



ESTUDIO COMPARATIVO DEL USO DE GAS NATURAL VS DIESEL EN EL  
TURBOGENERADOR TG-2960 DE LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

HERNÁN DARÍO SALAZAR PÉREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004

ESTUDIO COMPARATIVO DEL USO DE GAS NATURAL VS DIESEL EN EL  
TURBOGENERADOR TG-2960 DE LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

HERNÁN DARÍO SALAZAR PÉREZ

Trabajo de Investigación presentado como requisito para optar al título de  
Especialista en Ingeniería de Gas

Director  
ALVARO RUIZ  
Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE GAS  
BUCARAMANGA  
2004

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a las siguientes entidades y personas porque de una u otra forma contribuyeron con el desarrollo y exitosa culminación del presente trabajo:

A ECOPETROL S.A. Por permitir la ejecución de esta investigación en una de sus unidades de proceso.

A la Universidad Industrial de Santander por brindar el soporte académico requerido, a través de sus profesionales, para el desarrollo de esta monografía.

Al ingeniero Álvaro Ruiz por prestar su valiosa asesoría en la dirección de la monografía.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	1
1. CONTEXTO TEORICO	2
1.1 GENERALIDADES SOBRE TURBOGENERADORES	2
1.2 TURBINAS A GAS	3
1.2.1 Historia de la turbina a gas	3
1.2.2 Principios básicos de las turbinas a gas	5
1.3 ASPECTOS GENERALES DEL TURBOGAS TG-2960	7
1.4 COMPONENTES DEL TURBOGAS TG-2960	8
1.4.1 Módulo de compresión de baja presión (LPC)	9
1.4.2 Compresor de Baja LPC	9
1.4.3 Módulo de Compresión de alta presión	10
1.4.4 Módulo de la turbina de Alta Presión	12

1.4.5	Cámara de Combustión o Combustor (CC)	14
1.4.6	Módulo y Aspas guías de la Turbina de Baja Presión	15
1.4.7	Turbina de Potencia	16
1.4.8	Arrancador hidráulico	18
1.4.9	Sistema de Aire de Combustión y ventilación	19
1.4.10	Sistemas de lubricación	20
1.4.11	Generalidades Generador eléctrico	20
1.5	MARCO OPERACIONAL DEL TURBOGENERADOR TG-2960	20
2.	RESULTADOS DE LAS DIFERENTES CORRIDAS UTILIZANDO ACPM Y GAS NATURAL	22
2.1	CONSUMOS DE ACPM PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN	22
2.2	EFICIENCIA EN TERMINOS DE RATA DE CALOR PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELECTRICA UTILIZANDO ACPM	23
2.3	CONSUMOS DE GAS NATURAL PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN	23

2.4	EFICIENCIA EN TERMINOS DE RATA DE CALOR PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELECTRICA UTILIZANDO GAS NATURAL	24
2.5	RATA DE CALOR ACPM VS. GAS NATURAL PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELECTRICA	25
2.6	EFICIENCIA EN TERMINOS DE ENERGIA ENTREGADA-ENERGIA APROVECHADA	26
2.6.1	Energía aprovechada por el turbogas para cada nivel de generación eléctrica cuando utiliza Gas natural	26
2.6.2	Energía aprovechada por el turbogas para cada nivel de generación eléctrica cuando utiliza ACPM	28
2.6.3	Comparativo en términos de eficiencia para los dos tipos de combustibles	29
2.7	COSTOS POR MEGAWATIO-HORA PARA CADA COMBUSTIBLE	30
2.8	REQUISITOS DE MANTENIMIENTO	31
3.	CONCLUSIONES	33
4.	RECOMENDACIONES	34

BIBLIOGRAFÍA

35

ANEXOS

36

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Primera turbina a gas	3
Figura 2. Turbina de gas simple	6
Figura 3. Esquemático del Turbogas	8
Figura 4. Corte transversal turbogas	9
Figura 5. Esquema Operacional Turbogeneradores en la Unidad de Balance	21
Figura 6. Megavatios-hora vs. Rata de Calor para ACPM y Gas	26
Figura 7. Porcentaje de energía aprovechada vs. generación eléctrica	30
Figura 8. Costos del kilovatio-hora para cada nivel de generación para cada combustible	31

## LISTA DE CUADROS

	<b>pág.</b>
Cuadro 1. ACPM consumido para cada nivel de generación eléctrica	22
Cuadro 2. Rata de calor obtenida para cada nivel de generación usando ACPM	23
Cuadro 3. Gas natural empleado para cada nivel de generación	24
Cuadro 4. Rata de calor obtenida para cada nivel de generación empleando Gas natural	25
Cuadro 5. Energía entregada al turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando gas natural	27
Cuadro 6. Energía aprovechada por el turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando gas natural	28
Cuadro 7. Energía entregada al turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando ACPM	28
Cuadro 8. Energía aprovechada por el turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando ACPM	29

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo 1. Ejemplo de calculo para obtener la rata de calor de la máquina utilizando ACPM	37
Anexo 2. Ejemplo de calculo para obtener la rata de calor de la máquina utilizando gas natural	39
Anexo 3. Ejemplo de calculo para obtener el porcentaje de energía aprovechada en el turbogas para cada nivel de generación	41
Anexo 4. Ejemplo de calculo del costo del combustible para generar un kilovatio-hora	45

## RESUMEN

Título: ESTUDIO COMPARATIVO DEL USO DE GAS NATURAL VS DIESEL EN EL TURBOGENERADOR TG-2960 DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA\*

Autor: Hernán Darío Salazar Pérez\*\*

Palabras claves: turbogenerador, gas, diesel

El primer capítulo de éste trabajo presenta todo el aspecto conceptual de una turbina a gas, su función básica y sus principales componentes, tales como el compresor, combustor, turbina de potencia y generador eléctrico. Este capítulo también muestra el esquema operacional del Turbogas TG-2960 dentro del marco de la Unidad de Balance de la refinería de Barrancabermeja. En el segundo capítulo se presentan los resultados de las corridas realizadas a la máquina para cada combustible (diesel y gas natural) y para cada nivel de generación con el objetivo de comparar técnica y económicamente el uso de ambos combustibles para generar electricidad en el Turbogas TG-2960. La rata de calor, el calor aprovechado por el turbogenerador y los costos por megavatio-hora para cada uno de los combustibles que permiten llegar a las conclusiones del trabajo. Una de las conclusiones más importantes es que el uso de diesel en ésta máquina no es atractivo debido a que es 180% más costosa que el gas natural. También se pudo encontrar que con generaciones de energía eléctrica en el Turbogas TG-2960 menores a 10,5 megavatios-hora, ésta máquina operaría a eficiencias más bajas que los turbogeneradores a vapor de ésta compañía.

\* Trabajo de Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director de Trabajo de Investigación: Ing. Químico Álvaro Ruiz

## ABSTRACT

Title: COMPARATIVE RESEARCH BETWEEN THE USE OF NATURAL GAS VS. DIESEL IN THE TURBOGENERATOR TG-2960 OF THE REFINERY OF BARRANCABERMEJA\*

Author: Hernán Darío Salazar Pérez\*\*

Keywords: turbogenerator, gas, diesel

Chapter one of this research illustrates all the conceptual aspects of a gas turbine, its basic function and main components such as the compressor, the combustor, the power turbine and the electric generator. This chapter also illustrates the operational scheme of the Turbogenerator TG-2960 in the Unidad de Balance of the Refinery of Barrancabermeja. Chapter two shows the results of a series of tests done to the machine with each fuel (diesel and natural gas) and for each level of generation with the purpose of comparing technically and economically the use of both fuels for electric generation in the turbogas TG-2960. The heat rate, the heat used by the Turbogenerator and the costs of each megawatt per hour for each fuel led to the research conclusions. One of the most important conclusions is that the use of diesel in this machine is not economically attractive because it is 180% more expensive than natural gas. Another important conclusion is that with electric generations in the Turbogenerator TG2960 lower than 10.5 megawatts per hour, this machine would be less efficient than the Steam Turbogenerators of this company.

\* Research study

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Director : Eng. Alvaro Ruiz

## INTRODUCCIÓN

Las refinerías de petróleo son grandes consumidoras de energía, tanto en la quema de combustible en hornos y calderas, como en el consumo directo de vapor y energía eléctrica para el uso de equipos que hacen parte del proceso transformador de ésta compleja industria.

La necesidad de reducir costos de funcionamiento para mantenerse competitivos en el cada vez más difícil mercado, hacen que el tema energético sea de primer nivel cuando de aprovechamiento óptimo de los recursos se trata. A las razones puramente económicas para mejorar la eficiencia energética, se suman las consideraciones ambientales, actualmente en primer plano de la sensibilidad social, ya que la reducción en los consumos energéticos implica directamente menores emisiones de contaminantes formados durante la combustión.

La refinería de Barrancabermeja no es ajena a las anteriores consideraciones y este estudio pretende aportar algo a ello, concretamente a la cuantificación de indicadores energéticos claves como rata de calor, energía aprovechada y los costos por megavatio-hora generado para cada uno de los combustibles que puede consumir el turbogas TG-2960 (diesel y gas natural) .

El turbogas inició funciones en la refinería de Barrancabermeja en enero de 2003 operando con aceite diesel y a partir de mayo del mismo año se terminaron todas las facilidades para el uso de Gas Natural. Los dos combustibles han venido alternando su uso en la operación de ésta máquina. El comportamiento termodinámico y el entorno económico que involucra el uso de uno u otro combustible requiere precisarse para obtener un mejor direccionamiento de la operación de este equipo.

Aunque el turbogenerador tiene una capacidad de diseño de 28 megavatios-hora, éste se encuentra limitado por vibración en 14 megavatios-hora, por ello la evaluación se realizó hasta este último valor.

Los resultados y las conclusiones emitidas de éstas esperan ser de gran utilidad y practicidad para el funcionamiento del turbogas, en lo concerniente a la toma de decisiones técnico-administrativas.

## 1. CONTEXTO TEORICO

La turbina es un mecanismo de transformación de energía, en donde se utiliza la energía cinética de algún fluido para la realización de trabajo mecánico, siendo un dispositivo cíclico generador de potencia mediante sistemas de aspas que son empujadas por dicho fluido, a continuación se pretende profundizar en los conceptos más importantes sobre éstas máquinas.

### 1.1 GENERALIDADES SOBRE TURBOGENERADORES

Las turbinas en forma global se clasifican en tres grandes familias:

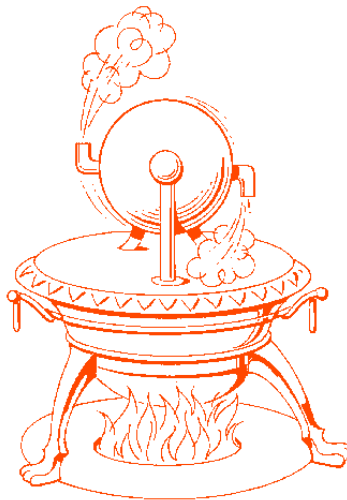
- **Las turbinas hidráulicas:** Son las más antiguas. Usan agua como fluido de trabajo. Sus antepasados directos son los molinos de agua. Hoy existen varios modelos básicos: Pelton, Francis y Kaplan (o hélice de paso variable). A estos modelos básicos se debe agregar la Mitchell-Banki que es muy utilizada en instalaciones de micro hidráulica. La típica turbina hidráulica se usa en centrales de generación eléctrica sea centrales de pasada o centrales de embalse.
- **Las turbinas a vapor:** en este caso el fluido de trabajo es vapor de agua (típicamente). Aunque también hay instancias en que se han fabricado usando otro vapor de trabajo (Mercurio, Propano u otro). Las típicas turbinas de vapor se dividen en de *acción* y de *reacción*. La turbina a vapor típicamente se usan en centrales térmicas de generación eléctrica. Estos son sistemas de combustión externa (el calor se usa para calentar el fluido de trabajo en forma indirecta en caldera).
- **Las turbinas a gas:** son las más recientes. Si bien hay intentos de fabricarlas a inicios de este siglo, el primer ensayo exitoso es solo de 1937. Difieren de las anteriores en el sentido de que se realiza combustión dentro de la máquina. Por lo tanto el fluido de trabajo son gases de combustión (de allí su nombre).

Debido a que esta evaluación se realiza sobre una turbina a gas, se profundizará en los conceptos de ésta máquina.

## 1.2 TURBINAS A GAS

**1.2.1 Historia de la turbina a gas.** El ejemplo más antiguo de la propulsión por gas puede ser encontrado en un egipcio llamado Hero en 150 a.C. Hero inventó un juguete que rotaba en la parte superior de una olla hirviendo debido al efecto del aire o vapor caliente saliendo de un recipiente con salidas organizadas de manera radial en un sólo sentido. Ver *figura 1*.

Figura 1. Primera turbina a gas



Fuente: turbinas a gas. Disponible en : <<http://www.monografias.com>>

En 1232, los chinos utilizaron cohetes para asustar a los soldados enemigos.

Alrededor de 1500 d.C., Leonardo Davinci dibujó un esquema de un dispositivo que rotaba debido al efecto de los gases calientes que subían por una chimenea. El dispositivo debería rotar la carne que estaba asando.

En 1629 otro italiano desarrolló un dispositivo que usó el vapor para rotar una turbina que movía maquinaria. Esta fue la primera aplicación práctica de la turbina de vapor.

En 1678 un jesuita llamado Ferdinand Verbiest construyó un modelo de un vehículo automotor que usaba vapor de agua para moverse.

La primera patente para una turbina fue otorgada en 1791 a un inglés llamado John Barber. Incorporaba muchos de los elementos de una turbina de gas moderna, pero usaba un compresor alternativo. Hay muchos otros ejemplos de turbinas por varios inventores, pero no son consideradas verdaderas turbinas de gas porque utilizaban vapor en cierto punto del proceso.

En 1872, un hombre llamado Stolze diseñó la primera turbina de gas. Incorporaba una turbina de varias etapas y compresión en varias etapas con flujo axial probó sus modelos funcionales en los años 1900.

En 1914 Charles Curtis aplicó para la primera patente en los Estados Unidos para una turbina de gas. Esta fue otorgada pero generó mucha controversia.

La Compañía *General Electric* comenzó su división de turbinas de gas en 1903. Un ingeniero llamado Stanford Moss dirigió la mayoría de los proyectos. Su desarrollo más notable fue el turbo súper cargador. Este utilizaba los gases de escape de un motor alternativo para mover una rueda de turbina que, a su vez, movía un compresor centrífugo utilizado para súper-cargar. Este elemento hizo posible construir las primeras turbinas de gas confiables.

En los años 30, tanto británicos como alemanes diseñaron turbinas de gas para la propulsión de aviones. Los alemanes alcanzaron a diseñar aviones de propulsión a chorro y lograron utilizarlos en la segunda guerra mundial.

**1.2.2 Principios Básicos de las turbinas a gas.** Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base en el principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc. Ver **figura 2**

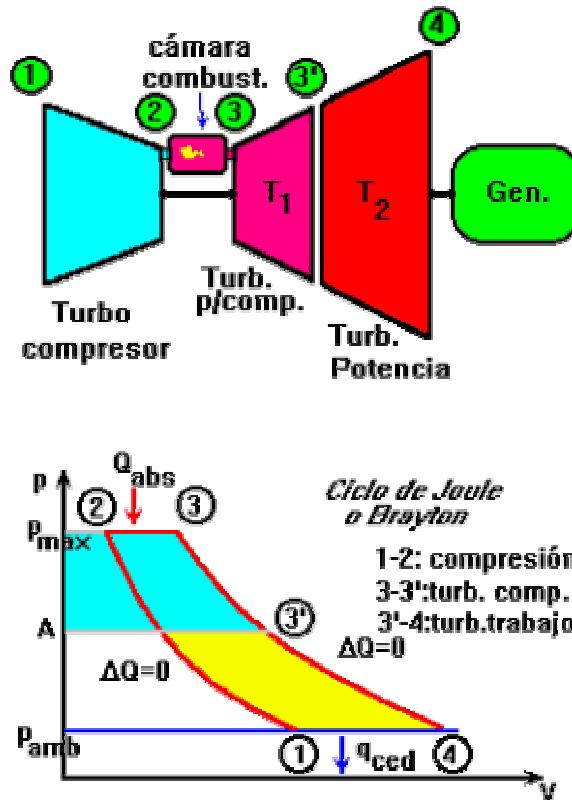
Una variación del sistema de turbina simple (Brayton) es el de añadir un regenerador. El regenerador es un intercambiador de calor que aprovecha la energía de los gases calientes de escape al precalentar el aire que entra a la cámara de combustión. Este ciclo normalmente es utilizado en turbinas que trabajan con bajas presiones. Ejemplos de turbinas que usan este ciclo son: la *Solar Centaur* de 3500 hp hasta la *General Electric Frame 5* de 35000 hp.

Las turbinas de gas con altas presiones de trabajo pueden utilizar un inter enfriador para enfriar el aire ente las etapas de compresión, permitiendo quemar más combustible y generar más potencia. El factor limitante para la cantidad de combustible utilizado es la temperatura de los gases calientes creados por la combustión, debido a que existen restricciones a las temperaturas que pueden soportar los alabes de la turbina y otras partes de la misma. Con los avances en la Ingeniería de los materiales, estos límites siempre van aumentando.

Existen también turbinas de gas con varias etapas de combustión y expansión y otras con Inter enfriador y regenerador en el mismo ciclo.

La turbina de gas real, difiere principalmente del ciclo ideal a causa de las irreversibilidades en el compresor y en la turbina y debido al descenso de presión en los pasos de flujo y en la cámara de combustión.

Figura 2. Turbina de gas simple



Fuente: turbinas a gas. Disponible en : <<http://www.monografias.com>>

- Un *turbocompresor* que toma el aire ambiente (a  $p_1$  y  $T_1$ ) y lo comprime hasta  $p_2$  (evolución 1 - 2). Este proceso se puede suponer adiabático. Idealmente es sin roce, pero en general es politrópica con roce.
- Luego el aire comprimido a  $p_2$  pasa a la cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible el que se quema. Al quemarse la mezcla, la temperatura de los gases sube hasta  $T_3$ . La combustión es prácticamente isobárica (evolución 2 - 3).
- A continuación los gases calientes y a alta presión se expanden en la turbina  $T_1$ . Esta turbina acciona el turbocompresor por medio de un eje. La expansión en

la turbina es hasta las condiciones 3'. Idealmente es expansión adiabática sin roce, pero en general es politrópica con roce (evolución 3 - 3').

- Luego los gases de escape se siguen expandiendo a través de una segunda turbina de potencia hasta alcanzar la presión ambiente ( $p_4$ , evolución 3' - 4). Esta turbina de potencia entrega trabajo al exterior. Típicamente el trabajo se usa para accionar un generador o bien otro mecanismo (hélice en el caso de aviones con turbopropulsor o aspas en un helicóptero).

### **1.3 ASPECTOS GENERALES DEL TURBOGAS TG-2960**

La energía primaria para desarrollar las diferentes tareas del generador a gas es la proveniente de la quema de un combustible fósil, bien sea gas natural o ACPM, en un combustor. Ésta energía química (calor de combustión) es consumida en forma de energía mecánica en los subsistemas que se acoplan directamente (dos compresores y dos turbinas). La energía no consumida en estas primeras etapas se transmite a una turbina de potencia acoplada aerodinámicamente al último de los anteriores la cual a su vez está unida por medio de un eje a un generador eléctrico quien finalmente entrega energía eléctrica. Este tipo de turbinas donde se emplean altas temperaturas y altas relaciones de compresión para el gas entregado a través de una turbina de potencia se conoce como turbinas aeroderivadas.

Se puede explicar el funcionamiento del sistema generador de gas de la siguiente forma:

El combustible que se usa como fuente de energía primaria puede ser gas natural o ACPM se quema en un combustor anular en presencia de aire comprimido suministrado por dos compresores, uno de baja presión (LPC) y otro de alta presión (HPC). Ésta cámara por efecto de la combustión se presuriza.

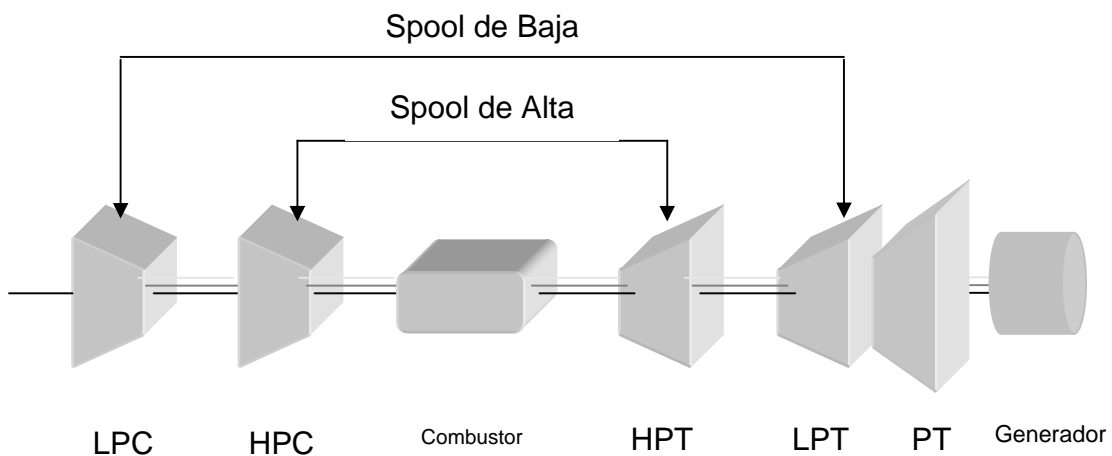
El gas de combustión se expande entonces al pasar a través de una turbina de alta presión (HPT) y una de baja presión (LPT), las cuales accionan los compresores mediante ejes concéntricos, consumiendo parte de la energía total producida. La energía remanente se emplea para mover una turbina no acoplada mecánicamente a la turbina y se une a un generador mediante un acople flexible.

Si bien la mayoría de las turbinas a gas, especialmente las utilizadas en la industria, constan de un solo eje con la cual se mueve el compresor de aire y la turbina, es posible obtener equipos con ejes separados o concéntricos, una de las cuales mueve el compresor y la otra proporciona la fuerza motriz al generador.

#### 1.4 COMPONENTES DEL TURBOGAS TG-2960

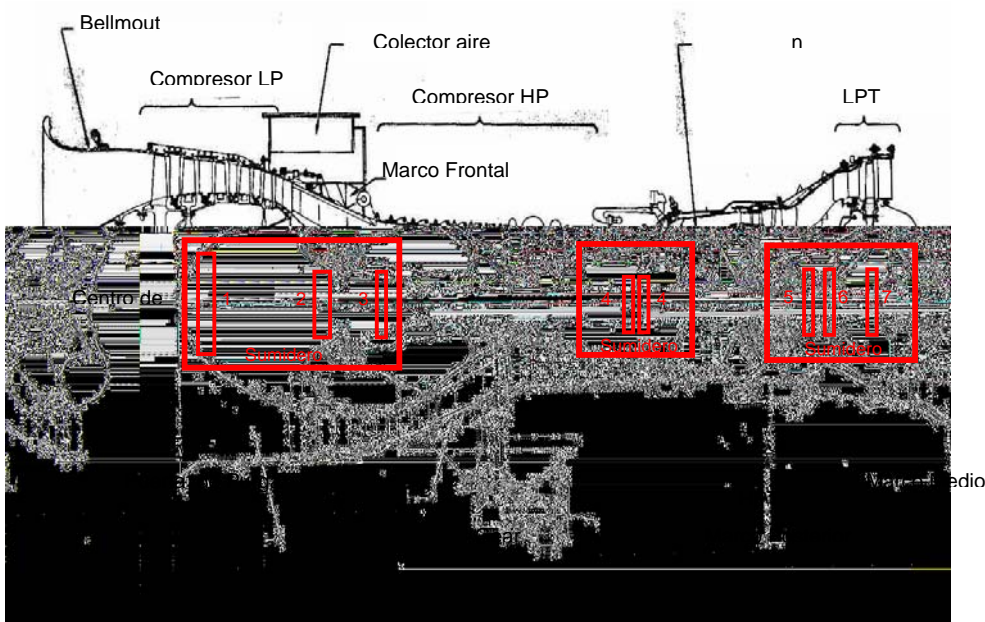
Los principales componentes del turbogenerador se presenta en la **figura 3 y figura 4.**

Figura 3. Esquemático del Turbogas



Fuente: manual de operación turbogas. ECOPETROL.

Figura 4. Corte transversal turbogas



Fuente: manual de operación turbogas. ECOPEPETROL.

**1.4.1 Módulo de compresión de baja presión (LPC).** Antes de que el aire entre al compresor de baja presión, éste ha pasado a través de la casa de filtros donde mediante los separadores inerciales y los filtros se reduce el contenido de impurezas al 99.7% y pasa por un malla de aluminio denominada *Bellmouth* que contiene las boquillas del sistema de agua de lavado en línea.

**1.4.2 Compresor de baja presión (LPC).** Es un compresor de flujo axial de cinco etapas de geometría fija, con una relación de compresión de 2,5 : 1. El flujo de aire que se requiere para la operación de la máquina en la combustión y en el enfriamiento de la misma es regulado a través de compuertas que purgan al colector de aire, descargándose a 31 psig y 232 F. Los discos de la primera etapa son de aleaciones de acero y los alabes de alta resistencia al estrés en A286, mientras que los de la segunda y cuarta son de titanio.

- **Rotor del compresor de baja presión.** Los alabes de la etapa cero son encajados individualmente en el eje del disco de esta etapa, los alabes de la primera etapa a la cuarta son encajadas circunferencialmente en el disco del respectivo rotor, lo que permite un reemplazo individual de ellas, los alabes de las etapas cero y tercera se pueden remover sin desmontar el rotor, los discos de la etapa cero y primera están atornillados juntos al eje del compresor de baja presión

mediante una coraza doble, ambos en aleaciones de acero. Los alabes de las cinco etapas tienen un margen libre respecto a la ranura donde encajan pero cuando la maquina gira la fuerza centrípeta los acopla fuertemente al disco del rotor.

- **Estatore del compresor de baja presión.** El estatore del compresor de baja presión consta de una carcasa muy ligera que utiliza ranuras circunferenciales para retener las aspas del estatore de las etapas cero, uno y dos. Estas aspas son reemplazables individualmente y están construidas en A286 con un recubrimiento para reducir su resistencia aerodinámica, tiras de L605 son usadas entre las aspas y el espacio de la carcasa del compresor de baja presión. La carcasa tiene una unión horizontal para permitir un reemplazo fácil de los alabes y aspas. La tercera etapa del compresor de baja presión tiene carcasa circunferencial de una sola pieza con una protección tipo colmena en aluminio y aspas en titanio. Posee un recubrimiento interno contra la corrosión.

- **Marco Frontal y Colector de Aire.** Este marco da soporte al rotor del compresor de baja presión (LPC) y por el frente a la parte final del rotor del compresor de alta presión, además es la parte que une el flujo de aire saliendo del compresor de baja presión y entrando al compresor de alta presión. En la pared externa de esta estructura se ubican las doce (12) puertas de posición variable para la purga del aire del compresor de baja presión, que normalmente operan durante el arranque y a bajas velocidades. Estas compuertas descargan al colector de aire que se une al marco mediante bridas. A la salida del marco frontal se montan dos sensores de temperatura. El elemento de temperatura hace un ajuste sobre el control de las aspas variables (VSV) del estatore del compresor de alta presión; el control primario de esta VSV es la velocidad; y las puertas (Válvulas) de posición variable para el sangrado de aire del compresor de baja presión (VBV). Este elemento también provee información para el sistema de control (PLC) del sistema de combustible.

**1.4.3 Módulo de compresión de alta presión.** Los principales componentes del módulo de compresión se describen a continuación.

- **Compresor de alta presión (HPC).** Es un compresor de flujo axial de catorce etapas, seis de geometría variable en la parte del estatore (primera etapa a sexta) y ocho de geometría fija (séptima a catorce), posee una relación de compresión de 12 : 1, entregando el aire a 300 psig y 930 F. Esta variación de la posición de las aspas del estatore aumenta la eficiencia en cualquier rango de operación aun en el arranque, ya que durante el arranque o a bajas cargas las aspas de las ultimas

etapas no son capaces de manejar toda la carga de aire, por lo cual las aspas de posición variable se posicionan para reducir el flujo, a máxima carga las aspas variables están totalmente divergentes logrando la máxima eficiencia de la maquina.

De este compresor se extrae aire de la séptima, octava, décima y catorceava etapa con fines de enfriamiento y de presurización de algunas piezas del generador a gas (ejemplo Sumideros).

- **Rotor del compresor de alta presión.** Lo conforman catorce etapas de alabes fijos de flujo axial, cada una de las etapas es un compresor, y su tamaño disminuye a medida que avanza para lograra el objetivo de compresión (reducción de volumen/ aumento de presión).

El rotor esta atornillado a siete partes estructurales. La primera etapa, el eje y el disco de la segunda etapa son de titanio. Tres tornillos circulares principales son empleados para acoplar estos elementos a través de las juntas a la segunda, décima y catorceava etapa.

Los alabes de la primera y segunda etapa son individualmente encajados en ranuras axiales, el resto de alabes con encajados en ranuras circunferenciales, con estos se permite la remoción individual de los alabes sin tener que desmontar el rotor. Desde la segunda etapa hacia atrás se ha aplicado un recubrimiento entre los alabes para prevenir daños por fricción.

- **Estator del compresor de alta presión.** El estator del compresor de alta presión esta formado por cuatro secciones dos carcasas, una frontal y una posterior que contiene las aspas de los estatores, cada una dividido en dos mediante una brida horizontal para facilitar la inspección y mantenimiento. Los alabes de las etapas móviles no son intercambiables con los de las fijas, para prevenir una incorrecta instalación. La parte frontal del estator esta unida a la posterior mediante una brida circular atornillada.

La carcasa frontal contiene todas las etapas (6) con geometría variable. Los álabes fijos desde la séptima a la onceava etapa se encuentran también en la carcasa frontal y están acomodados en ranuras circunferenciales maquinadas en la carcasa. La octava etapa posee un múltiple soldado a la carcasa de donde se extrae el aire para varios fines.

**1.4.4 Módulo de la turbina de alta presión (HPT).** En este módulo los gases de combustión se expande liberando energía que se transmite al rotor de la turbina de alta presión (HPT). Consta de los siguientes componentes:

- Tobera primera etapa removible como una unidad.
- Tobera segunda etapa removible como una unidad.
- Toberas primera y segunda etapa reemplazables como dos segmentos.
- Alabes de la turbina removibles individualmente.
- La primera y segunda etapa son segmentadas, removibles y reemplazables en el conjunto del estator.

La temperatura del flujo de gas a la entrada de la turbina es de 2100 °F a una presión aproximada de 370 psi. En esta etapa del proceso lo que se espera es que el flujo realice trabajo sobre la turbina convirtiendo este en movimiento, transmitido al compresor de alta presión, y así el flujo pierde temperatura y presión por lo tanto a la salida de la turbina el flujo de gas lleva una temperatura de 1445 °F a una presión de 74 psi. Si bien la temperatura de salida esta normalmente a 2100 °F se usa aire de enfriamiento para el eje, los discos, los alabes y las aspas del estator para proteger y prolongar la vida de las partes de la turbina de alta presión.

- **Rotor de la turbina de alta presión.** Este diseño de dos etapas de rotores de alta eficiencia con álabes fijos es enfriado por aire, los dos discos se conectan mediante un cono espaciador-impulsor, soportado por ejes separados. El soporte para los cojinetes esta dado por el eje posterior de la turbina de alta presión y por el eje posterior del compresor de alta presión. El rotor posee un escudo térmico y se atornilla entre los bordes de los dos discos para reducir la temperatura de los elementos estructurales. Posee un sello de laberinto encajado para impedir pérdidas inter-etapa. La primera y segunda etapa son aleaciones de níquel y Rene80 (aleaciones de titanio) y recubiertas para protección térmica. Los diseños de los alabes del compresor de alta presión incluyen orificios para enfriamiento que impiden la deposición de material particulado dentro de los canales.

Los rotores del compresor de alta presión y turbina de alta presión están conectados entre sí por medio de acoples roscados. El eje del rotor es hueco para permitir el paso del eje que conecta el compresor de baja presión y la turbina de baja presión.

El aire de descarga del compresor de alta presión es usado para enfriar la estructura del rotor, la primera etapa de aspas del estator y ambas etapas de alabes fijos del rotor. El aire fluye dentro del eje presurizándolo entre el sello delantero y posterior, pasando luego a través del disco de la primera etapa del estator, y es separado hacia los alabes de la primera y segunda etapa de los rotores.

- **Toberas de la primera y segunda etapa.** La descarga de la décima etapa del compresor se usa para enfriar la segunda etapa de aspas del estator de la turbina de alta presión. El diseño del enfriamiento mediante aire de la descarga del compresor de las aspas de la primera etapa del estator es de doble impacto externo mediante múltiples orificios en su superficie para formar una película exterior que protege y aísla el aspa.

La estructura de la segunda etapa de aspas del estator se enfrían internamente con aire de la décima etapa del compresor de alta presión, entrando por la parte exterior, el enfriamiento se hace mediante el mecanismo o diseño del alabe tipo impacto y convección. Una parte del aire se descarga a través de orificios pequeños en el borde de salida del alabe y el resto por la parte inferior enfriando el sello inter- etapas y el cuerpo de los alabes rotativos.

- **Marco Posterior del Compresor.** Este marco que se conecta entre la brida del estator del compresor de alta, y el marco medio de la turbina, esta construido en un material llamado Inco 718, consta de una carcasa externa, 10 soportes radiales y el compartimiento del Sumidero B. La carcasa externa soporta:

- El combustor que esta sujeto por la parte delantera por dentro del marco, por medio de pasadores o pines.

- El múltiple de combustible con 30 pasajes para las boquillas que entran a la cámara de combustión, este múltiple se atornilla a este marco.

- ❑ La tobera de la primera etapa de la turbina (incluidos los alabes fijos).
  
- ❑ La parte central posee soporte para los cojinetes de desplazamiento axial y radiales; y para la parte media del rotor de alta presión.
  
- ❑ Los cojinetes de carga axial y radial, y una porción de la primera etapa de la tobera se soportan tanto inicialmente en el centro del marco y en los 10 soportes radiales de la carcasa. Tanto el centro, los soportes y la carcasa son hechos de una sola pieza fundida, esta se une a la carcasa del combustor mediante soldadura. Además sirve de puente entre la carcasa del compresor y el marco medio de la turbina (TMF). Un múltiple interno extrae aire desde la descarga del compresor de alta presión y la lleva a través de los soportes número 3, 4, 8 y 9 para ser usados en planta, estos soportes además contienen las tuberías de suministro la lubricación para el cojinete y arrastre del mismo desde el sumidero. En la carcasa delante de la brida intermedia hay 6 puertos para boroscopia, con ello se permite inspeccionar el combustor, las boquillas de combustible y la primera etapa de la tobera de la turbina. Dos puertos adicionales para inspección por boroscopia existen en la parte posterior de la carcasa.

**1.4.5 Cámara de combustión o Combustor (CC).** En el combustor anular (CAN) se puede quemar indistintamente gas natural o aceite diesel, con una baja caída de presión y una alta eficiencia en la combustión, ya que se obtienen perfiles de temperatura uniforme que evita la presencia de picos que reducen el promedio de la temperatura aumentando el consumo de combustible y reduciendo la eficiencia de la turbina. Posee tres zonas:

- En la zona de recirculación se evapora y pulveriza el combustible, y se hace una combustión parcial preparando así la entrada a la zona de combustión.
  
- En la zona de combustión se realiza idealmente la combustión al 100%. El aire proveniente del compresor de alta presión entra al combustor mediante un difusor, cuya función es evitar que la llama sea arrastrada aguas abajo pues la velocidad de salida del compresor de alta presión es alta (400- 500 pies/seg) mientras que en el combustor es baja (10-30 pies/seg), esto se logra mediante baffles que forman remolinos estabilizando la llama y homogeneizando la combustión. El diseño de la cámara con un domo tipo copas de remolino reduce la longitud de la cámara y el consumo de aire de enfriamiento a la vez que mejora la mezcla en la zona de recirculación eliminando la formación de carbón.

- En la zona de dilución se inyecta el combustible a través de los múltiples de combustible líquido o gaseoso mediante las 30 boquillas ubicadas en las copas de remolino atomizándolo para realizar una mezcla íntima con el aire, estas boquillas están centradas en una férula, dos de estas férulas tienen un puerto para la fijación de los ignitores. Al existir ignición o chispa la mezcla empieza a quemarse alcanzando en el interior de la cámara una temperatura máxima adiabática de llama de 3200 °F, que en realidad es tan solo de 2100 °F a la salida por efectos de transferencia de calor con aproximadamente el 82% del aire comprimido que se inyecta por orificios del combustor hacia la zona de dilución, solo el 18% restante se usa en el proceso de combustión, con esta temperatura de los gases de combustión se les permite la entrada a la turbina de alta presión ya que temperaturas más altas puedan dañar los materiales con que esta construida la turbina de alta presión.

**1.4.6 Módulo y aspas guías de la turbina de baja presión.** La turbina de baja presión (LPT) recibe los gases de combustión de la turbina de alta presión y transforma parte de la presión en movimiento para el rotor. La turbina esta refrigerada por aire de sangrado de la 8 etapa del compresor de alta presión, la presión de los gases de combustión caen de 73 psig a 50 psig.

- **Marco medio de la Turbina.** Este soporta la parte final del rotor de la turbina de alta presión mediante un cojinete radial, y soporta la carga total radial del rotor de la turbina de baja presión mediante dos cojinetes radiales, estos tres cojinetes se encuentran ubicados en el sumidero C. Este marco esta atornillado entre la brida del marco boroscopia del compresor y la brida frontal de la carcasa de la turbina de baja presión; además provee un paso suave entre la turbina de alta presión y la brida frontal de la carcasa de la turbina de baja presión. La tubería de boroscopia y de presurización de los sellos se localiza en los soportes superiores, se obtiene aire para refrigerar y presurizar el sumidero C de la séptima etapa del compresor de alta presión y de la descarga del compresor de baja presión.

El marco central es hecho de Inco 718 con bridas para soportar el compartimiento del sumidero y los sellos estacionarios. Tiene ocho soportes distribuidos circunferencialmente.

El soporte cónico del cojinete de la turbina de alta presión y el compartimiento del sumidero están atornillados a la brida delantera del marco central. Los dos soportes cónicos de los cojinetes de la turbina de baja presión y el compartimiento del sumidero están unidos atrás de la brida central.

- **Rotor de la turbina de baja presión.** Consiste de un eje cónico, un disco y una etapa simple de alabes. El eje es de acero protegido contra la corrosión mediante recubrimiento de difusión intermetálica A12. El disco es maquinado de Inco 718, los alabes son recubiertos para resistencia térmica. Para la retención radial de los alabes se usan tres lengüetas, para la retención axial se hace con sellos de rotación para las superficies y anillos de retención para la superficie trasera del borde del disco. Los alabes de la turbina de baja presión se adaptan con puntas para reducir la vibración. El rotor se fija al eje mediante tuercas, además este rotor de la turbina de baja presión se soporta por dos rodamientos localizados en el sumidero C ubicado en el marco medio de la turbina.

Los alabes fijos no son refrigerados pero el disco sí con aire de la séptima etapa del compresor de alta presión.

**1.4.7 Turbina de Potencia.** Es una turbina para acoplamiento aerodinámico con flujo axial, compuesta por tres etapas de alabes rotativos y aspas fijas del estator, la sujeta un marco horizontalmente dividido. Este marco tiene unos soportes radiales por donde pasan las líneas de suministro y barrido de aceite, dos sensores magnéticos de velocidad, dos sensores de vibración de tipo acelerómetro.

- **Soportes del Marco de la turbina de potencia.** Posee ocho soportes radiales que tiene los siguientes propósitos:

Presurizar el cojinete con aire de la octava etapa del compresor de alta presión e introducido a través de los soportes uno y cuatro.

El soporte número dos tiene un propósito dual es el venteo de aire del sumidero que se dirige hacia el separador aceite/ aire; y servir de guía para el medidor de velocidad (*Pickup*).

Como el sello del sumidero es del tipo laberinto se requiere la presurización de este, esta se extrae del compresor de baja presión del generador a gas y se lleva a través del soporte número tres, adicionalmente uno de los acelerómetros para medir vibración es llevado dentro de este soporte.

□ El soporte número cinco contiene el tubo delantero y posterior para el lubricante de barrido.

□ El soporte número seis contiene el tubo de los sellos de presurización que conecta el centro de la maquina con el marco, el aire de presurización es venteado a través del soporte número seis.

□ El soporte número siete provee el pasaje para la tubería de suministro de lubricación del tercer rodamiento, y el *conduit* para el segundo acelerómetro, además incluye una conexión para suministro de aire de enfriamiento después del corte de la unidad.

□ El sumidero de la turbina de potencia es venteado a través del soporte número ocho, este además soporta el *conduit* para el segundo medidor de velocidad, el arreglo del venteo de este soporte es similar al del soporte dos.

- **Cámara del estator de la turbina de potencia.** Posee la parte delantera y trasera, la primera esta formada por cuatro partes atornilladas entre sí radialmente y la parte trasera por dos partes. La parte delantera es manufacturada en Inco 718 con alta resistencia a la temperatura y a la expansión similar al marco medio de la turbina al cual se une.

El estator de la turbina de potencia (PT) posee tres etapas la primera etapa tiene veintidós toberas, mientras que la segunda y tercera etapa posee veintiséis cada una. Cada aspa del estator esta fija circunferencialmente dentro de la carcasa mediante un *pin*.

- **Aspas del estator de la turbina de potencia.** Cada segmento de los estatores consiste de tres superficies la del estator con una superficie interna y externa; la superficie interna ha sido integrada a un sello tipo colmena, que a la vez se alinea con el sello rodante inter- etapas tipo laberinto, localizado en el eje. Existen tres puertos para inspección mediante boroscopía en la carcasa, uno para cada etapa de los alabes y aspas.

- **Caja del sumidero del cojinete.** Este se encuentra atornillado en el centro del marco de la turbina de potencia, los rodamientos soportan el rotor de cada una de las etapas de alabes de la turbina de potencia.

- **Cojinetes de la turbina de potencia (PT).** El eje del rotor de la turbina de potencia esta soportado por dos rodamientos de rodillo antifricción los cuales toman las cargas radiales y uno de bola que soporta la carga axial o de empuje. Son lubricados mediante el mismo sistema del generador a gas, por la bomba de lubricación y arrastre ubicadas en el mecanismo de engranaje. Estos rodamientos están ubicados en el sumidero y el aceite se les dosifica mediante cuatro inyectores.

- **Eje del Rotor.** Posee una brida forjada en la parte delantera y uno interno en la parte trasera del eje. Posee un sello de laberinto, estos son presurizados con aire proveniente del compresor que previene que el aceite escape de los cojinetes. El rotor esta maquinado para acomodar el cojinete.

El torque del eje del rotor es transmitido mediante un acople flexible tipo separador al generador eléctrico, los elementos flexible consisten en paquetes de discos flexible, asegurados en cada extremo por un separador tubular. Un adaptador conecta el paquete de discos delanteros al eje de la turbina de potencia, y otro adaptador conecta el paquete de discos traseros al eje del generador eléctrico.

- **Disco del rotor.** Está maquinado periféricamente para acomodar los alabes, el disco del rotor de la segunda etapa tiene una sección cónica extendida atrás terminada en brida, la primera etapa se une a la segunda mediante un sello bridado localizado en la cara posterior, estos sellos delantero y posterior se une mediante 75 tornillos. La segunda etapa se une a la tercera por sellos de anillo y a la brida del eje del rotor mediante brida cónica, el sello entre estas dos etapas se asegura mediante cincuenta y siete soportes recubiertos y tuercas de auto cierre.

**1.4.8 Arrancador hidráulico.** Este sistema se emplea para girar el generador a gas a través de engranaje con el compresor de alta presión, hasta una velocidad donde ya puede girar sin asistencia externa, el arranque con este sistema hidráulico permite además proporcionar el giro para labores de mantenimiento y lavado fuera de línea, realizar la purga de combustible y condensados del sistema previa al arranque, y el enfriamiento de la unidad.

Cuando la velocidad del compresor de alta presión cae por debajo de 1700 rpm durante la operación normal el arrancador hidráulico debe enganchar automáticamente el generador a gas y comenzar a acelerar el compresor nuevamente. El sistema emplea un motor hidráulico montado en el mecanismo de

engranaje de la turbina el cual se ubica debajo del generador a gas, con las siguientes características:

- **Motor Hidráulico.** Formado por cinco pistones hidráulicos los cuales dan movimiento al plato oscilante, el cual entrega un movimiento circular. Incluye además el embrague de sobre corrida que realiza el acople y desacople del motor con el mecanismo de engranaje, para la maniobra de arranque.

- **Gearbox.** Un elemento acoplado a esta caja de engranajes que transmite el movimiento al mecanismo de engranaje, la cual tiene piñones cónicos y transmite el movimiento a la entrada del mecanismo de engranaje y este se acopla con el eje del compresor de alta presión.

**1.4.9 Sistema de aire de combustión y ventilación.** Su función es tomar el aire atmosférico para filtrarlo y depurarlo y poder ser utilizado en la combustión y refrigeración de la turbina, refrigeración de la cámara de combustión y en la ventilación de los compartimentos de turbina y generador.

La calidad del aire debe ser elevada para evitar daños en los alabes y aspas de la máquina.

- **Casa de filtros.** Es una estructura metálica de acero al carbón soportada por cuatro soportes, este compartimento se ubica sobre la turbina y los silenciadores albergando a los separadores inerciales, los filtros de alta eficiencia y la cámara llamada *plenum*.

- **Separadores inerciales.** Constan de dos grupos de separadores inerciales instalados en la parte exterior de la casa filtros protegidos por una capota de la intemperie. El separador inercial esta conformado por unos paneles y separadores que contienen tubos y aletas que al entrar el aire del medio ambiente a los tubos por acción de los ventiladores, causan remolino precipitando las partículas a una cámara y dando paso al aire limpio a los filtros con una eficiencia de separación del 95% .

- **Silenciador.** Consta de una serie de laminas de acero inoxidable perforadas y recubiertas con material de fibra. Su función principal es absorber el ruido de alta frecuencia producido por el compresor de baja presión para entregar un máximo de 85 decibeles a tres pies a la máxima carga 275000 SCFM.

**1.4.10 Sistemas de lubricación.** El turbogenerador tiene dos sistemas de lubricación independientes tanto en componentes como en el tipo de lubricante que emplean. El primero comprende la lubricación del generador a gas y a la turbina de potencia, este primer sistema lubrica y refrigera los rodamientos, adicionalmente provee el aceite necesario para mover el sistema hidráulico de la turbina.

El segundo sistema comprende la lubricación del generador eléctrico, el cual utiliza dos cojinetes de fricción, que deben ser lubricados con aceite mineral. Su misión es disminuir el rozamiento que existe entre el eje del generador y la chumacera, formando una película de lubricación entre ambas partes.

**1.4.11 Generalidades generador eléctrico.** El generador eléctrico es una máquina simple que consta de embobinado de cobre, denominado como estator, y un campo magnético, llamado rotor o campo generador.

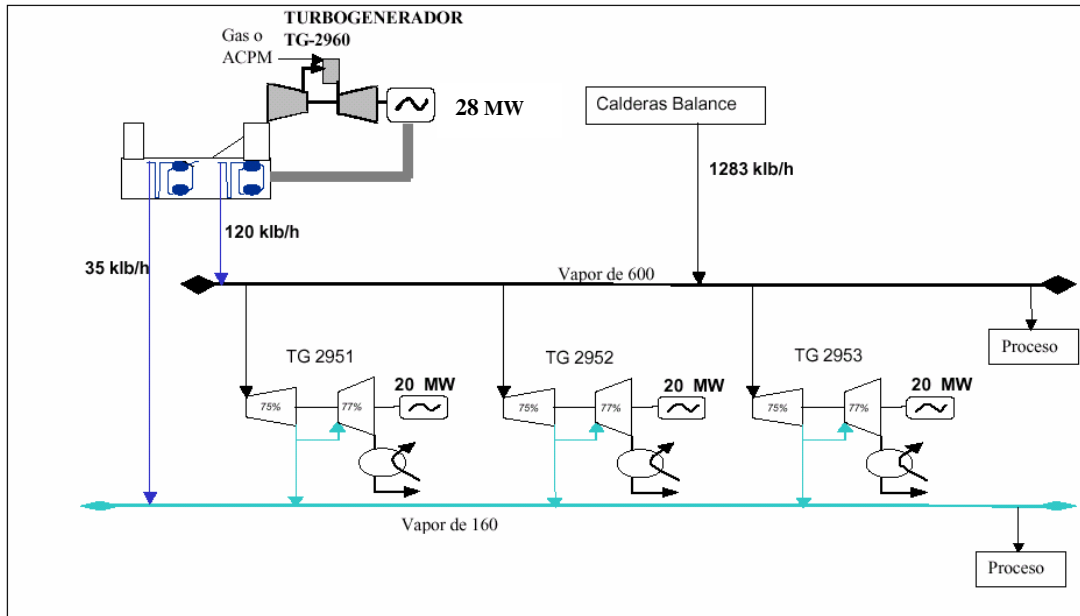
La rotación del campo generador (campo magnético) hace que la corriente eléctrica fluya a través de los embobinados del estator. Cuando los embobinados del estator están conectados a la carga, por ejemplo un motor eléctrico, la corriente fluye de los embobinados del generador hacia los embobinados del motor, causando la rotación de este. El flujo de corriente regresa a los embobinados del estator del generador a través del motor eléctrico. Entender la relación funcional del campo generador y los embobinados del estator es la clave para entender como funciona el generador eléctrico.

## **1.5 MARCO OPERACIONAL DEL TURBOGENERADOR TG-2960**

La red de Generación eléctrica de la Unidad de Balance, consta de tres turbogeneradores a vapor, cuya capacidad de generación es de 20 megavatios cada uno. Estos turbogeneradores son alimentados con vapor sobrecalentado de 600 psi y 750 ° F producido por cinco calderas acuatubulares.

El turbogenerador a gas TG-2960 tiene una capacidad en ciclo simple de 28 megavatios y los gases calientes productos de la combustión son aprovechados para producir vapor sobrecalentado de 600 psi y 170 psi en la unidad recuperadora de calor residual (URCR) y son enviados a los cabezales existentes. En la **figura 5** se muestra el esquema operacional dentro del turbogenerador TG-2960 en la Unidad de Balance de la Refinería de Barrancabermeja .

Figura 5. Esquema Operacional Turbogeneradores en la Unidad de Balance



Fuente: el autor

## 2. RESULTADOS DE LAS DIFERENTES CORRIDAS UTILIZANDO ACPM Y GAS NATURAL

El turbogas tiene una capacidad de generación en ciclo simple de 28 megavatios-hora, actualmente se encuentra limitada a 14 megavatios-hora debido a problemas de vibración en la turbina de potencia. Debido a esto, las corridas se realizaron iniciando con un nivel de generación de 5 megavatios-hora (a valores menores la máquina muestra inestabilidad) hasta el máximo valor que permite su limitación (14 megavatios-hora).

Para cada nivel de generación eléctrica se obtuvo el consumo de cada uno de los combustibles y mediante el poder calorífico de cada uno de estos, calculamos la rata de calor para cada caso. El término rata de calor es referido a la cantidad de energía calórica suministrada a la máquina (BTU) a través de un combustible para producir una unidad de energía eléctrica (kilovatio-hora), de manera que entre más bajo sea la rata de calor empleada por un turbogenerador, más eficiente opera.

### 2.1 CONSUMOS DE ACPM PARA CADA NIVEL DE GENERACION

Para realizar las corridas con ACPM, se mantiene lo más estable posible al niveles de generación evaluado, y previamente se realiza una calibración del medidor de flujo. El consumo de éste combustible se confirma con la diferencia en los niveles de los tanques de almacenamiento. En el **cuadro 1** se muestran los resultados de estas corridas para los diferentes niveles de generación eléctrica en el turbogas TG-2960.

Cuadro 1. ACPM consumido para cada nivel de generación eléctrica

MW-Hr	Consumo DIA de ACPM (BLS)	Consumo de ACPM hora (BLS)
5	531	22,11
6	587	24,44
7	642	26,74
8	691	28,77
9	729	30,39
10	746	31,10
11	745	31,05
12	678	28,26
13	701	29,22
14	731	30,46

Fuente: el autor.

## 2.2 EFICIENCIA EN TERMINOS DE RATA DE CALOR PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELECTRICA UTILIZANDO ACPM

Para el cálculo de la rata de calor empleada por la máquina en cada nivel de generación usando como combustible ACPM, está involucrado el consumo de combustible, el poder calorífico de éste combustible (determinado en laboratorio), y por supuesto el nivel de generación de energía eléctrica . En el **anexo 1** se muestra un ejemplo de cálculo de la rata de calor para un determinado nivel de generación.

Los resultados de la rata de calor de la máquina para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando ACPM como combustible se muestran en el **cuadro 2**.

Cuadro 2. Rata de calor obtenida para cada nivel de generación usando ACPM

MW-Hr	Consumo día de ACPM (BLS)	Consumo de ACPM hora (BLS)	Rata de Calor Btu/ Kw-h
5	531	22,11	24600
6	587	24,44	22660
7	642	26,74	21250
8	691	28,77	20005
9	729	30,39	18780
10	746	31,10	17300
11	745	31,05	15700
12	678	28,26	13100
13	701	29,22	12500
14	731	30,46	12100

Fuente: el autor

## 2.3 CONSUMOS DE GAS NATURAL PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN

Para realizar las corridas con gas natural, se mantiene lo más estable posible al niveles de generación evaluado, y previamente se realiza una calibración del medidor de flujo, tanto en el existente en la máquina, como en el medidor existente en *turboexpander* (el usado para liquidar la compra del gas con Ecogas). En el

**cuadro 3** se muestran los resultados de estas corridas para los diferentes niveles de generación eléctrica en el turbogas TG-2960.

Cuadro 3. Gas natural empleado para cada nivel de generación

MW-Hr	Consumo DIA de Gas KPCED	Consumo de Gas hora KPCEH
5	2829	117,87
6	3139	130,81
7	3364	140,16
8	3419	142,45
9	3376	140,68
10	3376	140,68
11	3159	131,64
12	3110	129,57
13	3165	131,88
14	3165	131,88

Fuente: el autor

## 2.4 EFICIENCIA EN TERMINOS DE RATA DE CALOR PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELECTRICA UTILIZANDO GAS NATURAL

Para el cálculo de la rata de calor empleada por la máquina en cada nivel de generación usando gas natural, está involucrado el consumo del combustible, su poder calorífico determinado en laboratorio en BTU / pie cúbico y por supuesto el nivel de generación de energía eléctrica . En el **anexo 2** se muestra un ejemplo de cálculo de la rata de calor para un determinado nivel de generación.

Los resultados de la rata de calor de la máquina para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando gas natural como combustible se muestran en el **cuadro 4**.

Cuadro 4. Rata de calor obtenida para cada nivel de generación empleando Gas natural

MW-Hr	Consumo día de Gas KPCED	Consumo de Gas KPCEH	Rata de Calor Btu/ KW-H
5	2829	117,87	22772
6	3139	130,81	21060
7	3364	140,16	19342
8	3419	142,45	17201
9	3376	140,68	15100
10	3377	140,69	13591
11	3159	131,64	11560
12	3110	129,57	10430
13	3165	131,88	9800
14	3165	131,88	9100

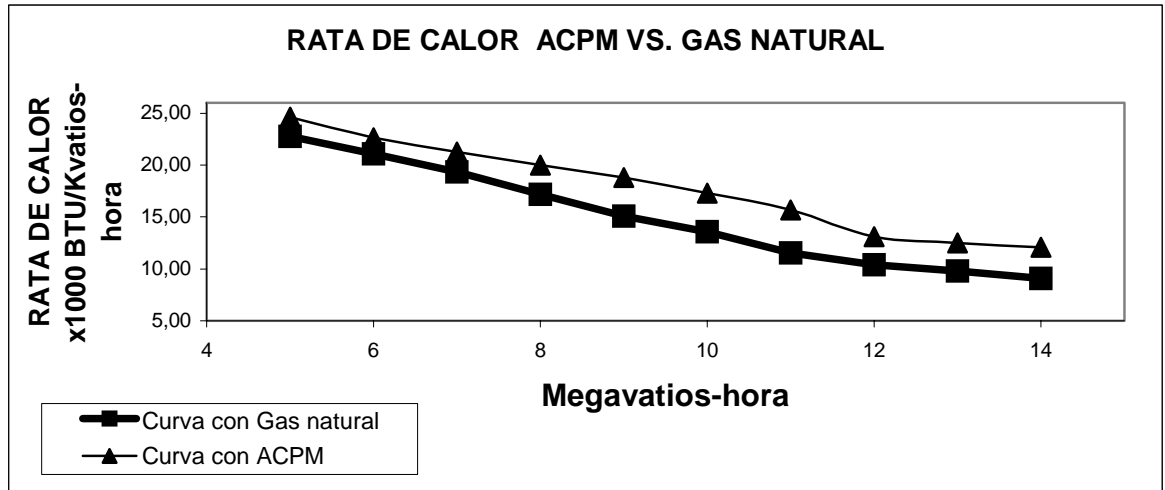
Fuente: el autor

## 2.5 RATA DE CALOR ACPM VS. GAS NATURAL PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las curvas de rata de calor obtenidas para cada combustible y para cada nivel de generación son presentadas en la **figura 6** y permite analizar que :

- En términos generales los valores de rata de calor para ambos combustibles descienden a medida que aumentan los valores de generación y mantienen la misma tendencia, pero el uso de gas natural permite a la máquina operar a ratas de calor menores a cuando usa ACPM y esto se mantiene para todos los valores de generación eléctrica.
- A bajas generaciones de energía eléctrica, el turbogas trabaja a valores de rata de calor superiores a 20000 BTU / Kilovatio-hora independiente del tipo de combustible utilizado, esto hace que la operación del turbogas TG-2960 en estas condiciones sea muy ineficiente, por ejemplo para generación eléctrica de 5 megavattios-hora, la máquina utiliza ratas de calor de 24600 BTU/ Kilovatio-hora usando ACPM y 22772 BTU/ Kilovatio-hora usando gas natural.

Figura 6. Megavatios-hora vs. Rata de Calor para ACPM y Gas



Fuente: el autor

## 2.6 EFICIENCIA EN TERMINOS DE ENERGIA ENTREGADA-ENERGIA APROVECHADA

La energía entregada al sistema se resume en la energía contenida en el combustible que entra a la máquina, la energía contenida en el aire (combustión y refrigeración de algunas partes mecánicas) y la energía contenida en el agua de caldera. La energía aprovechada involucra la energía eléctrica generada, y la energía contenida en el vapor de 600 psi y 165 psi generados. Ver **anexo 3**.

**2.6.1 Energía aprovechada por el turbogas para cada nivel de generación eléctrica cuando utiliza gas natural.** Cuando se habla de energía total entregada al turbogas se refiere a toda la energía que entra a la unidad en términos de combustible, aire y agua para calderas.

La energía aprovechada por la máquina está representada por la energía eléctrica generada, la energía contenida en el vapor de 600 psi generado y en la energía del vapor de 165 psi generado.

La energía total entregada al sistema del turbogas y la energía aprovechada por éste cuando se utiliza como combustible gas natural, se muestran en los **cuadros 5 y 6**.

Cuadro 5. Energía entregada al turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando gas natural

ENERGIA ENTREGADA GAS NATURAL							
MW-H	Consumo de Gas hora KPCEH	KBTU GAS	FLUJO DE AIRE KPCEH	KBTU AIRE	FLUJO AGUA CALDERA KLBH	KBTU AGUA CALDERA	KBTU TOTAL ENTRANDO
5	117,87	113862,42	16500	5836,05	13,00	260	119958,42
6	130,81	126362,46	16500	5836,05	21,00	525	132723,51
7	140,16	135394,56	16500	5836,05	26,00	650	141880,61
8	142,45	137606,70	16500	5836,05	29,00	725	144167,75
9	150,00	144900,00	16500	5836,05	34,00	850	151586,05
10	153,12	147913,92	16500	5836,05	39,00	975	154724,97
11	155,55	150261,30	16500	5836,05	43,00	1075	157172,35
12	159,38	153961,08	16500	5836,05	47,00	1175	160972,13
13	160,14	154695,24	16500	5836,05	52,00	1300	161831,29
14	160,87	155400,42	16500	5836,05	57,00	1425	162661,47

Fuente: el autor

Cuadro 6. Energía aprovechada por el turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando gas natural

MW-H	KBTU ENERGIA ELECTRICA GENERADA	FLUJO DE VAPOR 600 PSI (600°F) KLBH	KBTU VAPOR 600 PSI (600°F)	FLUJO DE VAPOR 165 PSI (516°F) KLBH	KBTU VAPOR 600 PSI (516°F)	KBTU TOTAL APROVECHADO
5	17060,7	6,20	7998	4,00	5124	30182,7
6	20472,84	13,00	16770	7,50	9607,5	46850,34
7	23884,98	16,50	21285	9,20	11785,2	56955,18
8	27297,12	18,50	23865	10,30	13194,3	64356,42
9	30709,26	22,00	28380	11,20	14347,2	73436,46
10	34121,40	25,30	32637	13,40	17165,4	83923,80
11	37533,54	28,00	36120	14,50	18574,5	92228,04
12	40945,68	30,70	39603	19,00	21020,04	101568,72
13	44357,82	34,00	43860	17,50	22417,5	110635,32
14	47769,96	37,50	48375	19,00	24339,0	120483,96

Fuente: el autor

**2.6.2 Energía aprovechada por el turbogas para cada nivel de generación eléctrica cuando utiliza ACPM.** La energía total entregada al sistema del turbogas y la energía aprovechada por éste cuando se utiliza como combustible ACPM, se muestra en los **cuadros 7 y 8**.

Cuadro 7. Energía entregada al turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando ACPM

MW-H	ENERGIA ENTREGADA- ACPM						
	Cons. de acpm BLS/HR	KBTU ACPM	FLUJO DE AIRE KPCEH	KBTU AIRE	FLUJO AGUA CALDERA KLBH	KBTU AGUA CALDERA	KBTU TOTAL ENTRANDO
5	531	123000	16500	5836,05	9,52	238	129074,05
6	587	135960	16500	5836,05	20,50	512,5	142308,55
7	642	148750	16500	5836,05	25,60	640	155226,05
8	691	160040	16500	5836,05	28,30	707,5	16658,55
9	729	169020	16500	5836,05	33,40	835	175691,05
10	746	173000	16500	5836,05	37,06	926,5	179762,55
11	797	184000	16500	5836,05	42,10	1052,5	190888,55
12	803	186000	16500	5836,05	46,00	1150	192986,05
13	819	189800	16500	5836,05	50,00	1250	196886,05
14	840	194600	16500	5836,05	55,90	1397,5	201833,55

Fuente: el autor

Cuadro 8. Energía aprovechada por el turbogas para los diferentes niveles de generación eléctrica utilizando ACPM

MW/H	KBTU ENERGIA ELECTRICA GENERADA	FLUJO DE VAPOR 600 PSI (600°F) KLBH	KBTU VAPOR 600 PSI (600°F)	FLUJO DE VAPOR 165 PSI (516°F) KLBH	KBTU VAPOR 600 PSI (516°F)	K BTU TOTAL APROVECHADO
5	17060,70	6,20	7998	4,00	5124,00	30182,70
6	20472,84	13,00	16770	7,50	9607,50	46850,34
7	23884,98	16,50	21285	9,20	11785,20	56955,18
8	27297,12	18,50	23865	10,30	13194,30	64356,42
9	30709,26	22,00	28380	11,20	14347,20	73436,46
10	34121,40	25,30	32637	13,40	17165,40	83923,80
11	37533,54	28,00	36120	14,50	18574,50	92228,04
12	40945,68	30,70	39603	16,00	20496,00	101044,68
13	44357,82	34,00	43860	17,50	22417,50	110635,32
14	47769,96	37,50	48375	19,00	24339,00	120483,96

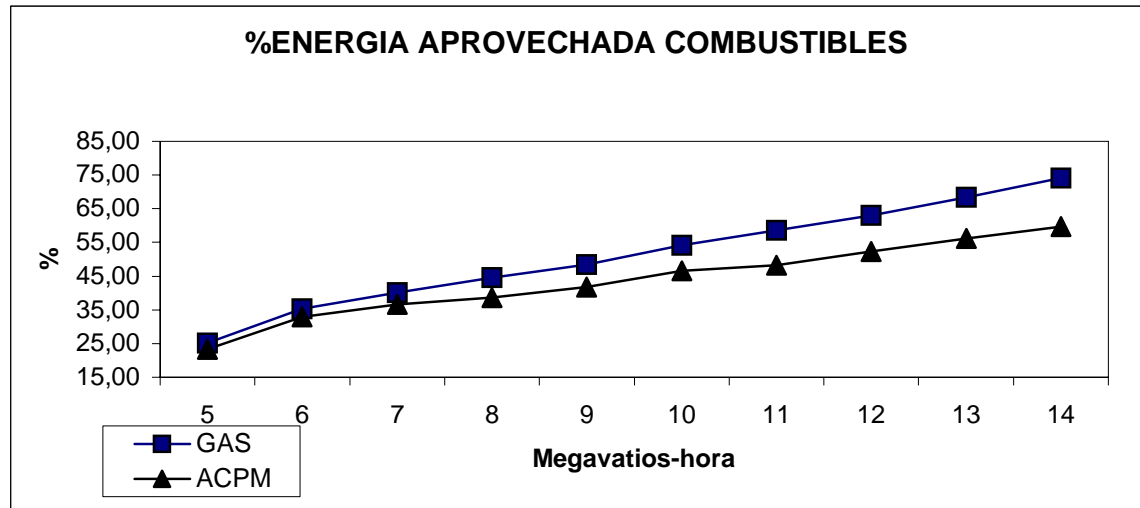
Fuente: el autor

**2.6.3 Comparativo en términos de eficiencia para los dos tipos de combustibles.** En la **figura 7** se presenta las curvas obtenidas del porcentaje de energía aprovechada por el turbogas de acuerdo al nivel de generación eléctrica, para cada nivel de generación. En el **anexo 3** se presenta un ejemplo para calcular el porcentaje de energía aprovechada para un nivel de generación determinado.

Las curvas de porcentaje de energía aprovechada obtenidas para cada combustible permite analizar que :

- A bajas generaciones de energía eléctrica el porcentaje de energía total aprovechada para ambos combustibles es muy bajo y la diferencia entre uno y otro son pequeñas. A medida que la generación eléctrica aumenta, el porcentaje de energía total aprovechada mejora para ambos combustibles, pero la diferencia entre uno y otro aumenta, mostrándose más eficiente el uso de gas natural.
- A altas generaciones eléctricas se logran porcentajes de energía aprovechada cercanas a 60% para diesel y de 74% para gas natural.

Figura 7. Porcentaje de energía aprovechada vs. generación eléctrica



Fuente: el autor

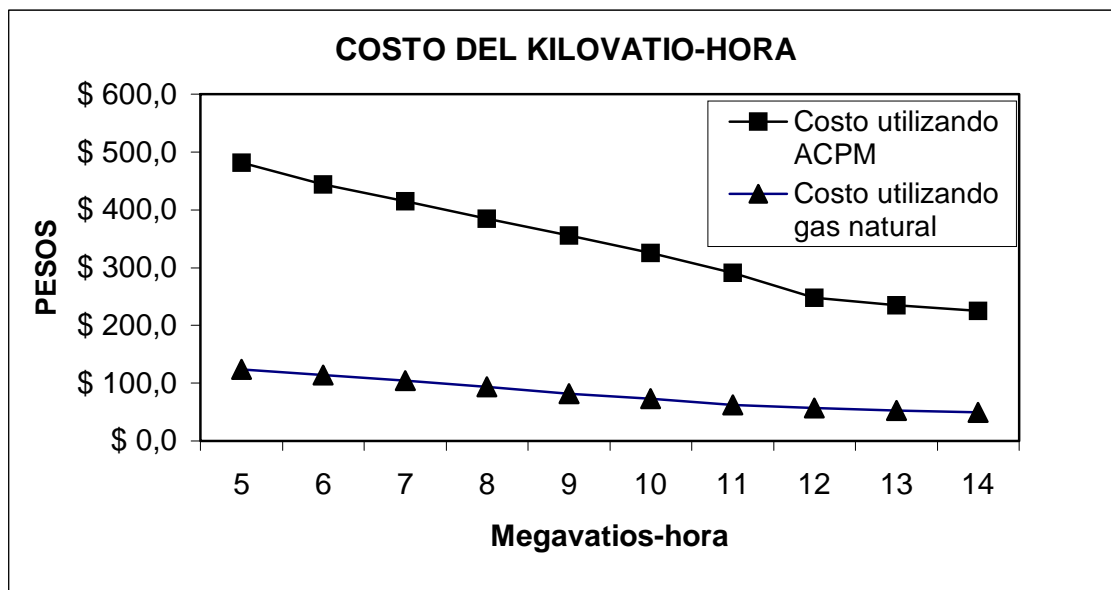
## 2.7 COSTOS POR KILOVATIO-HORA PARA CADA COMBUSTIBLE

En la **figura 8** se presentan los costos del kilovatio-hora para cada nivel de generación eléctrica de acuerdo al tipo combustible empleado y en el **anexo 4** se muestra un ejemplo de cómo se calcula los costos por kilovatio-hora para un nivel de generación eléctrica determinado.

De las curvas obtenidas de costos para cada generación eléctrica y para cada combustible se puede analizar lo siguiente:

- El costo del megavatio-hora generado en el turbogas usando diesel es 180% mayor al generado usando gas natural. La mayor incidencia radica en el alto costo del barril de diesel (alrededor de 30 dólares) y a la baja eficiencia de la máquina cuando trabaja con éste combustible con respecto a la operación con gas natural.
- El costo del megavatio-hora para ambos combustibles va reduciendo a medida que los niveles de generación aumentan. Sin embargo los costos del megavatio-hora usando diesel a máxima generación son aún mas elevados que el mayor valor encontrado usando gas natural a cualquier valor de generación eléctrica.

Figura 8. Costos del kilovatio-hora para cada nivel de generación para cada combustible



Fuente: el autor

Los costos operativos tales como salarios de operadores, administrativos, seguros no varían de un combustible a otro, por esta razón no hacen parte del estudio comparativo.

## 2.8 REQUISITOS DE MANTENIMIENTO

La unidad requiere ser sacada de servicio cada 1000 horas (aprox. cada 42 días) para la limpieza de los filtros de aire y para el lavado en línea del compresor con un químico diseñado especialmente para ésta máquina, independientemente del tipo de combustible que se emplee. Éste mantenimiento se realiza en aproximadamente 12 horas.

Cuando se emplea Diesel hay que realizar una tarea adicional que consiste en limpiar las 30 boquillas ubicadas en la zona de dilución del combustor anular, ya que éste combustible produce mucho hollín y coque. Ésta labor conlleva a una

duración de aproximadamente 12 horas adicionales al empleado en los lavados de compresor y filtros. Esto indica que en el año, la máquina estaría parada 4 días adicionales (mantenimiento cada 42 días y por 12 horas adicionales cada parada).

### 3. CONCLUSIONES

En términos generales se puede concluir, que el gas natural posee ventajas competitivas que lo hacen más apropiado que el uso del Diesel en el turbogas TG-2960. Particularmente se puede expresar las siguientes tópicos que respaldan esta conclusión:

- El turbogas requiere un suministro de energía contenida en el combustible entre ocho a dieciséis por ciento ( 8-16%) menor cuando utiliza gas natural (para niveles de generación eléctrica menores de 8 MWh) a cuando utiliza Diesel. Esta diferencia aumenta entre veinticuatro y treinta y cinco por ciento (24-35%) para valores de generación eléctrica mayores a 8 MWh. Esto representa una ventaja sustancial en eficiencia cuando se usa gas natural para la generación eléctrica, ventaja que aumenta a medida que los valores de generación también aumentan.
- El uso de diesel como combustible para generación eléctrica en el turbogenerador tiene un costo del ciento ochenta por ciento (180%) del uso del gas natural para el mismo fin, lo que hace que el uso de diesel en ésta máquina, sea una operación anti-económica.
- Teniendo en cuenta que el costo por kilovatio externo (ofrecido por otra compañía) es de aproximadamente \$180 pesos y las necesidades de diesel en el país, la generación eléctrica de ésta máquina con éste combustible es muy poco atractiva.
- Los turbogeneradores a vapor existentes en esta planta trabajan a una rata de calor de 12500 BTU/ Kilovatio-hora. De acuerdo a esto y a los resultados de rata de calor obtenidos del turbogas, para trabajar éste equipo por encima de la eficiencia de los turbogeneradores a vapor es necesario mantenerlo operando por encima de 10,5 Megavatios-hora utilizando gas natural.
- La diferencia entre los costos de energía externa (\$112.5 dólares /Megavatio-hora) y los requeridos para producir en el turbogas (\$46.12 dólares /Megavatio-hora) justificarían la reparación del equipo estimada en un millón de dólares, cuya inversión se recuperaría en menos de un año.

#### 4. RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar el diesel como combustible para generación eléctrica del turbogas sólo en condiciones de no disponibilidad de Gas Natural, su uso genera sobre costos que pueden ser evitados utilizando Gas Natural para ese mismo propósito.
- Se recomienda operar la máquina el mayor tiempo posible a niveles de generación eléctrica mayores a 10,5 Megavatios-hora. A niveles menores a éste valor el turbogenerador trabaja a eficiencias bajas, inclusive por debajo de eficiencia de otros equipos como turbogeneradores a vapor.
- Si se requiere mantener disponibilidad eléctrica en el anillo compuesto por turbogeneradores de vapor y turbogas, es recomendable hacerlo a través de los turbogeneradores de vapor y mantener la generación eléctrica en el turbogas lo más alta posible. De ésta manera se mantiene trabajando el equipo en niveles de eficiencia aceptables.
- Se requiere mantener la caldera del turbogas en servicio el mayor tiempo posible, de otra manera, el aprovechamiento de calor suministrado a la máquina a través del combustible sería muy bajo y la operación se haría insostenible en términos económicos.

## **BIBLIOGRAFÍA**

CRANE. Flow of fluids through valves. Fittings and pipes. México : Technical Paper N° 410, 1995.

EXXON-ESSO. Design Practices. USA : Vol. III, 1973.

GENERAL ELECTRIC. Turbinas aeroderivadas, 2000.

GPSA. Engineering Data Book. Oklahoma : Vol. II, 1998.

GRUPO DE CAPACITACION GCB-ECOPETROL. Manual de Operación Turbina LM-5000, 2000.

ECOPETROL Manual de operación turbogas. 2003, 90 p.

TURBINAS A GAS. Disponible en : <<http://www.monografias.com>>.

# **ANEXOS**

Anexo 1

EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER LA RATA DE CALOR DE LA  
MÁQUINA UTILIZANDO ACPM

## EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER LA RATA DE CALOR DE LA MÁQUINA UTILIZANDO ACPM

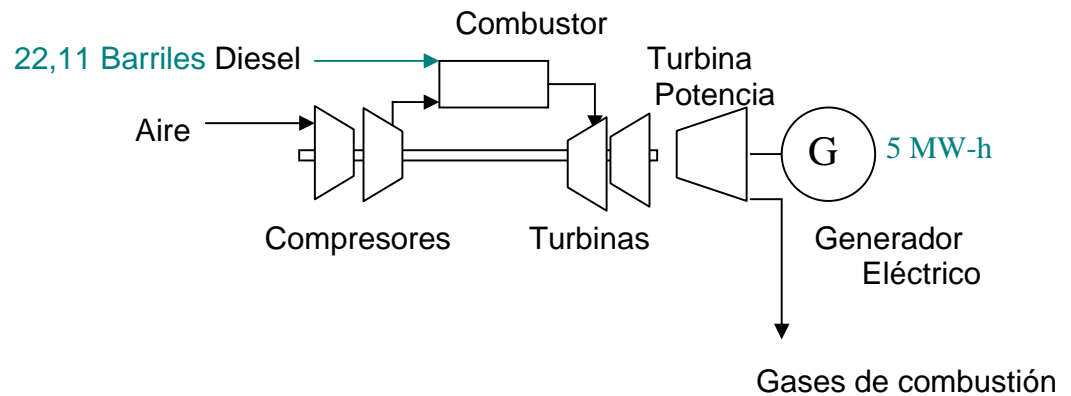
### Datos

Base de cálculo : 1 hora

Generación de energía eléctrica a evaluar: 5 Megavatios

Poder Calorífico del Diesel : 132454,61 BTU/ galón (obtenido en laboratorio)

Consumo de combustible : 22,11 Barriles



La rata de calor se obtiene mediante la relación:

$(22,11 \text{ BLS/ hora} \times 42 \text{ galones} / 1 \text{ BLS} \times 132454,61 \text{ BTU/ galón}) / 5000 \text{ KV-h}$

**= 24600 BTU de combustible/ Kilovatio generado**

De igual manera se calculan las ratas de calor para cada nivel de generación eléctrica utilizando ACPM como combustible.

## Anexo 2

### EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER LA RATA DE CALOR DE LA MÁQUINA UTILIZANDO GAS NATURAL

## EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER LA RATA DE CALOR DE LA MÁQUINA UTILIZANDO GAS NATURAL

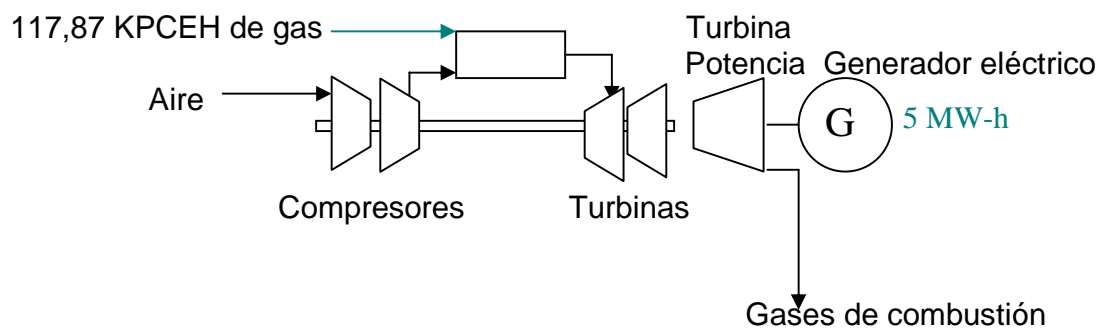
### Datos

Base de cálculo : 1 hora

Generación de energía eléctrica a evaluar: 5 Megavatios

Poder Calorífico del gas natural : 966 BTU / pie cúbico (obtenido en laboratorio)

Consumo de combustible : 117,87 KPCEH (kilo-pies cúbicos standard hora)



Se obtiene la rata de calor mediante la relación:

$$\begin{aligned} \text{Rata de calor} &= (117,87 \text{ KPCEH} \times 966 \text{ BTU/ pie cúbico}) / 5000 \text{ Kilovatios-hora} \\ &= \mathbf{22772,48 \text{ BTU/ Kilovatio}} \end{aligned}$$

De igual manera se calculan las ratas de calor para cada nivel de generación eléctrica utilizando gas natural como combustible.

### Anexo 3

EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER EL PORCENTAJE DE ENERGÍA APROVECHADA EN EL TURBOGÁS PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN

EJEMPLO DE CALCULO PARA OBTENER EL PORCENTAJE DE ENERGÍA APROVECHADA EN EL TURBOGÁS PARA CADA NIVEL DE GENERACIÓN

Base de cálculo: 1 Hora.

*Energía entrando al sistema*

Combustible

Flujo de gas : 117870 pies cúbicos  
 Poder calorífico : 966 BTU/ pie cúbico

$$\begin{aligned} \text{Energía combustible} &= \text{flujo de gas} * \text{poder calorífico del gas} \\ &= 117870 \text{ pies cúbicos} * 966 \text{ BTU /pie cúbico} \\ &= 113862,42 \text{ KBTU} \end{aligned}$$

Aire

Flujo de aire : 16500 KPCE  
 Densidad : 0.0752 lb./ pie cúbico ( Ver Crane, A-8)  
 Delta T. : (87.45- 68) °F; Referencia: 68 °F (Ver Crane A-8)  
 Cap. calórica : 0.241 BTU/ lb.°F (Ver Crane, A-8)

$$\begin{aligned} \text{Energía aire} &= \text{flujo de aire} * \text{densidad} * \text{cap. calórica} * \text{delta temperatura.} \\ &= 16500 \text{ KPCEH} * 0.0752 \text{ lb./ ft}^3 * 0.241 \text{ BTU/ lb.}^\circ\text{F} * (87.45- 68) ^\circ\text{F} \\ &= 5836,05 \text{ KBTU} \end{aligned}$$

Agua de caldera

Flujo de agua : 13 Kilo-libras  
 Cap. Calórica : 1 BTU/ lb °F  
 Delta Temp. : (85- 60) °F

$$\begin{aligned} \text{Energía agua} &= \text{flujo de agua} * \text{cap. calórica} * \text{delta temperatura} \\ &= 13 \text{ klb} * 1 \text{ BTU/ lb} ^\circ\text{F} * (85-60) ^\circ\text{F} \\ &= 260 \text{ KBTU} \end{aligned}$$

<i>Energía entrando al sistema KBTU</i>		
<i>Combustible</i>	<i>Aire</i>	<i>Agua de calderas</i>
<i>113862,42</i>	<i>5836,05</i>	<i>260</i>
<i>Total = 119958,42</i>		

*Energía absorbida ó aprovechada por el sistema*

Energía eléctrica

Energía eléctrica = 5000 Kvatios-hora

Energía eléctrica en unidades de BTU = 5000 Kvatios-h \* 3412,14 BTU/1 Kvatios-h  
= 17060,7 Kilo-BTU

Vapor de 600 psi

Flujo de vapor de 600 psi = 6,2 KLB

Entalpía (a 600 psi y 600 °F) = 1290 BTU/ LB (ver Crane A-17)

Energía contenida en el vapor de 600 psi = 6,2 KLB \* 1290 BTU/ LB  
= 7998 Kilo-BTU

Vapor de 165 psi

Flujo de vapor de 165 psi = 4 KLB

Entalpía (a 165 psi y 516 °F) = 1281 BTU/ LB (ver Crane A-16).

Energía contenida en el vapor de 165 psi = 4 KLB \* 1281 BTU/ LB  
= 5124 Kilo-BTU

<i>Energía absorbida ó aprovechada por el sistema KBTU</i>		
<i>Energía eléctrica</i>	<i>Energía vapor 600 psi</i>	<i>Energía vapor 165 psi</i>
<i>17060,7</i>	<i>7998</i>	<i>30182,7</i>
<i>Total = 30182,7</i>		

Porcentaje de energía aprovechada para 5 Megavatios-hora

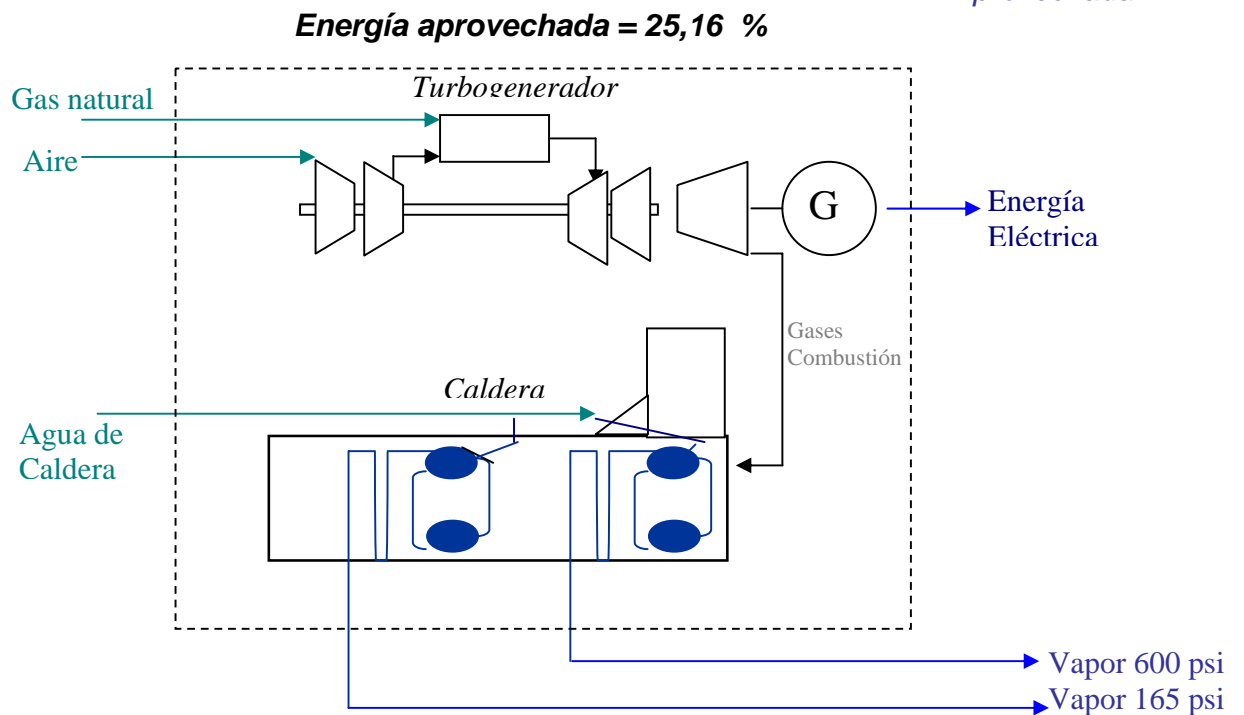
$\% \text{ Energía aprov.} = \text{Energía aprovechada} / \text{Energía que entra al sistema} * 100$

$= 30182,7 \text{ Kilo-BTU} / 119958,42 \text{ Kilo-BTU} * 100$

**= 25,16 %**

Energía entrando

Energía Aprovechada



De igual manera se calcula para los diferentes niveles de generación eléctrica y para el uso de ACPM como combustible.

## Anexo 4

### EJEMPLO DE CALCULO DEL COSTO DEL COMBUSTIBLE PARA GENERAR UN KILOVATIO-HORA

## EJEMPLO DE CALCULO DEL COSTO DEL COMBUSTIBLE PARA GENERAR UN KILOVATIO-HORA

### Gas Natural

Datos

Base de cálculo : 1 hora

Energía gen. = 5000 kilovatios

Rata de calor = 22772 BTU/ kilovatio

Costo de gas = \$2 US /millón BTU

$$\begin{aligned}\text{Costo} &= 22772 \text{ BTU/ kilovatio-hora} * \$2 \text{ US/ } 1000000 \text{ BTU} * \$2700 \text{ pesos/ } \$1 \text{ US} \\ &= \mathbf{\$122,96 \text{ pesos/ kilovatio-hora}}\end{aligned}$$

De igual manera se calcula para los diferentes niveles de generación eléctrica usando gas natural.

### Diesel

Energía gen. = 5000 kilovatios

Costo Diesel = \$30 US/ Barril

Consumo = 22,11 Barriles

$$\begin{aligned}\text{Costo} &= (22,11 \text{ Barriles} * \$30 \text{ US/ Barril} * \$2700 \text{ pesos/ } \$1 \text{ US}) / 5000 \text{ kilovatio-h} \\ &= \mathbf{\$358,182 \text{ pesos/ kilovatio-hora}}\end{aligned}$$

De igual manera se calcula para los diferentes niveles de generación eléctrica usando ACPM.