALDERAS MÁQUINAS DE VAPOR)
HUGO BÄHR.
3ª EDICIÓN.
EDITORIAL LABOR S.A.

- ♦ **INSTRUCTIVO PARA CALDERAS.
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
ING. ALFONSO AGUILERA PRUNEDA.**

MANUALES DE PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS:

- * **DETROIT DIESEL.**
- * **CUMMINS.**
- * **IGSA.**
- * **KOLHER.**
- * **CLAYTON.**
- * **MAN B&W.**

**BANCO DE MEXICO.
BANCO BITAL.**

PERIÓDICO "EL FINANCIERO"