

168



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



EXAMENES PROFESIONALES FACULTAD DE QUIMICA

DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA EL ANALISIS DE CRECIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES DE PLANTAS INDUSTRIALES



T E S I S QUE PARA OBTENER EL TITULO DE: INGENIERO QUIMICO PRESENTA: Alejandro Zagal Chávez



MEXICO, D. F.

286656

2000.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

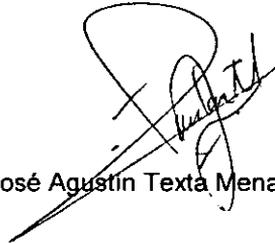
Jurado asignado:

Presidente	Prof. Arnaud Huerta Ramón
Vocal	Prof. Ortiz Ramírez José Antonio
Secretario	Prof. Texta Mena José Agustín
1er suplente	Prof. Montiel Maldonado Celestino
2do suplente	Prof. López Martínez José Luis

El tema fue desarrollado en las instalaciones de:

Instituto Mexicano del Petróleo

Asesor del tema:



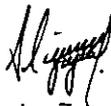
I.Q. José Agustín Texta Mena

Supervisor técnico:



I.Q. Carlos Agustín Máximo Juárez

Sustentante:



Alejandro Zagal Chávez

Agradecimientos.

A mi madre y a mi hermana Silvia.

Por ser mi principal motivación y porque siempre me han apoyado. Es a ellas a quienes dedico este trabajo.

A mi padre.

Por su apoyo durante toda la carrera

A mi hermanas Teresa, Marilú y Elizabeth.

Por su apoyo, cariño y comprensión.

A mis amigos y compañeros de la generación 94.

Por su valiosa amistad, por su apoyo y por creer en mi.

A la familia Audemar Flores.

Por su amistad, sus valiosos consejos y por su apoyo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Química.

Por la buena formación académica que brinda a sus estudiantes.

Al I.Q. J. Agustín Texta Mena y al I.Q. Carlos Máximo Juárez.

Por su apoyo, su asesoría y sus consejos en la realización de este trabajo.

Al Prof. Alberto Rosas Pérez.

Por su apoyo en la realización de mi servicio social.

A las personas que de alguna manera colaboraron en la realización de este trabajo.

Victor, Paulo, Doraliz, Juan Manuel , Germán, Aili, y a todo el personal de la superintendencia de fuerza de la refinería. ; ' r

	Página
Introducción.	1
Capítulo 1. Bases Teóricas.	3
1.1 Tipos de agua que se emplean en las plantas de proceso.	3
1.1.1 Agua de alimentación a calderas.	3
1.1.2 Agua de enfriamiento.	4
1.1.3 Agua para usos sanitarios.	5
1.1.4 Agua contra incendio.	6
1.1.5 Agua para servicios varios.	6
1.2 Combustible.	6
1.2.1 Gas natural.	7
1.2.2 Combustibles líquidos derivados del petróleo.	7
1.2.3 Productos de desecho.	8
1.2.4 Hulla y coque.	8
1.3 Energía eléctrica.	8
1.3.1 Sistemas de distribución de fuerza eléctrica.	9
1.3.2 Energía a partir de vapor.	10
1.3.2.1 Calderas.	10
1.3.2.2 Turbinas de vapor.	11
1.3.2.2.1 Consumo de vapor, de calor y de combustible.	15
1.3.2.2.2 Medios que permiten mejorar el rendimiento.	16
1.3.2.2.3 Influencia de la presión final.	16
1.3.2.2.4 Elevación de la presión y la temperatura iniciales.	16
1.3.2.3 Turbinas de gas.	17
1.3.2.3.1 Características de la turbina de gas simple.	18

1.3.2.3.2 Características de la turbina de gas en los diversos regímenes de funcionamiento.	18
1.3.2.4 Ciclo combinado.	19
1.3.2.4.1 Turbina de gas con instalación de vapor aguas abajo.	20
1.3.2.4.2 Instalación combinada con caldera de horno a presión.	21
Capítulo 2. Descripción de la situación actual y futura de las plantas.	24
2.1 Descripción de la situación actual y futura de la refinería.	24
2.1.1 Vapor de agua.	29
2.1.2 Energía eléctrica.	31
2.1.3 Condensado.	32
2.1.3.1 Condensado aceitoso.	33
2.1.3.2 Condensado limpio.	33
2.1.4 Agua tratada.	34
2.1.5 Agua cruda.	34
2.2 Descripción de la situación actual y futura de la de gasolinas.	35
2.2.1 Vapor de agua.	36
2.2.2 Energía eléctrica.	37
2.2.3 Condensado aceitoso.	37
2.2.4 Condensado limpio.	38
2.2.5 Agua tratada.	38
Capítulo 3. Análisis de la disponibilidad actual de servicios.	39
3.1 Disponibilidad de servicios en la refinería.	39
3.2 Disponibilidad de servicios en la de gasolinas	43
Capítulo 4. Cuantificación de consumos futuros de servicios.	52
4.1 Turbogeneradores de vapor.	55
4.2 Desaeradores.	56
4.3 Calderas.	57

4.4 Turbina de gas.	58
4.5 Flasheo de condensados.	59
4.6 Condensador del turbogenerador.	60
Capítulo 5. Comparación técnica entre ciclo combinado y convencional para la generación de energía eléctrica.	94
5.1 Turbogenerador de vapor.	94
5.2 Turbina de gas.	95
5.3 Ciclo combinado.	95
Capítulo 6. Análisis de resultados y conclusiones.	99
6.1 Análisis de resultados.	99
6.1.1 Refinería.	99
6.1.2 Planta de gasolinas.	100
6.2 Conclusiones.	100
6.2.1 Refinería.	100
6.2.2 Planta de gasolinas.	101
Bibliografía.	103
Apéndice.	105

INTRODUCCIÓN.

Debido a la creciente demanda de algunos productos que existen en el país, algunas empresas se ven en la necesidad de incrementar su producción con el fin de satisfacer dicha demanda. En algunos casos las plantas de proceso no son suficientes para alcanzar los niveles de producción deseados, por eso les es necesario construir nuevas plantas o en su defecto ampliar la capacidad de las plantas existentes.

A una planta de proceso los servicios le son tan indispensables como a una ciudad y, en la planeación de una planta, forman una parte tan importante como el diseño de las unidades de proceso. La tarea de cuantificar el aumento en el consumo de servicios no es nada sencilla, es por eso que en este estudio se analizarán dos plantas de proceso que requirieren un aumento en la capacidad de generación de servicios auxiliares tales como agua, vapor y energía eléctrica.

OBJETIVO.

Este estudio pretende desarrollar un balance de flujos en una hoja de cálculo electrónica (Excel) como ayuda en la determinación de los requerimientos de expansión del área de fuerza y servicios auxiliares de una refinería y de una planta de gasolinas. Además nos servirá también para determinar que caso de abastecimiento de energía eléctrica es mas conveniente desde un punto de vista técnico. Las formas de abastecimiento que se analizarán son: caso 1, turbogenerador accionado con turbina de vapor; caso 2, con turbina de gas; caso3, ciclo combinado; caso 4, importación.

ALCANCE.

En cuanto a servicios auxiliares se cuantificarán los requerimientos de agua, vapor y energía eléctrica ya que de una u otra forma se relacionan entre sí.

Como ya se mencionó se analizarán algunos casos de generación de energía eléctrica y se seleccionará la que alternativa mas conveniente desde un punto de vista técnico además se enlistarán los equipos requeridos para cubrir las nuevas demandas de los servicios mencionados.

Cabe resaltar que la hoja de cálculo no considera las composiciones de las corrientes del sistema por lo que no se considera como un balance de materia, únicamente nos proporciona los flujos de dichas corrientes teniendo como punto de partida, para el cálculo, una base de datos de flujos obtenidos de los libros de proceso y/o de la operación promedio de la planta, por lo tanto el balance estructurado en la hoja de cálculo es válido únicamente para la planta de la cual se obtuvo la base de datos.

Previo a todo lo anterior se desarrollará el marco teórico necesario para el estudio y se describirán las condiciones en las cuales se encuentran las plantas a estudiar y cuales son sus planes de crecimiento.

CAPÍTULO 1

Bases Teóricas

SERVICIOS PRIMARIOS.

Los servicios que son vitales para la operación de una planta se llaman servicios primarios.

1.1 Tipos de agua que se emplean en las plantas de proceso.

El grado requerido de la pureza del agua depende del uso particular. Si el agua cruda es impura, como normalmente acontece, convendrá tener varios sistemas separados de agua para que no sea necesario purificar toda el agua que entra a la planta. El tratamiento de toda el agua cruda que entra a la planta puede incluir colado y sedimentación para separar los sólidos suspendidos, pero el tratamiento subsecuente dependerá del uso final de cada sistema de agua. El suministro típico de agua para una planta podría ser dividido en sistemas de agua de proceso, alimentación de calderas, enfriamiento, para usos sanitarios, contra incendio y para servicios varios.

1.1.1 Agua de alimentación a calderas.

Las calderas modernas de alta presión requieren agua altamente purificada. El agua tratada de manera ordinaria por el proceso cal-carbonato se purifica adicionalmente por intercambio iónico o por tratamiento en caliente con fosfatos para producir agua de alimentación a calderas. Un tratamiento posterior necesario para asegurar una operación satisfactoria de las calderas y del sistema de distribución de vapor, puede incluir:

- Tratamiento ácido o tratamiento por agentes orgánicos tensoactivos para evitar depósitos de carbonato de calcio y de fosfato de calcio en las líneas de alimentación de las calderas.
- Eliminación de sílice para prevenir la formación de incrustaciones de silicato de calcio y de magnesio.
- Eliminación de aceite para prevenir la formación de depósitos carbonosos y formación de espuma.
- Desaereación para eliminar gases corrosivos.

1.1.2 Agua de enfriamiento.

En una planta de proceso, la mayor cantidad de agua es usada por los condensadores enfriados con agua y por los enfriadores.

El agua de enfriamiento se recircula a través de una torre de enfriamiento y se retorna a los usuarios. En estos sistemas de circulación el agua se suministra de 80 a 90°F (27 a 32°C) y se retorna a la torre de enfriamiento a un máximo de 120°F (49°C). Es necesario cierto tratamiento del agua de enfriamiento para evitar precipitación e incrustaciones, corrosión y formación de babazas y algas.

En todos los sistemas de agua de enfriamiento el carbonato de calcio causa la mayor parte de las incrustaciones, aunque en sistemas de recirculación las concentraciones de sulfato de calcio y de silicatos de calcio y de magnesio pueden ser también lo suficientemente elevadas para producir incrustaciones.

El método más barato para prevenir la formación de incrustaciones es la adición al agua de pequeñas cantidades de agentes tensoactivos. Estos, en realidad, aumentan la solubilidad de las sales en el agua evitando la precipitación aún cuando las sales estén sobresaturadas. Para prevenir la corrosión debida al oxígeno disuelto, se pueden agregar inhibidores de corrosión tales como cromatos o fosfatos tensoactivos. Generalmente, estos métodos son adecuados para sistemas de paso único de enfriamiento de agua.

En sistemas de enfriamiento de agua con recirculación, el aumento en la concentración de sales es inevitable mientras el agua se evapora en la torre de enfriamiento. La cantidad de agua de repuesto requerida para reemplazar estas y otras pérdidas, es pequeña (4% incluyendo fugas y pérdidas por el viento). Por consiguiente, el agua de calderas a menudo no se diluye lo suficiente para evitar la formación de incrustaciones, aun cuando se usen agentes tensoactivos. Cuando éste es el caso, una parte del agua puede ser separada para un ablandamiento o para un tratamiento con ácido sulfúrico, el cual convierte el carbonato de calcio en sulfato de calcio más soluble. Esta agua tratada se retorna entonces al sistema.

El equipo de bombeo de agua a la torre de enfriamiento debe ser diseñado con un factor de seguridad de 10 a 15% en su capacidad. El cabezal de la bomba debe ser suficiente para circular el agua a través del equipo y retornarla a las entradas de la torre de enfriamiento, las cuales están generalmente de 30 a 40 pies (9 a 12 m) sobre el nivel de la bomba. En cualquier tipo de sistema de circulación cerrada, la caída de presión de la tubería debe ser cuidadosamente verificada en toda la tubería.

Se emplean bombas centrífugas impulsadas con motor eléctrico o con turbina. Siempre suelen instalarse otras fuentes de fuerza y/o equipo de repuesto para bombeo en virtud de que el agua de enfriamiento es esencial aun durante las paradas de emergencia de la planta.

1.1.3 Agua para usos sanitarios.

En localidades remotas o en poblaciones pequeñas, una parte del agua tratada de la planta suavizadora puede ser destinada para usos sanitarios. El agua tratada debe clorarse para destruir las bacterias y después se bombea a un sistema independiente.

Los sistemas de agua para uso sanitario son operados a presiones manométricas de 20 a 30 lb/in² (1.4 a 2.1 kg/cm²) ya que presiones mayores perjudican los accesorios estándares de plomería. Para asegurar un suministro

ininterrumpido de agua generalmente se instala un tanque elevado de almacenamiento.

1.1.4 Agua contra incendio.

Los requerimientos de agua contra incendio son intermitentes y puede suponerse que para tener suficiente capacidad de este tipo de agua otros servicios podrán ser interrumpidos, de ser necesario. Como recipiente de capacidad relativamente grande de agua contra incendio puede usarse una pileta de torre de enfriamiento, pero el almacenamiento más común para agua de emergencia es el tanque elevado.

Para elevar la presión manométrica del agua a 150 lb/in^2 (10.5 kg/cm^2), a manera de tener 100 a 125 lb/in^2 (7 a 8.7 kg/cm^2) en los pitones de las mangueras contra incendio, se usan bombas centrífugas especiales para este uso, aprobadas por las compañías aseguradoras. Se instalan dos bombas con una capacidad mínima de 1000 gal/min (3785 L/min). Cada una tiene diferente fuente de potencia; por ejemplo, una de motor eléctrico y la otra de motor de gasolina.

1.1.5 Agua para servicios varios.

Este tipo de agua se usa para diversas operaciones de lavado, tales como las de limpieza de una determinada área de proceso. Esta agua debe estar libre de sedimentos, pero no requiere de ningún tratamiento.

1.2 Combustible.

En las plantas de proceso los combustibles se usan para calentadores, reactores y evaporadores calentados a fuego directo, hornos, generadores de vapor, turbinas de gas y máquinas de combustión interna. Los combustibles que por lo común se usan son: líquidos derivados del petróleo, gas natural, combustibles sólidos, como la hulla y el coque y productos de desecho.

1.2.1 Gas natural.

El gas natural es el combustible ideal para las plantas de proceso. No requiere mas servicios de manejo o almacenamiento que tuberías y controles de presión. Las flamas de gas son limpias y se propagan con rapidez, produciendo un quemado satisfactorio con flujos bastante bajos de combustible.

Las refinерías de petróleo y las plantas petroquímicas disponen de grandes cantidades de gases naturales para usarse como combustible. El etano e hidrocarburos mas pesados son separados del gas natural crudo o de los gases desprendidos en operaciones de descomposición térmica.

1.2.2 Combustibles líquidos derivados del petróleo.

En el mercado existe una amplia variedad de aceites combustibles para uso industrial. La Oficina de Estándares de los Estados Unidos y otras organizaciones gubernamentales han publicado estándares para muchos de los tipos comunes de combustibles líquidos.

Debido a la elevada viscosidad, los combustibles industriales pesados se entregan en carros-tanque calentados con vapor. El combustible se almacena en tanques calentados y en las grandes instalaciones se circula continuamente entre el almacenamiento calentado y el horno. Mediante este procedimiento el combustible se conserva a la temperatura correcta para ser quemado y se mantiene a una presión constante en los quemadores, de modo que el control del encendido sea bastante sencillo.

1.2.3 Productos de desecho.

Los subproductos de las plantas de proceso que sean susceptibles de ser quemados pueden ser valiosos como combustibles. Sin embargo, en algunos casos resultan más costosos que los combustibles convencionales. Si, por ejemplo, el material de desecho es un líquido altamente viscoso, se requerirán sistemas especiales de bombeo. De requerirse tales cambios, puede ser más barato desperdiciar el subproducto en un quemador de desechos o en una hoguera. Una refinería, por ejemplo, utiliza los productos de combustión de un regenerador de una unidad catalítica de descomposición térmica. Estos gases son ricos en monóxido de carbono y se queman en un horno especial.

1.2.4 Hulla y coque.

La hulla y el coque fueron los combustibles estándares para las primeras industrias, pero a medida que el aceite combustible y el gas natural tuvieron precios más baratos y se construyeron oleoductos y gasoductos, el uso de los combustibles sólidos ha declinado.

1.3 Energía eléctrica.

La electricidad es la fuente primaria de potencia en las plantas de proceso. Se usa para accionar bombas, compresoras y otros equipos mecánicos; para procesos electrolíticos, calentamiento, accionamiento de instrumentos y alumbrado.

La energía eléctrica puede ser comprada de una compañía o generada en la planta por turbinas accionadas con vapor o por generadores accionados con motores de combustión interna. A menos que una planta de proceso esté localizada en un área aislada, la energía eléctrica comprada es, generalmente, más barata que la generada por la planta de proceso. En tales condiciones, a menudo es difícil justificar la construcción de una planta completa de fuerza,

particularmente cuando el mismo capital puede ser invertido en servicios adicionales de proceso que rindan mejores dividendos.

En la mayoría de los casos el vapor de proceso es generado en la propia planta. Si los requerimientos de vapor de proceso son altos (75,000 a 100,000 lb de vapor por hora), un estudio económico puede indicar que también se debe generar energía eléctrica utilizando turbinas de alta presión. El vapor de escape que se elimina en los diversos pasos de las turbinas se utiliza entonces como vapor de proceso.

Si las necesidades de energía eléctrica son muy grandes, tal como acontece en las plantas electroquímicas, la fuerza debe ser generada en la planta o comprada de alguna planta hidroeléctrica grande. Las plantas electroquímicas pueden consumir más energía eléctrica que municipalidades enteras, y las empresas de servicio público con frecuencia se muestran reacias a aumentar tanto su producción de energía eléctrica sólo para un usuario.

Para seleccionar equipo de generación eléctrica: máquinas de combustión interna, turbina de vapor o turbina de gas, es necesario efectuar un estudio económico. Cada posibilidad debe ser estudiada y comparada con el costo de la energía comprada.

1.3.1 Sistemas de distribución de fuerza eléctrica.

El sistema eléctrico básico está constituido por la fuente de fuerza (esta última puede ser generada o comprada), equipo de transformación, dispositivos de conmutación y protección, los tendidos de distribución y los usuarios.

Voltajes de distribución. La energía comprada se distribuye a voltajes muy altos y para usarse en la planta debe ser reducida a algún voltaje más bajo. La energía generada en la planta también debe reducirse. En las plantas modernas, la práctica actual consiste en distribuir la fuerza a voltajes elevados (4,160 a 13,800 volts), y luego transformarla a voltajes más reducidos (120, 120/208, 240, 480, 600 y 2,400) cerca de área donde se va a usar. Los sistemas de alto voltaje

tienen menores pérdidas de energía, conductores e interruptores de circuito más pequeños y costos de instalación más bajos.

Los mecanismos de control de servicio pesado que mejor se adaptan a sistemas de distribución en plantas se han estandarizado a 4,160 volts. Por consiguiente, para alimentadores primarios es más económico seleccionar 4,160 v que 2,400 v. Los sistemas que tienen capacidades hasta de 20,000 kva pueden usar 4,160 v. Por encima de esta capacidad se emplean 13,800 v.

1.3.2 Energía a partir de vapor.

El vapor no es únicamente una fuente de energía directa para la operación de bombas y turbinas, sino que también es el medio más útil de calentamiento en una planta de proceso. Aunque algunas plantas pueden comprar energía eléctrica, la mayoría de las plantas de proceso generalmente producen vapor.

Un departamento central de calderas puede proporcionar vapor para toda la planta, o cerca de las áreas de uso pueden instalarse calderas más pequeñas. En plantas grandes puede resultar económico disponer de varios departamentos de calderas que reduzcan los costos de tuberías de distribución. Para determinar el tipo y número de calderas requeridas y el arreglo más ventajoso del sistema de distribución, se debe hacer un cuidadoso estudio técnico y económico.

1.3.2.1 Calderas.

Las calderas constan de superficies a través de las cuales se transmite el calor y están diseñadas para circulación y separación de agua y vapor. Generalmente se clasifican en calderas de tubos de humo y calderas de tubos de agua.

Calderas de tubos de humo. En las calderas de tubos de humo la circulación del agua, la formación del vapor y la separación tienen lugar en un gran tambor horizontal, situado arriba del piso del horno a modo de recibir tanto el calor radiante como el de convección. Los gases calientes pasan sobre el tambor

y después a través de diversos tubos que se extienden a lo largo del tambor. El agua de alimentación se mantiene por arriba de la hilera superior de tubos.

Calderas de tubos de agua. En las calderas de tubos de agua, el agua y el vapor fluyen por el interior de los tubos y los gases calientes se dirigen, mediante deflectores, a través del exterior de los tubos. Pueden clasificarse en calderas de tubos rectos y calderas de tubos curvos.

Generadores de vapor estandarizados y paquete. En los últimos años, la industria de fabricación de calderas ha estandarizado la construcción de muchos estilos. En varios tamaños se han diseñado calderas completas, y partes completas de las mismas se mantienen en línea. Si se ordena una caldera estándar, se requiere un mínimo trabajo de ingeniería y dibujo por lo cual los ahorros son sustanciales.

Calderas de calor de desecho. Un subproducto de muchos procesos es el calor. Las reacciones químicas exotérmicas, la regeneración de catalizadores de descomposición térmica y las pilas atómicas son, todos ellos, ejemplos de procesos que producen un calor llamado calor de desecho, ya que si no se usa se debe desperdiciar.

En varios casos el calor generado debe ser eliminado para que el proceso se lleve a cabo satisfactoriamente. En tales situaciones, para eliminar calor y generar vapor, pueden emplearse las calderas de calor de desecho.

1.3.2.2 Turbinas de vapor. Caso 1.

El papel de la turbina de vapor consiste en transformar en energía mecánica la energía contenida en el vapor de agua bajo la forma de energía térmica y de energía de presión.

La suma de estas dos formas de energía, expresada en kilocalorías por kilogramo de fluido, se caracteriza por la entalpía del vapor, función de la presión y la temperatura. Originando una caída de presión y una diferencia de temperatura se produce una caída de entalpía entre el foco caliente (generador de

vapor) y el foco frío (condensador). La turbina situada entre estos dos focos asegura la transformación en energía mecánica de rotación con el mínimo posible de pérdidas.

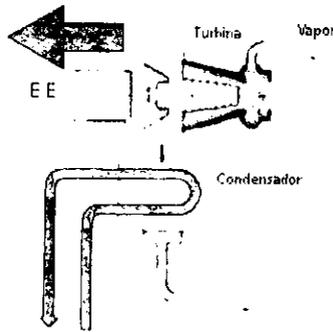


Figura 1. Turbina de vapor⁽¹⁴⁾.

El agua describe un ciclo en circuito cerrado, representado en los diagramas termodinámicos por una curva que presenta las fases vapor y líquido.

La figura 2 representa un *ciclo de Rankine* sin recalentamiento (no se utiliza). En la cual AB, representa una compresión adiabática en fase líquida (bomba de alimentación). BC, calentamiento (isobárico). CD, vaporización (isobárica). DF, expansión supuesta adiabática en la tuibina. FA, condensación (isobárica).

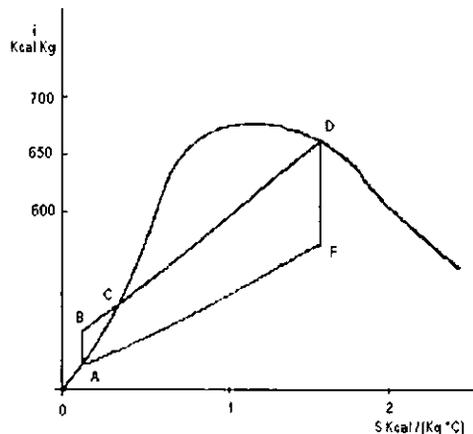
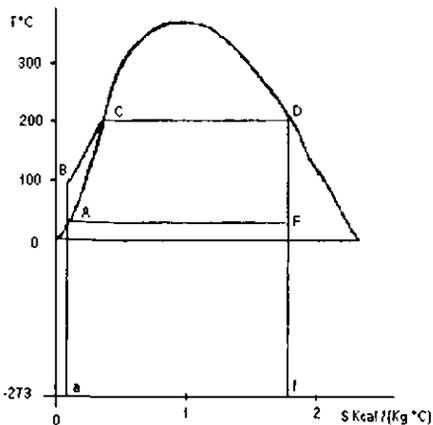


Figura 2. Ciclo de Rankine⁽³⁾.

En la figura 3 se representa un ciclo con recalentamiento llamado *ciclo de Hirn*. El cual es el mas comúnmente usado y en el cual DE representa calentamiento isobárico.

Por definición el rendimiento del ciclo es:

$$\eta_R = (\text{trabajo realizado}) / \text{calor gastado} = (Q_1 - Q_2) / Q_1$$

$$\text{donde } Q_1 = h_E - h_B, \quad Q_2 = h_F - h_A$$

$$Q_1 - Q_2 = h_E - h_F - (h_B - h_A) = \text{Trabajo de la turbina} - \text{trabajo de la bomba de alimentación}$$

de donde:

$$\eta_R = [(h_E - h_F) - (h_B - h_A)] / (h_E - h_B)$$

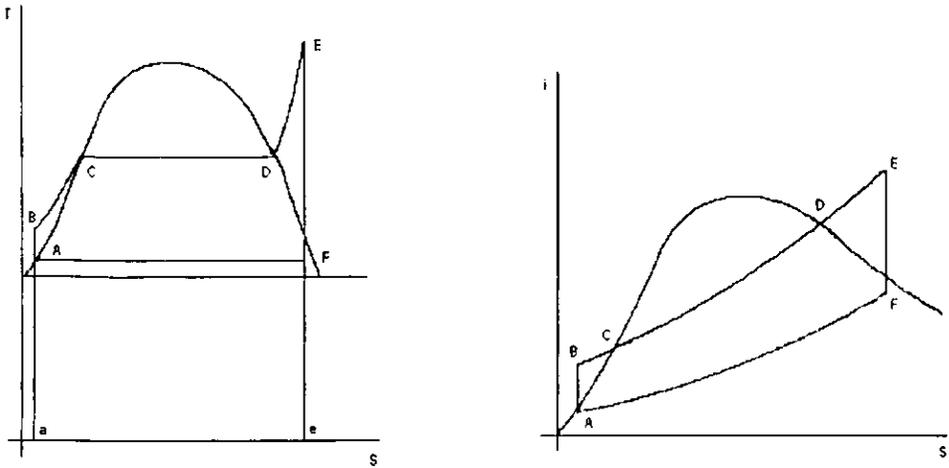


Figura 3. Ciclo de Hirn⁽³⁾.

El punto 1 representativo del estado del vapor a la entrada de la turbina se define, en el diagrama de Mollier, por la intersección de la isóbara p_1 (presión de vapor) y la isoterma t_1 (temperatura de recalentamiento). El punto 2' del estado del vapor a la salida de la turbina está situado sobre la isobara p_2 (presión en el condensador).

Una expansión sin pérdidas, caracterizada por $S = \text{cte.}$, situaría a 2' en 2 sobre la vertical de 1, y la caída de entalpía a disposición de la turbina se transformaría enteramente en energía mecánica, excepto las pérdidas no termodinámicas (fugas, rozamientos mecánicos).

En efecto, en la turbina hay una degradación de la energía térmica, la entropía del fluido crece y la posición del punto 2' corresponde a una energía efectivamente transformada $h_1 - h_2'$ inferior a la energía puesta a disposición de la máquina. $h_2' - h_2$ representa la energía disipada en los álabes por rozamientos, choques, radiación.

De donde la definición de un rendimiento llamado termodinámico o indicado de la turbina es:

$$\eta_{\text{term}} = (h_1 - h_2') / (h_1 - h_2) = H_i / H_{th}$$

Además de las pérdidas termodinámicas indicadas antes, aparecen en la máquina pérdidas de energía llamadas externas provocadas principalmente por los rozamientos mecánicos y las fugas. El rendimiento de la turbina debe tenerse en cuenta.

$$\eta_{\text{turb}} = \eta_{\text{term}} * \eta_{\text{vol}} * \eta_{\text{mec}}$$

con rendimiento volumétrico:

$$\eta_{\text{vol}} = 1 - g/G$$

g: volumen de fuga;

G: peso del consumo

y rendimiento mecánico:

$$\eta_{\text{mec}} = (W - W_f) / W$$

donde W_f son las pérdidas puramente mecánicas en las que se incluye con frecuencia la potencia necesaria para el funcionamiento de los elementos auxiliares: bombas de aceite, regulador, bombas de alimentación, de extracción, etc.

1.3.2.2.1 Consumo de vapor, de calor y de combustible.

Recordemos que:

$$1 \text{ CVh} = 633 \text{ kcal}$$

$$1 \text{ kWh} = 860 \text{ kcal}$$

Consumo de vapor:

$$\text{En kg por CVh} \quad c = 633 / H_i$$

$$\text{En kg por kWh} \quad c' = 860 / H_i$$

$$H_i = h_1 - h_2'$$

Consumo específico de calor:

$$C_s = (G \cdot \Delta h) / W \quad \text{kcal por kWh o CVh}$$

G, consumo de vapor en kg/h

Δh , diferencia entre la entalpía del vapor y la entalpía del agua de alimentación al equipo de recalentamiento en kcal / kg.

W, potencia en el acoplamiento en kW o CV.

1.3.2.2.2 Medios que permiten mejorar el rendimiento.

Se puede mejorar el rendimiento del ciclo:

- Por aumento de la caída de entalpía, elevando la presión y la temperatura iniciales y bajando la presión final a la salida de la turbina.
- Por reducción de la pérdida en el condensador recalentando el agua de alimentación mediante trasiegos de vapor.
- Por empleo de contrapresión cuando lo permita la instalación.

1.3.2.2.3 Influencia de la presión final.

El vacío realizable teóricamente en el condensador está condicionado por la temperatura de entrada y la cantidad de agua de refrigeración disponible.

Los vacíos elevados que corresponden a grandes volúmenes específicos de vapor exigen en los álabes grandes secciones de paso y velocidades de evacuación elevadas. La energía cinética que corresponde a la velocidad de escape del último escalonamiento constituye una pérdida.

1.3.2.2.4 Elevación de la presión y la temperatura iniciales.

La presión y la temperatura iniciales y la presión final del vapor determinan la caída térmica disponible. Teóricamente cada una de estas tres magnitudes, en tanto se trata de vapor sobrecalentado, es independiente de las otras dos. En la práctica existe entre ellas una estrecha dependencia.

El diagrama de Mollier muestra cómodamente que:

- Todo aumento de la presión inicial que no va acompañado de un aumento de la temperatura se traduce en un aumento de la humedad del vapor a la salida de la turbina.
- Todo aumento del vacío en el condensador, permaneciendo iguales las condiciones iniciales, da lugar, igualmente, a un aumento de la humedad del vapor.

1.3.2.3 Turbinas de gas. Caso 2.

Otra opción para la generación de energía eléctrica son las turbinas de gas, en su funcionamiento podemos apreciar tres fases principalmente. La primera fase es la compresión, la segunda corresponde a la aportación de calor a la cámara de combustión. Una parte del aire comprimido (del orden del 30%) se utiliza para la combustión del combustible gaseoso o líquido, el resto permite enfriar las paredes de la cámara de combustión y mezclado con los gases calientes lleva la temperatura a un valor admisible para la turbina de gas. La tercera fase la constituye la expansión de los gases calientes.

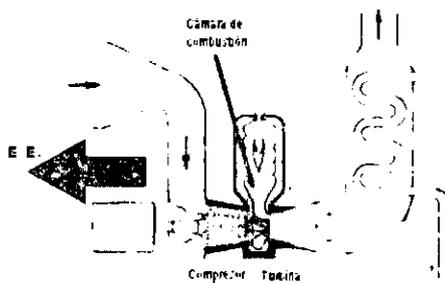


Figura 4. Turbina de gas⁽¹⁴⁾.

1.3.2.3.1 Características de la turbina de gas simple.

La turbina de gas simple presenta cierto número de ventajas que en algunos casos justifican su empleo al menos para potencias moderadas (inferiores a 12,000 kW).

- La construcción es sencilla debido a las presiones pequeñas utilizadas (5 a 15 bar) y la ausencia de cambiador con lo que disminuye el precio de compra y reduce el tamaño.
- Puesta en servicio muy rápida y paso del estado frío al de carga en un tiempo muy corto. Para arrancar es necesario llevar el grupo a una velocidad próxima al 30% de la velocidad normal, de manera que se alimente la cámara de combustión con aire a una presión suficiente para poder encender. El tiempo necesario para llevar el eje a la velocidad necesaria es de aproximadamente tres minutos y la duración total para la puesta en velocidad y toma de carga es de diez a veinte minutos según la potencia del grupo.
- Consumo de agua nulo o moderado (refrigeración de los cojinetes).
- Sencillez de maniobra, por lo que se necesita personal más reducido y menos calificado que para una instalación de vapor.
- Revisiones rápidas y fáciles, reducidos gastos de mantenimiento. El mantenimiento periódico cuya frecuencia depende del contenido de cenizas del combustible utilizado y de su composición se reduce a un lavado de la turbina efectuado sin desmontarla y al desmontaje de los generadores para limpieza.

1.3.2.3.2 Características de la turbina de gas en los diversos regímenes de funcionamiento.

Una turbina no funciona siempre a plena potencia y la variación del rendimiento para las cargas fraccionarias es un factor de gran importancia económica. La adaptación de la turbina de gas a la potencia debida se puede

hacer por variación de la temperatura de admisión de los gases en la turbina, o bien por variación de la velocidad del compresor que lleva consigo una modificación del caudal y del grado de compresión. Este último medio sólo es posible, evidentemente, si el receptor puede admitir variaciones de velocidad de gran amplitud o es movido por una turbina separada. En los dos casos hay una modificación profunda del ciclo descrito por el fluido, al contrario de lo que sucede con la turbina de vapor donde al estar separada la producción de vapor de la utilización, el grupo es poco influenciado por las variaciones de carga del grupo salvo para caudales muy bajos.

1.3.2.4 Ciclo combinado. Caso 3.

La integración de la turbina de gas en el ciclo de vapor puede tomar distintas formas, nos limitaremos a dos de ellas destinadas únicamente a la producción de energía eléctrica.

1.3.2.4.1 Turbina de gas con instalación de vapor aguas abajo.

El sistema está representado en la Figura 5.

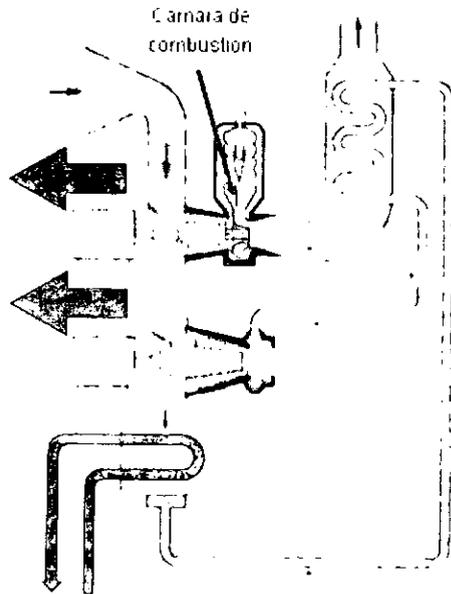


Figura 5. Ciclo combinado⁽¹⁴⁾.

Supongamos que el vapor es producido únicamente por la energía de escape de la turbina y sigamos las variaciones de entalpía del aire entre la entrada del compresor y la salida del recuperador.

O sea: $C + \eta_c H_1 - D - R - Z = 0$

La energía producida es:

$$(D - C) \eta_g + \eta_R R - W_{aux} = W_1$$

η_c rendimiento de combustión.

η_g rendimiento del generador eléctrico.

η_R rendimiento global del ciclo de vapor con funcionamiento en recuperación.

P_{aux} potencia absorbida por los auxiliares.

Z escape (pérdidas).

El rendimiento de la instalación funcionando en ciclo de recuperación es:

$$\eta_{lg} = W_1 / H_1$$

Imaginemos ahora un aporte de energía $\eta_c \cdot H_2$ en la cámara R (I' abierta),

la potencia del vapor aumenta en: $\Delta W = \eta_c \eta_{th} H_2$

η_{th} rendimiento global del ciclo de vapor.

La potencia total suministrada se convierte en:

$$W = W_1 + \Delta W = H_1 \eta_{lg} + \eta_c \eta_{th} H_2$$

y el rendimiento: $\eta = (H_1 \eta_{lg} + \eta_c \eta_{th} H_2) / (H_1 + H_2)$

El aumento del rendimiento aportado por la combustión en la cámara R (poscombustión) es:

$$\eta - \eta_{lg} = (\eta_c \eta_{th} - \eta_{lg}) H_2 / (H_1 + H_2)$$

Por tanto, se impone la poscombustión cuando: $\eta_c \eta_{th} > \eta_{lg}$

Entonces es normal elegir H_2 tan grande como sea posible, es decir, que es necesario tender hacia una combustión con el mínimo exceso de aire en la cámara R.

1.3.2.4.2 Instalación combinada con caldera de horno a presión.

Vamos a comparar esta instalación mixta con una instalación de vapor tomando como términos comunes los siguientes: calor aportado por el combustible, potencia de los elementos auxiliares, calor perdido en los humos.

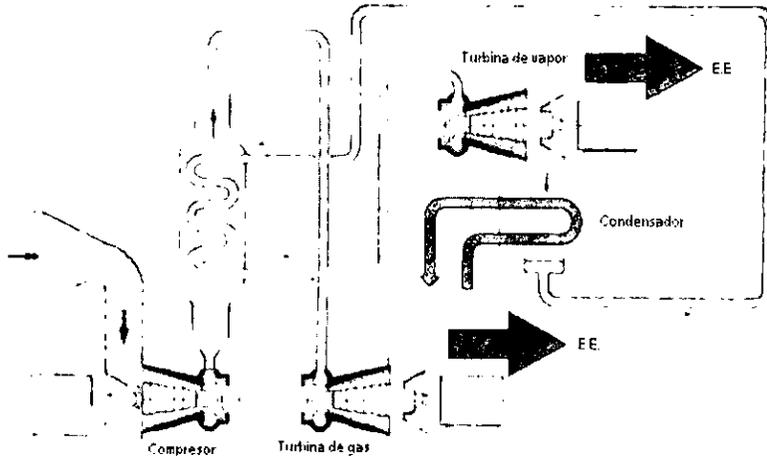


Figura 6. Ciclo combinado con caldera de horno a presión⁽¹⁴⁾.

La tabla siguiente resume las variaciones de entalpía del aire en uno y otro caso.

	Instalación de vapor	Instalación mixta	
	Δh		Δh
Recalentamiento de aire	q_0	Compresor	C
Combustión	$\eta_c H_0$	Combustión	$\eta_c H$
Transmitido al ciclo	Q_0	Transmitido al ciclo de vapor	Q
Recalentador	q_0	Turbina	D
Pérdidas de humos	z_0	Recalentador de agua	R
		Perdidas (escape)	Z

Instalación mixta:

$$C + \eta_c H - Q - D - R - z = 0$$

$$W = (D - C) \eta_g + Q \eta_{th} + R \eta_R - W_{aux}$$

Instalación de vapor:

$$\eta_c H_0 - Q_0 - z_0 = 0$$

$$W_0 = Q_0 \eta_{th} - W_{0\ aux}$$

$$\text{teniendo en cuenta que: } H = H_0 \quad z = z_0 \quad P_{aux} = P_{0\ aux}$$

las ecuaciones anteriores conducen a:

$$W - W_0 = (D - C) (\eta_g - \eta_{th}) - R (\eta_{th} - \eta_R)$$

Introduciendo la expresión:

$$\alpha = [\eta_g (D - C) + \eta_R R] / D$$

que representa la parte del ciclo de gas en la potencia global producida referida a la energía de expansión de la turbina de gas. sustituyendo α en la última ecuación se obtiene:

$$W - W_0 = D (\alpha - \eta_{th}) - \eta_{th} (R - C)$$

Conviene reducir la diferencia $R - C$ generalmente positiva, pues la diferencia de temperaturas en el recalentador puede ser mas importante que el aumento de temperatura producido por la compresión. Admitiendo en el límite que $R = C$, la superioridad de rendimiento de la instalación mixta se expresa mediante:

$$\eta - \eta_0 = (W - W_0) / H = (\alpha - \eta_{th}) D / H$$

o sea: $\alpha < \eta_{th}$ instalación de vapor solamente

$\alpha > \eta_{th}$ instalación combinada de vapor-gas.

Es evidente que el factor de rendimiento es útil, pero no es decisivo para la elección del tipo de instalación; también se ha de considerar la cuantía de los gastos de instalación necesarios y desde este último punto de vista probablemente la solución más interesante es la que consta de una caldera sometida a presión y una turbina de gas aguas abajo.

CAPÍTULO 2

Descripción de la situación actual y futura de las plantas

2.1 Descripción de la situación actual y futura de la refinería.

La refinería se divide en dos áreas: el Area norte, en donde existen 25 plantas actualmente en operación, incluyendo el sector de generación de servicios, y el Area sur, en donde existen 10 plantas mas.

A continuación se presenta una lista de las plantas en operación:

Tabla 1. Plantas de la refinería⁽¹³⁾.

ÁREA NORTE		
PLANTAS EN OPERACIÓN:		
	PLANTA:	CAPACIDAD:
Sector I	1-A1, 1-A2	150,000 BPD
	2	41,000 BPD
Sector II	3-A1	40,000 BPD
	4-A, 4-B	160 T/D
	5	1,200 T/M
	6-A	5,416 BPD
	6-B	11,991 BPD
Sector III	7-A	36,500 BPD
	8-A1	30,000 BPD
	9-A	11,050 BPD
	10-B	25,000 BPD
	11-A	25,000 BPD
Sector IV	12-A	No disponible
	13	No disponible
Sector V	14	No disponible
Sector VI	12-B	No disponible

	12-C	No disponible
	15	No disponible
	16	No disponible
	17	No disponible
Sector VII	1-B1	165,000 BPD
	1-B2	90,000 BPD
	18-A	30,000 BPD
	18-B	30,000 BPD
Sector IX	3-B1	40,000 BPD
	3-B2	11,161 BPD
	3-B3	4,711 BPD
	3-B4	19,567 BPD
	3-A2	4,800 BPD
	8-A2	No disponible
	19-A	90,000 T/A
	20-A	45,000 T/A
	21-A	7,677 BPD
Sector X	22	50,000 BPD
	23	No disponible
	24	71,230 BPD
	25	200 T/D
	26	400 T/D
ÁREA SUR		
Sector VIII	7-B	36,500 BPD
	8-B1	30,000 BPD
	9-B	11,050 BPD
	10-C	25,000 BPD
	10-D	25,000 BPD
	11-B	No disponible
	4-C	40 T/D
	8-B2	No disponible
	10-E1	25,000 BPD
	10-E2	No disponible
	4-D	80 T/D
	27	150,000 T/A

	28	15,000 BPD
PLANTAS EN PROYECTO		
ÁREA NORTE		
	21-B	5,400 BPD
	29	2,500 BPD
	19-B	1,000 BPD
	20-B	1,751 BPD
1 ÁREA SUR		
	30	21,350 BPD
	3-C	25,500 BPD

El proyecto de expansión de la refinería consiste en la instalación de cuatro nuevas plantas en el área norte y dos en el área sur, las cuales se enlistan en la tabla anterior. Estas seis nuevas plantas serán las que causen un aumento en la demanda de servicios y el motivo de la realización de este estudio.

Actualmente existe una planta de fuerza en el área norte desde la cual se suministra vapor, energía eléctrica, agua tratada, etc. a toda la refinería (área norte y sur). El vapor de alta presión (60 kg/cm^2) que se requiere en el área sur se envía desde el área norte a través de una línea de interconexión, los cabezales de media (20 kg/cm^2) y baja (3.5 kg/cm^2) presión no están conectados con los cabezales del área norte, por lo cual el vapor de alta presión que llega al área sur se hace pasar por válvulas reductoras de presión con el fin de satisfacer los requerimientos de vapor de media y baja presión.

Con el propósito de eliminar las pérdidas de energía que ocurren al enviar vapor de alta presión del área norte a la sur se desea que la expansión de la planta de fuerza sea en el área sur, es decir, que se construya una planta de fuerza que suministre los servicios a toda el área sur y que la planta existente suministre los servicios a toda el área norte.

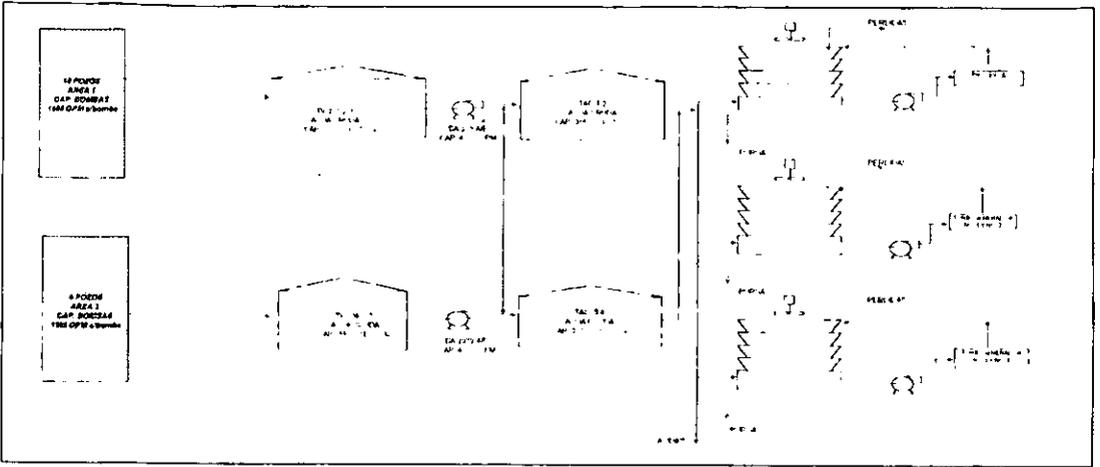


Diagrama 1 Tanques de almacenamiento y torres de enfriamiento

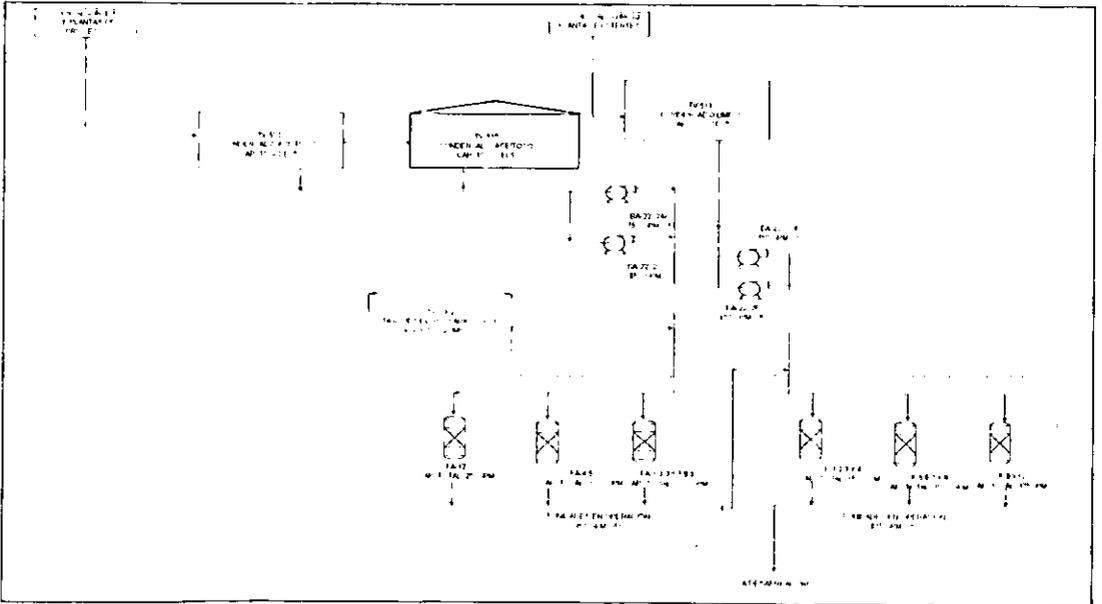


Diagrama 2 Tratamiento de condensados

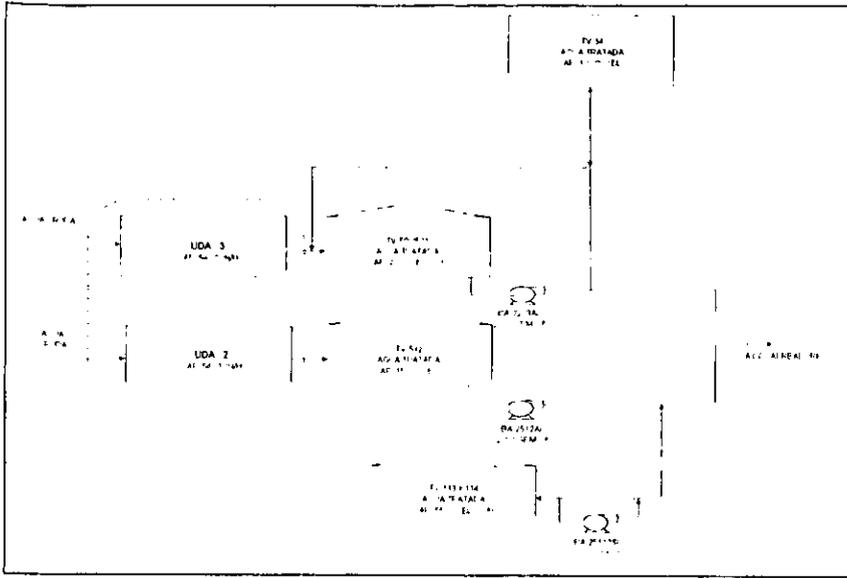


Diagrama 3 Unidades de desmmeratizacin

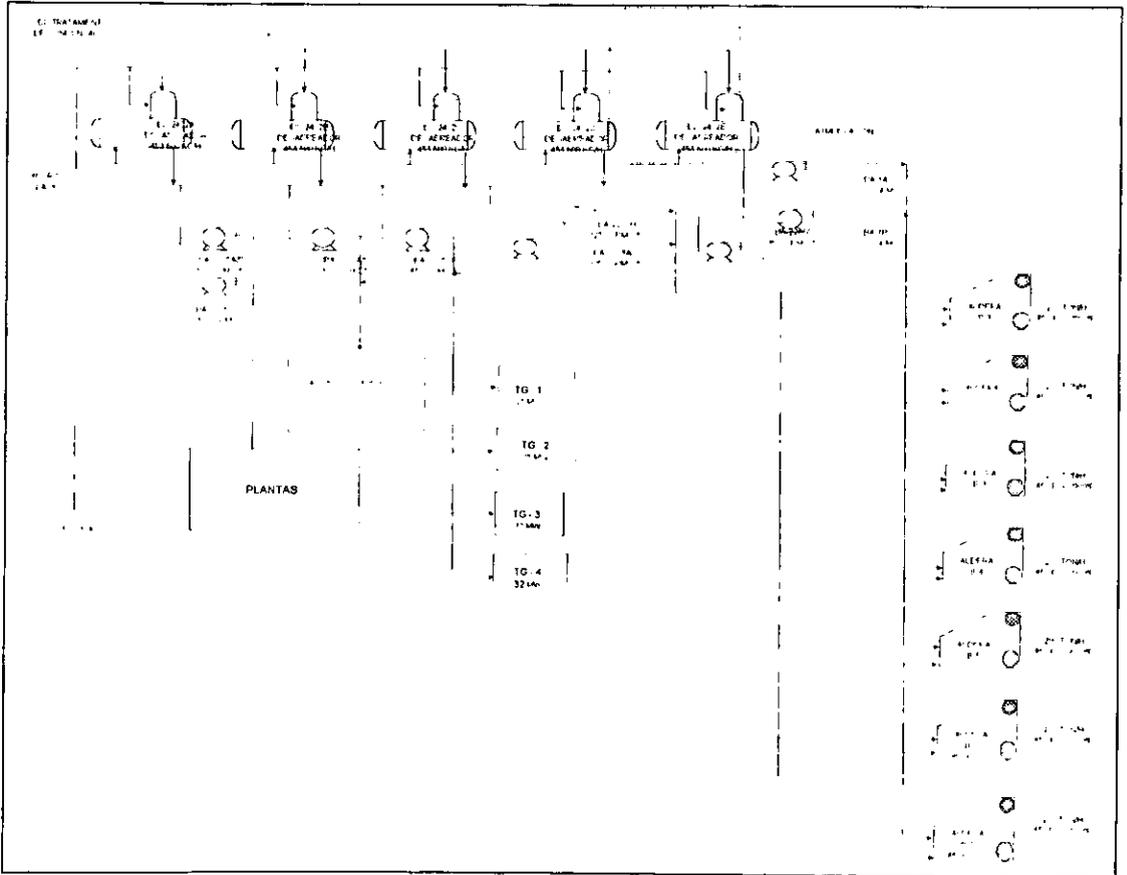


Diagrama 4 Desaereadores, calderas y turbogeneradores

Los diagramas 1, 2, 3 y 4 esquematizan el flujo de proceso de la planta de fuerza.

2.1.1 Vapor de agua.

El vapor de agua requerido en la Refinería se clasifica según su uso en vapor motriz y vapor de proceso. El vapor motriz se requiere para accionamiento de los generadores eléctricos y turbinas de condensación y contrapresión de plantas y servicios a niveles de 60 y 20 kg/cm² man., mientras que el vapor de proceso se utiliza en los niveles de 20 y 3.5 kg/cm² man. para atomización de combustóleo, agotamiento, calentamiento, apagado, etc.

La generación de vapor y energía eléctrica están relacionadas de acuerdo al sistema de cogeneración descrito a continuación:

El vapor de agua se genera en las 7 calderas de alta presión de 60 kg/cm² y 200 kg/h y se divide en cuatro destinos: 1) vapor para accionamiento de los ventiladores de tiro forzado de las calderas, descargando a contrapresión en el nivel de baja de 3.5 kg/cm²; 2) vapor para accionamiento de turbinas grandes de las plantas Catalítica y Reformadora de Naftas a condensación total; 3) vapor para generación eléctrica que tiene dos descargas, una extracción a 20 kg/cm² para cubrir los requerimientos a este nivel de presión y la otra a condensación total, donde al vapor se le extrae toda su energía disponible hasta la presión de 3 pulgadas de Hg; y 4) vapor a través de válvulas reductoras de presión de 60 a 20 kg/cm², las cuales son utilizadas lo menos posible dado el desaprovechamiento de energía que en ellas ocurre.

El cabezal de vapor de media presión es alimentado por la extracción de los turbogeneradores, la generación de vapor en recuperadores de calor en algunas plantas de proceso y el envío de vapor a través de las válvulas reductoras de presión. Este vapor se consume en: 1) accionamiento de turbinas de contrapresión de plantas de proceso y servicios descargando al cabezal de vapor

de baja presión; 2) turbinas de condensación total de dos compresores de plantas de proceso recuperado como condensado limpio; y 3) vapor para plantas en servicios de atomización de combustóleo, calentamiento, para evitar coquización, para decoquizado, etc., y que es recuperado como condensado aceitoso, perdido al medio ambiente o transformado en un efluente.

El suministro al cabezal de baja presión está formado por la descarga de las turbinas de contrapresión de 60 y 20 kg/cm² y por la generación de recuperadores de calor de algunas plantas de proceso y el envío de vapor a través de las válvulas reductoras de presión. Este vapor de baja abastece a servicios de calentamiento en el sector de servicios y en plantas y es recuperado como condensado aceitoso; también se usa como vapor de agotamiento, que genera un efluente a tratamiento, y en desaereadores del agua para calderas; y finalmente, el excedente puede ser enviado a condensadores o aún venteado a la atmósfera si la capacidad de condensación es sobrepasada.

La situación ideal en este tipo de sistemas es un balanceo entre el suministro y la demanda de vapor, en sus tres niveles de presión, asociado a los requerimientos de generación de energía eléctrica, que permita el máximo aprovechamiento de la energía, evitando el paso a través de válvulas reductoras, la condensación por eliminación de calor y los venteos. Debe tenerse en cuenta que la máxima eficiencia de uso de la energía se obtiene por la ruta de generación eléctrica desde 60 a 20 o 3.5 kg/cm² y del aprovechamiento del calor latente del vapor en las plantas de proceso en el nivel de 3.5 kg/cm² (cogeneración). El máximo rendimiento de energía eléctrica a partir de vapor se obtiene por la ruta de expansión de vapor desde 60 kg/cm² hasta 3 pulgadas de Hg, pero el vapor a esta descarga requiere condensarse emitiendo el calor latente al medio ambiente (por la ruta de cogeneración este calor se aprovecha para el proceso).

Lograr el balance en estos sistemas no es sencillo si se toman en cuenta las diferentes etapas de crecimiento de la refinería que incorporan nuevos requerimientos y aportaciones muy características de cada proceso, además de la dinámica propia de este sistema, en donde los arranques, paros o cambios de

capacidad operativa de las plantas y la rotación de accionadores afectan el balance de todo el sistema.

2.1.2 Energía eléctrica.

La refinería cuenta con una planta termoeléctrica en el Sector V, del tipo de ciclo convencional de vapor, que consta de siete calderas de 200 ton/h de vapor de alta presión cada una y cuatro turbogeneradores, dos de 25 MW y otros dos de 32 MW de capacidad nominal, para una capacidad total de generación eléctrica de 114 MW.

La reciente puesta en marcha del cuarto turbogenerador es también producto de la planeación de la ampliación al sector de servicios en vista de la expansión de las plantas de proceso.

Este es un sistema de cogeneración típico en donde las calderas producen vapor de 60 kg/cm² y lo envían a los cuatro turbogeneradores y a las turbinas de las plantas de proceso. Los turbogeneradores tienen la capacidad y flexibilidad para extraer una fracción del vapor al nivel de 20 kg/cm² para utilización en las plantas de proceso y la fracción restante llevarla a condensación total a una presión de salida de 3 pulgadas de Hg abs.

La refinería cuenta con una interconexión con la Unidad Termoeléctrica de CFE con capacidad de exportación o importación de 15 MW.

El consumo de energía eléctrica en la refinería se engloba en tres grandes conceptos: fuerza y servicios auxiliares, plantas de proceso y torres de enfriamiento de las plantas de proceso:

En fuerza y servicios auxiliares se consideran los consumos relacionados con la propia generación eléctrica y el suministro de servicios auxiliares a las plantas, excepto agua de enfriamiento.

Incluye bombeo, tratamiento de agua, bombeo y tratamiento de condensado, accionamiento de las torres de enfriamiento de este sector, bombeo de agua de servicios, de contraincendio, generación de aire de instrumentos y plantas, preparación y distribución de químicos a las plantas, oficinas, etc.

2.1.3 Condensado.

El vapor de agua es utilizado por los equipos en una variedad de servicios que permiten o no recuperarlo. El vapor utilizado para atomización de combustóleo, sopladores de hollín, cortinas de vapor, para arrastre o agotamiento no es recuperado y se pierde a la atmósfera o se transforma en un efluente que requiere tratamiento para reusarse o desecharse. El vapor motriz y el de calentamiento se recuperan como condensado y se retornan como agua para caldera. El agua de reposición para caldera es, entonces, la cantidad de agua no recuperada en el sistema.

Dependiendo de la complejidad del sistema de vapor de las plantas, el retorno de los condensados puede ser hacia el área general de fuerza de la refinería, o bien, alguna planta o conjunto de plantas puede tener su propio sistema de tratamiento y retorno de condensados hacia sus generadores de vapor. Tal es el caso de la planta de Metanol y del complejo de Hidrotratamiento de Residuales, a los cuales el área de Fuerza suministrará solo el agua de reposición.

2.1.3.1 Condensado aceitoso.

El vapor de calentamiento utilizado en la mayoría de los servicios de las plantas de proceso puede llegar a contaminarse con las corrientes a las que calienta a través de fugas en los tubos del intercambiador de calor. Este condensado se colecta en la red de condensado aceitoso y se almacena en tanques de donde lo toman las Bombas de Condensado Aceitoso y lo alimentan al tren de Tratamiento de Condensado Aceitoso. Este tratamiento elimina el aceite del condensado, por lo que se mezcla con el condensado limpio y se envían al Tratamiento de Condensado Limpio.

2.1.3.2 Condensado limpio.

El vapor motriz utilizado en turbinas de condensación total de proceso y en los turbogeneradores se recupera como condensado limpio, ya que no entra en contacto o se contamina con sustancias de los procesos o aceites de lubricación. También el excedente de vapor de baja presión condensado en soloaires se recupera como condensado limpio. Este condensado es utilizado en parte para servicios de preparación de soluciones, como agua de proceso, etc. y en su mayor parte retorna como agua para caldera a través de los desaeradores.

El condensado limpio se colecta y bombea a través de la red de retorno y se envía a los tanques de almacenamiento de condensado limpio, de donde lo toman tres bombas, se mezcla con el condensado aceitoso tratado y se alimenta al Tratamiento de Condensado Limpio. El condensado limpio tratado se puede enviar directamente a los desaeradores o a los dos Tanques de Agua Tratada.

El incremento en la generación de energía eléctrica, la Instalación de nuevas plantas de proceso y el aumento en la eficiencia de recuperación de condensado aceitoso incrementarán significativamente la producción y los requerimientos de capacidad de manejo y tratamiento de condensado limpio.

2.1.4 Agua tratada.

La refinería cuenta con dos Unidades de Desmineralización de Agua (UDA) en operación para la obtención del agua para caldera. La UDA # 2 tiene capacidad total de 540 Ton/h de agua tratada. Esta unidad fue diseñada para recibir agua pretratada con baja dureza, ha sido modificada y en un futuro será alimentada con agua cruda.

La UDA # 3 tiene una capacidad de 540 Ton/h. Esta unidad fue diseñada para procesar agua cruda, con alto contenido de dureza, por lo que su rendimiento en términos de agua tratada/agua alimentada es menor, así como mayor su consumo de químicos y mayor el número de regeneraciones y cantidad de resinas.

El agua tratada de las UDAs se envía a los tanques de almacenamiento, que suman una capacidad total de almacenamiento de 63,600 m³ (400,000 bls), correspondiente a 7 días de consumo promedio de operación, considerando una capacidad útil de almacenamiento del 80% del total del tanque.

El requerimiento de agua de reposición para caldera depende fuertemente del uso del vapor en las plantas de proceso y de la eficiencia de recuperación de condensado.

Las plantas en construcción y proyecto requerirán tanto energía eléctrica como vapor, por lo que las necesidades de agua tratada se verán significativamente incrementadas.

2.1.5 Agua cruda.

Un elemento indispensable para el funcionamiento de un complejo industrial es el agua, de modo que la planeación de su suministro es primordial.

La refinería obtiene el agua extrayéndola del subsuelo en 16 pozos, se recibe y almacena en cuatro grandes cisternas de 163,740 m³ (1,030,000 bls) de capacidad total, y se distribuye a las torres de enfriamiento, sistema de agua contra incendio y para servicio de plantas.

2.2 Descripción de la situación actual y futura de la planta de gasolinas.

Se ha planteado este caso como una situación imaginaria en la que esta planta compra a PEMEX algunas fracciones de la destilación primaria del crudo, las cuales procesa para tener como principales productos las gasolinas para vehículos automotores.

Su esquema de producción está representado en la figura 7. Las fracciones provenientes de la destilación primaria se someten a una desintegración catalítica donde se obtienen fracciones mas ligeras, los cortes de productos ligeros y con enlaces múltiples que se producen en la planta catalítica pasan por un proceso de alquilación y finalmente también se cuenta con plantas de isomerización de butanos y de pentanos así como plantas de metil terbutil éter (MTBE) y teramil metil éter (TAME).

La situación en la cual se encuentre esta planta al estar operando será determinada mediante este estudio. Toda la generación de servicios se concentrará en una sola planta de fuerza que deberá satisfacer completamente la demanda de estos servicios de cada una de las plantas. El esquema de operación de los cabezales de vapor, de la generación de energía eléctrica, de tratamiento de agua y tratamiento de condensados será prácticamente el mismo que el que se emplea en la refinería debido a que este estudio partirá de la información existente para la refinería.

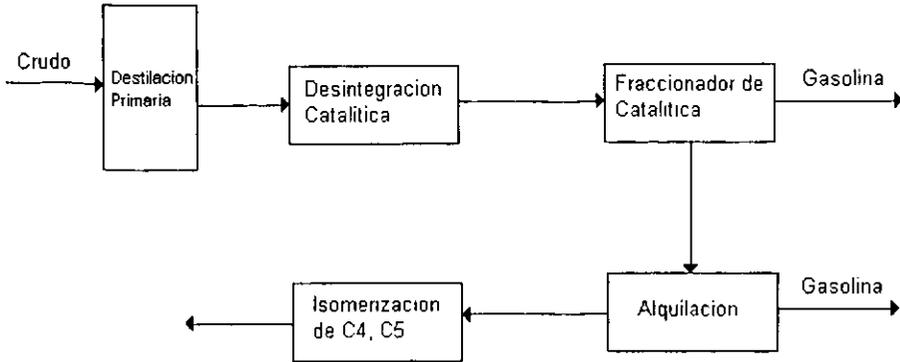


Figura 7. Esquema de operación de la planta de gasolinas.

2.2.1 Vapor de agua.

Se considerará que las calderas generarán vapor de 60 kg/cm^2 de presión que será destinado a la planta Catalítica, al accionamiento de los ventiladores de tiro forzado de las calderas y a los turbogeneradores de vapor que tendrán una extracción a la presión de 20 kg/cm^2 y la otra a condensación total.

De igual forma el cabezal de vapor de media presión se alimentará con la extracción de los turbogeneradores y con el vapor generado por los recuperadores de calor de las plantas de proceso y será destinado a las turbinas de contrapresión y de condensación total así como para los servicios de atomización, calentamiento, etc.

El cabezal de vapor de baja presión se alimentará de las descargas de las turbinas de contrapresión y de los recuperadores de calor, este vapor será destinado a servicios de calentamiento principalmente.

2.2.2 Energía eléctrica.

El esquema que se seguirá será el que resulte mas conveniente, desde el punto de vista técnico, de los casos que serán analizados: generación con turbina de vapor, con turbina de gas, ciclo combinado o importación.

Para el caso de generación con turbina de vapor, las calderas proporcionarán el vapor de alta necesario para las turbinas, las cuales tendrán una extracción a la presión de 20 kg/cm² para satisfacer la demanda de vapor de media presión. Se contará con una torre de enfriamiento que suministre el agua para condensar el vapor de 3 in Hg extraído de la turbina.

En el caso de la turbina de gas se tendrá una caldera de recuperación de calor de los gases que salen de la turbina, y con una cantidad adicional de combustible generará vapor de media presión que será destinado a las plantas de proceso.

Para el análisis con ciclo combinado, la caldera de recuperación de calor generará vapor de alta presión (60 kg/cm²) que alimentará a la turbina de vapor que acciona un segundo generador. También se contará con una torre de enfriamiento que alimente al condensador de la turbina de vapor.

2.2.3 Condensado aceitoso.

El tratamiento de condensado aceitoso se realizará en unidades de floculación y filtración. El estudio deberá indicar la capacidad total requerida de dichas unidades, además de la capacidad requerida de bombeo, y almacenamiento antes del tratamiento.

2.2.4 Condensado limpio.

El condensado limpio será tratado en unidades de intercambio iónico por medio de resinas y deberá tener la capacidad de tratar el condensado limpio más el condensado que sale del tratamiento de condensado aceitoso.

Se contará con tanques de almacenamiento en donde descargue el condensado limpio proveniente de las plantas, de los cuales se deberá indicar la capacidad así como la del equipo de bombeo y la de almacenamiento de condensados tratados.

2.2.5 Agua tratada.

El agua de reposición a las calderas se alimentará de la corriente proveniente de las unidades desmineralizadoras que deberá pasar previamente por el equipo de desaereado, debe considerarse el equipo requerido de almacenamiento y bombeo.

CAPÍTULO 3

Análisis de la disponibilidad actual de servicios

3.1 Disponibilidad de servicios en la refinería.

El agua cruda proveniente de los pozos se recibe en dos tanques de 315,000 bls ($50,000 \text{ m}^3$) cada uno y en otros dos de 200,000 bls ($31,800 \text{ m}^3$) cada uno, lo cual nos da una capacidad total de almacenamiento de agua cruda de 1,030,000 bls ($163,757 \text{ m}^3$). El agua que sale de estos tanques fluye por gravedad hacia las torres de enfriamiento de los procesos y hacia las unidades de desmineralización de agua (UDA's).

La UDA #2 cuenta con dos trenes de tratamiento de 270 ton/h de capacidad y un tren más de la misma capacidad para tener siempre un tren en regeneración. La UDA #3 sólo cuenta con dos trenes de tratamiento de 270 ton/h de capacidad. La capacidad total de desmineralización de agua con la que cuenta la refinería es, entonces, de 1,350 ton/h.

Para el almacenamiento del agua proveniente de las UDA's se cuenta con un tanque de 150,000 bls ($23,850 \text{ m}^3$), uno de 100,000 bls ($15,900 \text{ m}^3$), dos tanques de 55,000 bls ($8,750 \text{ m}^3$) y dos de 20,000 bls ($3,200 \text{ m}^3$) de capacidad. Todos estos tanques suman una capacidad total de agua desmineralizada de 400,000 bls ($63,600 \text{ m}^3$).

El agua tratada almacenada se transporta por medio de ocho bombas de una capacidad de 2,000 GPM (454.2 ton/h) cada una, la capacidad total de bombeo de agua tratada es de 16,000 GPM (3,634 ton/h).

El condensado aceitoso proveniente de las plantas de proceso se almacena en dos tanques de 10,000 bls (1,600 m³) de capacidad, por lo que la capacidad total de almacenamiento de condensado aceitoso es de solo 20,000 GPM (3,200 m³).

Este condensado se bombea a tratamiento por 4 bombas de 750 GPM (170 ton/h) cada una, entonces, tenemos 3,000 GPM (680 ton/h) de capacidad total.

El condensado aceitoso es tratado en siete unidades de lecho empacado de 950 GPM (215 ton/h) de capacidad cada una. La capacidad total del tren de tratamiento de condensado aceitoso es de 6,650 GPM (1,505 ton/h).

Para recibir el condensado limpio sólo se cuenta con un tanque de almacenamiento de 10,000 bls (1,600 m³).

El condensado limpio de los tanques de almacenamiento se envía al tren de tratamiento mediante tres bombas de 750 GPM (170 ton/h) de capacidad, que juntas nos dan una capacidad total de bombeo de condensado limpio de 2,250 GPM (510 ton/h).

El tren de tratamiento de condensado limpio cuenta con ocho unidades de tratamiento de 875 GPM (200 ton/h) cada una que dan una capacidad total de 7,000 GPM (1,600 ton/h).

El agua tratada que está destinada como agua para caldera se somete a un proceso de desaereado, para este propósito se cuenta con cinco desaereadores de 453.6 ton/h de capacidad cada uno. La capacidad total de desaereado es de 2,268 ton/h.

El agua de alimentación a calderas es enviada por ocho bombas de 1,250 GPM (285 ton/h) de capacidad cada una que hacen un total de 10,000 GPM (2,280 ton/h).

Para enviar el agua de atemperación a las calderas y válvulas reductoras de presión se tienen cuatro bombas de 300 GPM (70 ton/h) cada una, 1,200 GPM (280 ton/h) de capacidad total.

El agua de atemperación a los turbogeneradores se envía mediante tres bombas de 850 GPM (193 ton/h) cada una, la capacidad total de bombeo de agua de atemperación a los turbogeneradores es entonces de 2,550 GPM (580 ton/h).

Para el agua tratada destinada a las calderetas de los procesos se tienen dos bombas de 850 GPM (193 ton/h) cada una y otra bomba mas especialmente para la planta catalítica de 500 GPM (114 ton/h) de capacidad lo que nos da un total de 2,200 GPM (500 ton/h).

La planta de fuerza cuenta con dos torres de enfriamiento que constan de un total de diez celdas de 10,000 GPM (2,271 ton/h) y once bombas de 10,000 GPM (2,271 ton/h). Es decir la capacidad total de las torres es de 100,000 GPM (22,710 ton/h) y la capacidad de bombeo de 110,000 GPM (24,980 ton/h).

Para la generación de energía eléctrica existen dos turbogeneradores de vapor de 25 MW cada uno y otros dos de 32 MW de capacidad cada uno. La capacidad total de generación de energía eléctrica es de 114 MW.

El vapor de agua se genera en siete calderas de 200 ton/h cada una, o sea que se tiene una capacidad de 1,400 ton/h totales.

El combustóleo con el cual se alimentan las calderas se almacena en dos tanques de 10,000 bls (1,600 m³) de capacidad cada uno, para dar un total de 20,000 bls (3,200 m³).

Las bombas destinadas al bombeo de combustóleo hacia las calderas son cuatro de 750 GPM (170 ton/h) cada una, que nos dan 3,000 GPM (680 ton/h) totales.

Todo el equipo que se ha enumerado hasta aquí está situado en la planta de fuerza que se encuentra localizada en el área norte de la refinería. En el área

sur no existen instalaciones para el suministro de servicios auxiliares. Como ya se mencionó anteriormente se pretende instalar una planta de fuerza en el área sur que cubra los requerimientos de servicios de todas las plantas localizadas en dicha área y, entonces, la planta de fuerza del área norte solamente proporcionará servicios a las plantas localizadas en esta otra área. Mediante estas acciones se logrará independizar las áreas norte y sur en cuanto a servicios se refiere.

A continuación se presentan los resultados de un balance efectuado con datos de la operación actual de la refinería. Este balance se presentó a los responsables de la planta de fuerza quienes estuvieron de acuerdo con el mismo, por tal motivo se consideran como resultados totalmente confiables.

En las tablas 2 y 4 se indican las cantidades de servicios (agua y vapor, ton/h y energía eléctrica, KW) que se requieren en cada una de las plantas de la refinería en el área norte y sur respectivamente. Las cantidades se obtienen sumando los requerimientos por equipo de cada una de las plantas.

En las tablas 3 y 5 se indican las cantidades (en ton/h) de las corrientes que regresan a la planta de fuerza.

En las tablas 6 y 7 se tienen las cantidades de servicios requeridos y las cantidades de las corrientes de retorno respectivamente, de la planta de fuerza.

En la tabla 10 se hace una corrección a los valores obtenidos del consumo de energía eléctrica de las plantas y torres de enfriamiento debido a que el consumo real no es el mismo que se indica en los libros de proceso.

La tabla 11 muestra detalladamente el cálculo de consumo de combustible en las calderas.

3.2 Disponibilidad de servicios en la planta de gasolinas.

Como ya se mencionó esta planta no existe en la actualidad por lo tanto no tenemos ninguna disponibilidad de servicios actualmente. La cantidad de servicios de que debe disponer esta planta será arrojado por este estudio.

UNAM/FG	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA. CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS EN ÁREA NORTE				
---------	--	--	--	--	--

CONSUMOS DE PLANTAS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 20 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 3.5 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 'TOTAL'
SECTOR I					
1-A1, 1-A2	---	0.0	108.4	36.1	838
1-A R	7.0	0.0	135.6	28.7	1271
2	---	0.0	43.6	0.7	154
SUBTOTAL SECTOR I	7.0	0.0	287.6	65.5	2263
SECTOR II					
3-A1	---	65.8	51.7	39.8	1533
5	---	0.0	0.0	0.0	0
4-A 4-B	---	0.0	6.0	0.0	43
5-A	---	0.0	0.0	7.6	18
5-B	---	0.0	0.0	24.7	53
SUBTOTAL SECTOR II	0.0	65.8	57.7	71.9	1647
SECTOR III					
7-A	---	0.0	35.6	0.0	997
8-A1	---	15.2	7.6	0.1	3382
9-A	---	0.0	6.0	48.3	364
10-A	---	0.0	27.0	0.0	299
10-B	---	0.0	27.0	0.0	299
10-SA	---	0.0	0.0	0.0	52
SUBTOTAL SECTOR III	0.0	15.2	103.1	48.4	5393
SECTOR IV Y VI					
12-A	---	0.0	4.5	0.0	1868
13	---	0.0	0.0	0.0	145
12-B	---	0.0	0.0	0.0	1182
12-C	---	0.0	0.0	0.0	1030
TREF	---	0.0	0.0	0.0	381
15	---	0.0	0.0	0.0	30
16	---	0.0	0.0	0.0	284
17	---	0.0	0.0	0.0	1129
12-D	---	0.0	0.0	0.0	4875
SUBTOTAL SECTOR IV Y VI	0.0	0.0	4.5	0.0	10885
SECTOR VII					
1-B R	---	0.0	80.2	33.8	1540
1-B1	---	0.0	5.2	62.3	1967
1-B B	---	0.0	3.7	0.0	94
1-B A	---	0.0	0.0	0.0	35
1-BB	---	0.0	1.6	0.0	73
1-BC	---	0.0	0.0	0.0	673
1-BD	---	0.0	0.0	0.0	1
1-B2	---	0.0	81.7	2.9	1408
1-BA	---	0.0	7.4	1.5	156
SUBTOTAL SECTOR VII	0.0	0.0	159.8	100.5	5947
SECTOR IX					
1-B1	83.1	60.0	15.8	0.7	3502
3-B2	---	0.0	0.0	0.0	22
3-B3	---	0.0	0.0	0.0	32
3-B4	---	0.0	0.0	0.0	46
3-ATD	---	0.0	0.0	0.0	0
20-A	---	0.0	36.1	2.7	1009
19-A	---	0.0	11.9	0.0	477
21-A	---	0.0	15.2	29.8	4666
SUBTOTAL SECTOR IX	83.1	60.0	79.0	33.1	9753
SECTOR X					
23	168.8	100.3	42.4	18.1	888
23-MC1	---	7.4	25.2	0.1	11009
23-MC2	---	28.9	3.7	0.0	8012
24-A1	63.7	0.0	103.3	0.0	908
24-A2	---	0.0	0.0	0.0	999
22-A1	3.5	0.0	0.0	55.4	620
22-A2	---	0.0	0.0	24.2	301
25	71.6	0.0	38.4	2.5	11
26	6.5	0.0	0.0	25.2	574
23-INT	---	0.0	0.3	15.3	727
SUBTOTAL SECTOR X	314.1	136.6	213.3	140.8	24050
CONSUMOS PLANTAS ACTUALES NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59338
PLANTAS FUTURAS					
29	---	0.0	0.0	0.0	0
21-B	0.0	0.0	0.0	0.0	0
19-B	0.0	0.0	0.0	0.0	0
20-B	0.0	0.0	0.0	0.0	0
SUBTOTAL PLANTAS FUTURAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0
CONSUMOS PLANTAS FUTURAS NORTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0

Tabla 2

ENTREGAS DE PLANTAS	VAPOR DE ALTA	VAPOR DE MEDIA	VAPOR DE BAJA	CONDENSADO LIMPIO	CONDENSADO ACEITOSO	AGUA AMARGA	PÉRDIDAS
	GENERADO	GENERADO	GENERADO	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
SECTOR I							
1-A1 1-A2	---	---	96.5	---	1.8	34.2	11.9
1-A R	---	---	93.0	---	0.0	75.5	2.8
2	---	---	40.0	---	0.7	3.6	0.0
SUBTOTAL SECTOR I	0.0	0.0	229.5	0.0	2.6	113.3	14.8
SECTOR II							
3-A1	---	---	17.6	65.8	55.1	13.5	5.2
5	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
4-A 4-B	---	---	6.0	---	0.0	0.0	0.0
6-A	---	---	0.0	---	1.2	6.4	0.0
6-B	---	---	0.0	---	24.7	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR II	0.0	0.0	23.6	65.8	81.0	19.9	5.2
SECTOR III							
7-A	---	---	31.1	---	3.1	0.2	1.2
8-A1	---	---	2.3	15.2	0.1	0.8	4.6
9-A	---	---	0.6	---	53.7	0.0	0.0
10-A	---	---	16.4	5.0	0.5	5.0	0.0
10-B	---	---	16.4	5.0	0.5	5.0	0.0
10-SA	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR III	0.0	0.0	66.7	25.2	57.9	11.0	5.8
SECTOR IV Y V							
12-A	---	---	4.5	---	0.0	0.0	0.0
13	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
12-B	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
12-C	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TREF	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
15	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
16	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
17	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
12-D	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR IV Y V	0.0	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0
SECTOR VI							
1 B R	---	---	64.8	---	6.9	37.6	4.7
1-B1	---	---	0.0	---	23.2	39.2	5.2
16-B	---	---	3.7	---	0.0	0.0	0.0
1-BA	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
1-BB	---	---	1.6	---	0.0	0.0	0.0
1-BC	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
1-BD	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
1-B2	---	---	24.4	---	2.9	35.4	1.9
1-BA	---	---	7.0	---	1.5	0.0	0.4
SUBTOTAL SECTOR VI	0.0	0.0	101.5	0.0	34.4	112.2	12.3
SECTOR IX							
3-B1	31.2	49.3	0.6	60.0	5.7	0.0	10.2
3-B2	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
3-B3	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
3-B4	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
3-ATD	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
20-A	---	---	3.6	---	35.2	0.0	0.0
19-A	---	---	1.2	---	10.7	0.0	0.0
21-A	---	---	2.0	---	43.0	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR IX	31.2	49.3	7.4	60.0	94.5	0.0	10.2
SECTOR X							
23	166.1	---	42.4	---	77.0	0.0	41.4
23-MC1	---	---	32.1	---	0.4	0.0	0.2
23-MC2	---	---	32.1	---	0.3	0.0	0.2
24-A1	---	63.1	51.6	---	1.6	0.0	50.2
24-A2	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
22-A1	---	---	3.5	---	55.4	0.0	0.0
22-A2	---	---	0.0	---	24.2	0.0	0.0
25	---	51.6	54.9	---	2.4	0.0	0.1
26	---	---	6.2	---	25.2	0.0	0.0
23-INT	---	---	0.2	---	15.5	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR X	166.1	114.7	222.9	0.0	201.9	0.0	92.1
ENTREGAS PLANTAS ACTUALES NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3
PLANTAS FUTURAS							
29	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
21-B	0.0	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
19-B	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
20-B	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL PLANTAS FUTURAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENTREGAS PLANTAS FUTURAS NORTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tetra 3

UNAM/FC
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA
CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS ÁREA SUR

CONSUMOS DE PLANTAS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 20 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 3.5 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 'TOTAL'
SECTOR VIII					
7-B	---	0.0	37.8	0.0	436
8-B1	24.8	18.5	44.0	0.0	3883
9-B	---	0.0	6.0	48.3	453
10-C	---	0.0	36.0	0.0	120
10-D	---	0.0	27.2	0.0	388
11-B	---	0.0	0.0	0.0	129
4-C	---	0.0	19.2	0.0	0
10-E	10.3	0.0	7.4	0.0	5523
28	---	0.0	15.2	40.9	1014
4-D	---	0.0	0.0	0.0	1250
SUBTOTAL SECTOR VIII	35.1	18.5	192.8	89.2	13196
CONSUMOS PLANTAS ACTUALES SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13196
PLANTAS FUTURAS					
30	0.0	0.0	0.0	0.0	0
3-C1	1.4	0.0	0.0	0.0	0
3-C2	---	0.0	0.0	0.0	0
SUBTOTAL PLANTAS FUTURAS	1.4	0.0	0.0	0.0	0
CONSUMOS PLANTAS FUTURAS SUR	1.4	0.0	0.0	0.0	0

Tabla 4

ENTREGAS DE PLANTAS	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
SECTOR VIII							
7-B	---	---	36.7	---	0.0	0.0	1.2
8-B1	---	23.5	41.7	18.5	0.3	0.0	2.1
9-B	---	---	0.6	---	53.7	0.0	0.0
10-C	---	---	25.7	5.0	0.0	4.6	0.7
10-D	---	---	3.8	5.0	0.0	4.7	0.7
11-B	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
4-C	---	---	19.2	---	0.0	0.0	0.0
10-E	---	9.8	0.0	5.3	0.0	1.3	0.8
28	---	---	1.5	---	54.0	0.0	0.6
4-D	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL SECTOR VIII	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
ENTREGAS PLANTAS ACTUALES SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
PLANTAS FUTURAS							
30	---	0.0	0.0	---	0.0	0.0	0.0
3-C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0
3-C2	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL PLANTAS FUTURAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0
ENTREGAS PLANTAS FUTURAS SUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0

Tabla 5

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN SERVICIOS AUXILIARES, ÁREA DE FUERZA Y TORRES DE ENFRIAMIENTO

CONSUMOS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ²		VAPOR DE 20 kg/cm ²		VAPOR DE 3.5 kg/cm ²		CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
		TOTAL		TOTAL		TOTAL		
SERVICIOS AUXILIARES								
BOMBAS DE AGUA CRUDA	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3708
PLANTA POTABILIZADORA	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
ENVÍO DE AGUA A TRATAMIENTO	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
TRATAMIENTO DE AGUAS	---	0.0	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2116
ALMACENAMIENTO DE QUÍMICOS	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33
AGUA DE ALIM. A CALDERAS	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
POZOS 1	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4325
POZOS 2	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3937
OTROS SERVICIOS	---	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3380
SUBTOTAL SERVICIOS AUXILIARES	0.0	0.0	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	17500
FUERZA								
ÁREA NORTE								
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	895
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1-A	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	671
CALDERA 1	161.6	8.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 2	161.6	8.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 3	161.6	8.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 4	161.6	8.5	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 6	161.6	8.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 7	161.6	8.5	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA 5 (CO ²)	161.6	7.3	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	60
CALDERA DE 50 T/H	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
ÁREA SUR								
CALDERA 8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
CALDERA 9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
CALDERA 10 ("CO")	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1-B	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
SUBTOTAL FUERZA	1131.2	58.4	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1984
TORRES DE ENFRIAMIENTO								
ÁREA NORTE								
TORRE DE ENFRIAMIENTO 0 (60 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2685
TORRE DE ENFRIAMIENTO 2 (130 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4474
TORRE DE ENFRIAMIENTO 3 (120 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4567
TORRE DE ENFRIAMIENTO 4 (40 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1879
TORRE DE ENFRIAMIENTO 5 (20 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	820
ÁREA SUR								
TORRE DE ENFRIAMIENTO 6 (80 000 GPM)	---	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2927
SUBTOTAL TORRES DE ENFRIAMIENTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17352
CONSUMOS FZ., SERV. AUX. Y T. DE ENF.	1131.2	58.4	25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	36836

Tabla 6

ENTREGAS	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PERDIDAS TOTAL
SERVICIOS AUXILIARES							
BOMBAS DE AGUA CRUDA	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
PLANTA POTABILIZADORA	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
ENVIO DE AGUA A TRATAMIENTO	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TRATAMIENTO DE AGUAS	---	---	10.0	---	0.0	0.0	3.1
ALMACENAMIENTO DE QUIMICOS	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
AGUA DE ALIM. A CALDERAS	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
POZOS 1	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
POZOS 2	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
OTROS SERVICIOS	---	---	0.1	---	53.0	0.0	0.0
SUBTOTAL SERVICIOS AUXILIARES	0.0	0.0	10.1	0.0	53.0	0.0	3.1
FUERZA							
AREA NORTE							
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1-A	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
CALDERA 1	156.9	---	9.7	---	0.5	0.0	0.0
CALDERA 2	156.9	---	9.7	---	0.5	0.0	0.0
CALDERA 3	156.9	---	9.7	---	0.5	0.0	0.0
CALDERA 4	156.9	---	9.7	---	0.2	0.0	0.0
CALDERA 6	156.9	---	9.7	---	0.5	0.0	0.0
CALDERA 7	156.9	---	9.7	---	0.5	0.0	0.0
CALDERA 5 (COO)	156.9	---	8.5	---	0.9	0.0	0.0
CALDERA DE 50 TH	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
AREA SUR							
CALDERA 8	0.0	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
CALDERA 9	0.0	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
CALDERA 10 (COO)	0.0	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 1-B	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL FUERZA	1098.3	0.0	66.8	0.0	3.5	0.0	0.0
TORRES DE ENFRIAMIENTO							
AREA NORTE							
TORRE DE ENFRIAMIENTO 0 (60 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 2 (130 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 3 (120 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 4 (40 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
TORRE DE ENFRIAMIENTO 5 (20 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
AREA SUR							
TORRE DE ENFRIAMIENTO 6 (80 000 GPM)	---	---	0.0	---	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL TORRES DE ENFRIAMIENTO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENTREGAS FZA., SERV. AUX. Y T. DE ENF.	1098.3	0.0	77.0	0.0	56.5	0.0	3.1

Tabla 7

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS
UNAMIFIQ

CASO: ACTUAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)

CONSUMOS REFINERÍA	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ²		VAPOR DE 20 kg/cm ²		VAPOR DE 3.5 kg/cm ²		CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 'TOTAL'
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59938			
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13195.5			
TOTAL PLANTAS	440.6	296.1	1097.8	549.6	73134			
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1131.2	58.4	25.2	53.0	36836			
TOTAL CONSUMOS REFINERÍA	1571.8	354.5	1123.0	602.6	109970			

Tabla 8.

ENTREGAS REFINERÍA	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO		VAPOR DE BAJA GENERADO		CONDENSADO LIMPIO		CONDENSADO ACEITOSO		AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL		
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3				
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0				
TOTAL PLANTAS	197.3	197.3	798.2	184.8	580.3	268.5	146.3				
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1098.3	0.0	77.0	0.0	56.5	0.0	3.1				
TOTAL ENTREGAS REFINERÍA	1295.6	197.3	875.1	184.8	636.8	268.5	149.4				

Tabla 9.

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: ACTUAL

UNAM/IFQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE QUÍMICA
 SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO	FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE			
FUERZA NORTE	0.80	59.94	47.95
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA NORTE	0.80	19.48	15.59
ALUMBRADO	0.80	14.43	11.54
ASFALTO	---	1.74	1.74
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	---	1.50	1.50
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	---	0.00	0.00
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.80	6.35	5.08
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	0.80	13.20	10.56
ALUMBRADO	0.80	2.93	2.34
ACRILONITRILLO	---	1.20	1.20
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	---	2.50	2.50
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	0.80	0.37	0.30
EXPORTACIÓN	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 3	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	---	0.00	0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES			100.20
TOTAL GENERADO EN REFINERÍA			100.20
TOTAL CONSUMIDO EN REFINERÍA			100.20

Tabla 10.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS NORTE		TON/H	ENTALPIA ESPECIFICA M kcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMKcal/H
SALIDAS:				
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg/cm ² man., 482.2 °C)	1240.9	807.3	1001.855
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg/cm ² man., 282.2 °C)	37.2	290.0	10.796
ENTRADAS:				
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg/cm ² man., 118.0 °C)	1137.2	118.8	135.100
AGUA PARA ATEMPERACION	(85.1 kg/cm ² man., 118.0 °C)	141.0	118.8	16.747
TOTAL DE CALOR ABSORBIDO				860.804
EFICIENCIA DE CALDERAS (%)				
CON GAS COMBUSTIBLE	82	43.040	52.488	
CON COMBUSTIBLEO	82	817.764	997.273	
CON CO.	93.9	0.000	0.000	
TOTAL DE CALOR		1041.761		
APORTACION ENERGETICA DE CADA COMBUSTIBLE				
GAS COMBUSTIBLE	MMKCAL/M3	7.564	5.0	52.488
COMBUSTIBLEO	MMKCAL/M3	9268	95.0	997.273
CO. TID DE COQUE	Mkcal/T	7829	---	0.000
TOTAL				1049.761
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCION DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA				
GAS COMBUSTIBLE	M3/D	MMPCSD	BPD	
COMBUSTIBLEO	(@ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.)	(@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	(@ 15.6 °C)	
	166.547	166.541	5.605	
		2.582.5		16.245.2
CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES				
GAS COMBUSTIBLE	166540.7 M3 STD/D @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.			
COMBUSTIBLEO	5.605 MMPCSD @ 15.6 °C y 1 atm abs.			
	2.582.5 M3/D @ 15.6 °C			
	16245.2 BPD @ 15.6 °C			
DIESEL	0.0 M3/D @ 15.6 °C			
	0.0 BPD @ 15.6 °C			

CAPÍTULO 4

Cuantificación de consumos futuros de servicios y requerimiento de equipos

Para hacer una estimación del consumo de servicios se recopiló información de la ingeniería básica de las plantas nuevas, la cual nos proporcionó el consumo de servicios equipo por equipo. Toda esta información junto con la de los equipos ya existentes se capturaron para integrar la base de datos de nuestro simulador. De la base de datos se parte para la estimación del consumo total de vapor, agua y energía eléctrica de las plantas actuales, nuevas y fuerza, con esto podemos calcular el vapor requerido por los turbogeneradores para abastecer la energía eléctrica requerida y entonces tenemos el consumo total de vapor a generar, con lo cual se calcula el agua desmineralizada y combustible requeridos en las calderas. Posteriormente se realiza el balance en los desaereadores y en las unidades de desmineralización, tomando también en cuenta el condensado recuperado, mediante los trenes de tratamiento de condensados, para obtener el total de agua cruda requerida en la planta.

Para poder realizar estos cálculos se tomaron algunas consideraciones que están basadas en las condiciones de operación promedio, las cuales fueron proporcionadas directamente por el personal que labora en la refinería. Entre las cuales tenemos:

- La recuperación de condensado aceitoso en el tren de tratamiento es del 50%.
- La recuperación de condensado limpio en el tren de tratamiento es del 100%.

- La eficiencia de operación de las calderas es de 82%
- La eficiencia de la turbina de gas es de 32.5%.
- El delta de temperatura en las torres de enfriamiento de fuerza es de 10°C.
- El agua de atemperación a calderas es el 11% del vapor requerido de alta.
- El agua de atemperación a las válvulas reductoras es el 2.5% del vapor requerido.
- El agua de atemperación a los turbogeneradores es el 8% del vapor requerido de extracción.
- La purga en las calderas es del 3% en relación al agua alimentada.
- El combustible alimentado a calderas es 5% gas y 95% combustóleo.
- El consumo real de energía eléctrica en las plantas es el 80% del que se calcula con los datos de placa de los equipos.
- En las válvulas reductoras de vapor de alta presión siempre hay un flujo mínimo de vapor de 25 ton/h.
- Minimización de vapor a venteo.
- Minimización de uso de válvulas reductoras.
- Para determinar la capacidad de los nuevos equipos se considerará una capacidad 10, 20 o 25% adicional a la requerida según sea el caso y deberá ser uniforme a la de los equipos existentes.
- El número de equipos a adquirir será el requerido mas uno que se tendrá fuera de operación para darle mantenimiento.
- En los tanques de almacenamiento el nivel no debe ser inferior a 6 pies.

- El tiempo de residencia en los tanques de agua desmineralizada debe ser de 48 horas.
- El tiempo de residencia en el almacenamiento de condensados es de 4 horas.
- El tiempo de residencia en el almacenamiento de combustóleo a calderas es de 8 horas.

A continuación se presentan las características de algunas corrientes clave:

Tabla 12. Características de algunas corrientes^(11, 12).

Corriente	P (Kg./cm ²)	T (°C)
Vapor de alta presión	60	482
Vapor de media presión	19	310
Vapor de baja presión	3.5	148
Agua para calderas	85	118
Purga de calderas	67	282
Agua de atemperación	85	118
Condensado limpio	3.5	48
Condensado aceitoso	3.5	95

La realización de los balances de materia es muy sencillo ya que consideramos que nuestro único componente es el agua.

A continuación se presenta el cálculo de los balances en algunos puntos seleccionados.

4.1 Turbogeneradores de vapor.

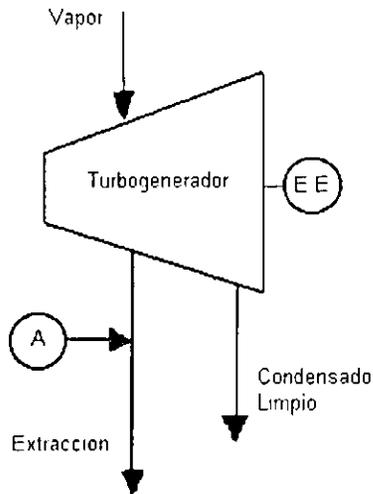


Figura 8. Corrientes del turbogenerador.

La carga del generador y el vapor a extraer se obtienen de los requerimientos de las plantas. Con las curvas de operación de los turbogeneradores (facilitadas por la refinería) y los datos anteriores se estima el vapor alimentado y por lo tanto el vapor a condensación.

4.2 Desaeradores.

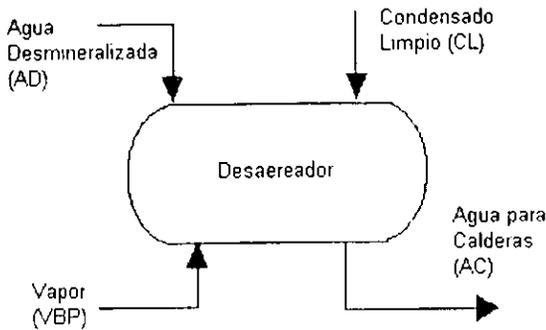


Figura 9. Corrientes en el desaerador.

Cálculo del vapor requerido en los desaeradores:

$$Q_{\text{liberado}} = \frac{Q_{\text{absorbido}}}{\eta_{\text{cal}}}$$

$$AD = AC - CL - VBP$$

$$\text{Consumo}_{\text{gas}} = \frac{EE \text{ (MW)} \cdot \text{Heat Rate (KJ / MW)}}{\text{Poder calorífico (KJ / KG)}}$$

$$CL(H_{CL} - H_{AD}) + VBP(H_{VBP} - H_{AD}) = AC(H_{AC} - H_{AD})$$

$$VBP = \frac{AC(H_{AC} - H_{AD}) - CL(H_{CL} - H_{AD})}{H_{VBP} - H_{AD}}$$

Las entalpías de las corrientes se obtienen fácilmente de tablas de vapor ya que se conocen las presión y temperatura de todas las corrientes que intervienen en el proceso.

4.3 Calderas.

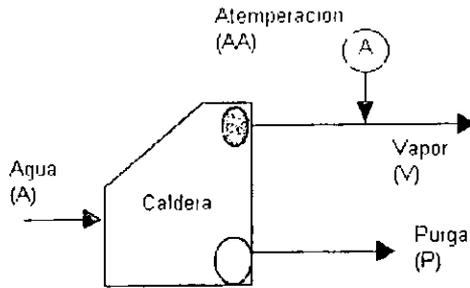


Figura 10. Corrientes en la caldera.

$$Q_{absorbida} = P * H_p + V * H_v - A * H_a - AA * H_{aa}$$

$$Q_{liberada} = \frac{Q_{absorbida}}{\eta_{cald}}$$

$$Combustible = \frac{Q_{liberada}}{poder_calorifico_combustible}$$

La eficiencia de la caldera (η_{cald}) es un dato proporcionado por el personal de la refinería, el cual es un promedio de la eficiencia real de operación. Además se conocen las temperaturas y las presiones de las corrientes por lo tanto sus entalpías se obtienen de tablas de vapor.

4.4 Turbina de gas.

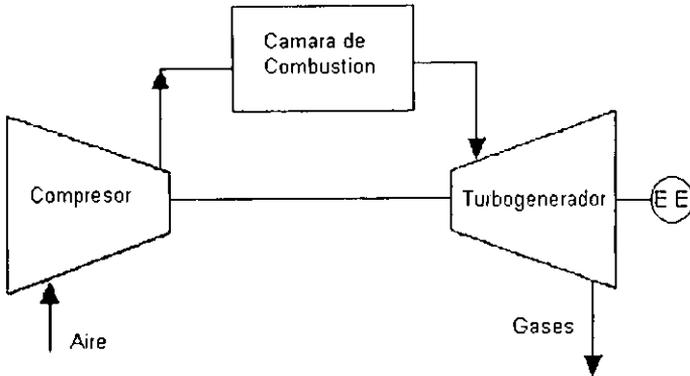


Figura 11. Corrientes en la turbina de gas.

$$\text{Consumo}_{\text{gas}} = \frac{EE(\text{MW}) * \text{Heat}_{\text{Rate}}(\text{KJ} / \text{MW})}{\text{Poder}_{\text{calorifico}}(\text{KJ} / \text{KG})}$$

El consumo de gas en la turbina es fácilmente evaluado con la expresión anterior en la que el valor del Heat Rate de la turbina se tomó de los manuales existentes en la Refinería para dichas turbinas.

4.5 Flasheo de condensados.

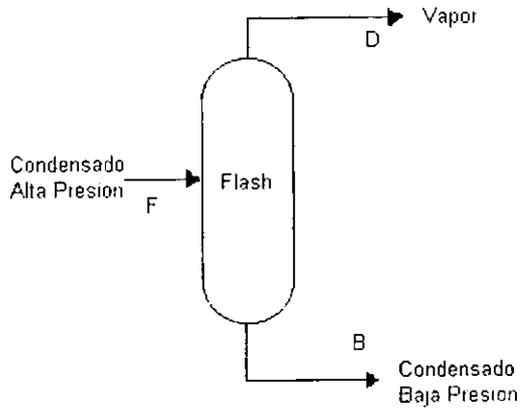


Figura 12. Corrientes en el flash.

$$B = F - D$$

$$F * H_f = D * H_D + B * H_B$$

$$F * H_f = D * H_D + (F - D)H_B$$

$$F(H_f - H_B) = D(H_D - H_B)$$

$$D = \frac{F(H_f - H_B)}{H_D - H_B}$$

Aquí como en los casos anteriores son conocidas las condiciones de las corrientes y por lo tanto también sus entalpías.

4.6 Condensador del turbogenerador.

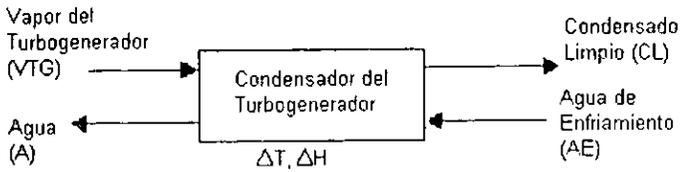


Figura 13. Corrientes en el condensador del turbogenerador.

$$VTG * H_{VTG} + AE * H_A = AE * H_1 + VTG * H_{CL}$$

$$VTG(H_{VTG} - H_{CL}) = AE(H_1 - H_A)$$

$$AE = \frac{VTG(H_{VTG} - H_{CL})}{H_1 - H_A}$$

De esta manera se han obtenido los resultados de requerimiento de servicios auxiliares y el equipo necesario para cada una de las alternativas de generación de energía los cuales se resumen en las siguientes tablas.

En primer lugar se presentan los resultados de los cuatro casos para la refinería (tablas 13-32) y en segundo lugar se presentan los resultados para la planta de gasolinas (tablas 33-52). Los casos se enumeran de la siguiente manera:

Caso 1: Empleo de turbina de vapor para la generación de energía eléctrica.

Debido a la forma en que se ha establecido que se realizará la expansión del área de fuerza de la refinería, este caso se calculó tomando en cuenta que la generación de energía eléctrica en el área sur se lleva a cabo con turbinas de vapor. Para la planta de gasolinas la totalidad de la energía eléctrica se genera con turbinas de vapor.

Caso 2: Empleo de turbina de gas.

La generación de energía eléctrica en el área sur de la refinería es con turbina de gas. La generación de energía eléctrica en la planta de gasolinas se realiza con turbina de gas.

Caso 3: Empleo de ciclo combinado.

La generación de energía eléctrica en el área sur de la refinería es con ciclo combinado. La generación de energía eléctrica en la planta de gasolinas se realiza con ciclo combinado.

Caso 4: Importación de energía eléctrica como medio de abastecimiento.

El abastecimiento de energía eléctrica en el área sur de la refinería se realiza mediante importación. El abastecimiento de energía eléctrica en la planta de gasolinas es mediante importación.

Las tablas de resumen total (13, 14, 18, 19, 23, 24, 28, 29, 33, 34, 38, 39, 43, 44, 48, 49) se han obtenido sumando las cantidades de consumos y entregas de servicios, de cada una de las plantas, de la base de datos.

En las tablas de resumen de consumo de energía eléctrica (15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50) se hace una corrección a la cantidad que se obtiene como resultado de la suma de las cantidades de la base de datos como consecuencia de que el consumo real no es el mismo que el que se especifica en los libros de proceso.

En las tablas de consumo de combustible (16, 21, 26, 31, 36, 41, 46, 51) se muestra detalladamente el cálculo de consumo en las calderas y turbinas.

Finalmente en las tablas de requerimientos de crecimiento (17, 22, 27, 32, 37, 42, 47, 52) se hace el cálculo de los equipos que es necesario adquirir para cada caso, a partir de los resultados del balance de todo el sistema de fuerza y servicios auxiliares.

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: T Vapor

UNAM/FQ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)
--

CONSUMOS REFINERÍA	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 20 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 3.5 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59938
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13195.5
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	17.9	4.1	42.2	45.1	1884
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	79.8	75.1	37.7	39.2	6655
TOTAL PLANTAS	536.8	375.3	1177.6	634.0	81673
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1384.2	75.4	28.5	53.0	37999
TOTAL CONSUMOS REFINERÍA	1921.1	450.7	1206.1	687.0	119673

Tabla 13

ENTREGAS REFINERÍA	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACFITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	7.9	0.0	4.6	0.0	86.5	0.0	10.2
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	63.5	12.9	2.1	75.1	57.6	8.0	10.7
TOTAL PLANTAS	268.7	210.2	804.9	259.9	724.4	275.1	167.2
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1343.9	0.0	96.4	0.0	57.4	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS REFINERÍA	1612.6	210.2	901.3	259.9	781.9	275.1	170.3

Tabla 14

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: T. Vapor

UNAM/FQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN				
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	59.94	47.95
FUERZA NORTE	(+)	0.80	19.48	15.59
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	14.43	11.54
ALUMBRADO	(+)	---	1.74	1.74
ASFALTO	(+)	---	1.50	1.50
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	(+)	1.00	1.88	1.88
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA NORTE	(+)	0.80	1.12	0.89
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	1.85	1.85
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No 1 Y 2	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA NORTE				82.94
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	13.20	10.56
FUERZA SUR	(+)	0.80	1.16	0.93
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	2.93	2.34
ALUMBRADO	(+)	---	1.20	1.20
ACRILONITRILLO	(+)	---	2.50	2.50
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	(+)	1.00	6.66	6.66
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA SUR	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	0.80	3.82	3.05
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No 3	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA SUR				29.33
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				112.27
TOTAL GENERADO EN REFINERÍA				112.27
TOTAL CONSUMIDO EN REFINERÍA				112.27

Tabla 15.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS NORTE

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/H
SALIDAS.			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg./cm ² man., 482.2 °C)	1032.4	833.525
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	31.0	8.982
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	946.1	112.401
AGUA PARA ATEMPERACIÓN	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	117.3	13.934

CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA

	M3/D (@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.)	MMPCCSD (@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	BPD (@ 15.6 °C)
GAS COMBUSTIBLE (5%)	138.559	4.664	---
COMBUSTOLEO (95%)	2.148.6	---	13.515.7

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS ÁREA SUR

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/H
SALIDAS.			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg./cm ² man., 482.2 °C)	311.5	251.448
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	9.3	2.710
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	285.4	33.908
AGUA PARA ATEMPERACIÓN	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	35.4	4.203

CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA

	M3/D (@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.)	MMPCCSD (@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	BPD (@ 15.6 °C)
GAS COMBUSTIBLE	41.799	1.407	---
COMBUSTOLEO	648.2	---	4.077.2

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	180357.5	M3 STD/D @ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.
	6.070	MMPCCSD @ 15.6 °C y 1 atm abs.
COMBUSTOLEO	2.786.7	M3/D @ 15.6 °C
	17582.9	BPD @ 15.6 °C
DIESEL	0.0	M3/D @ 15.6 °C
	0.0	BPD @ 15.6 °C

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA REFINERÍA
CON LA INCLUSIÓN DE LA PLANTAS NUEVAS**

CASO: T. Vapor

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL			CAPACIDAD DE OPERACIÓN REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO	UNDADES				
ÁREA NORTE						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	1 032	20%	0	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alim Calderas)	BOMBEO	GPM	5,090	25%	0	1,250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	518	25%	0	300
ATEMPERACIÓN DE TURBOS	BOMBEO	GPM	264	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	577	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No. 2	BOMBEO	GPM	366	25%	1	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	1 548	25%	0	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	3 317	25%	0	2,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	0	150,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 955	0%	0	150,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	77 476	0%	0	100,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	75 352	0%	0	100,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	110 000	0%	0	55,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	83 941	0%	0	55,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	40 000	0%	0	20,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	30 219	0%	0	20,000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACIÓN	TON/H	753	25%	0	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	0	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	1	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	2 730	25%	2	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1 318	25%	1	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	620	10%	0	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	919	10%	0	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	87 044	10%	1	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	87 044	25%	0	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACIÓN E E	MW	35	20%	0	25
	GENERACIÓN E E	MW	47	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	1,245	25%	0	750
ÁREA SUR						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	311	25%	3	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alim Calderas Calderetas y	BOMBEO	GPM	1 698	25%	4	1,250
ATEMPERACIÓN DE TURBOS Y VÁLVULAS REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	56	25%	2	100
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	227	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	450	0%	2	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	543	25%	2	700
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30,000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACIÓN	TON/H	123	10%	2	200
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	1	5,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	2	5,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	4 987	0%	1	5,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 987	0%	2	5,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	729	25%	3	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	873	25%	3	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	166	20%	1	200
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	364	10%	2	400
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	27 201	10%	4	10,000
	BOMBEO	GPM	27 201	10%	4	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACIÓN E E	MW	29	9%	2	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	1 431	0%	1	3,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	1 431	0%	1	3,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	376	25%	4	200

Tabla 17

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS. GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO T Gas

UNAM/FQ	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA CONSUMOS DE VAPOR (TONM) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)
---------	--

CONSUMOS REFINERÍA	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 30 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 15 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59938
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13195.5
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	17.9	4.1	42.2	45.1	1884
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	79.8	75.1	37.7	39.2	6655
TOTAL PLANTAS	536.8	375.3	1177.6	634.0	81673
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1299.1	75.4	28.5	53.0	37999
TOTAL CONSUMOS REFINERÍA	1835.9	450.7	1206.1	687.0	119673

Tabla 18

NE

ENTREGAS REFINERÍA	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	7.9	0.0	4.6	0.0	86.5	0.0	10.2
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	63.5	12.9	2.1	75.1	57.6	8.0	10.7
TOTAL PLANTAS	268.7	210.2	804.9	259.9	724.4	275.1	167.2
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1261.2	0.0	96.4	0.0	57.4	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS REFINERÍA	1529.9	210.2	901.3	259.9	781.9	275.1	170.3

Tabla 19

UNAM/FQ				
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO				
FACULTAD DE QUÍMICA				
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.				
RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA				
CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
(+) INDICA REQUERIMIENTO				
(-) INDICA APORTACIÓN				
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	59.94	47.95
FUERZA NORTE	(+)	0.80	19.48	15.59
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	14.43	11.54
ALUMBRADO	(+)	...	1.74	1.74
ASFALTO	(+)	...	1.50	1.50
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	(+)	1.00	1.88	1.88
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA NORTE	(+)	0.80	1.12	0.89
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	...	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	...	1.85	1.85
EXPORTACIÓN	(+)	...	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	(-)	...	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	...	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	...	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	...	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA NORTE				82.94
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	13.20	10.56
FUERZA SUR	(+)	0.80	1.15	0.93
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	2.93	2.34
ALUMBRADO	(+)	...	1.20	1.20
ACRILONITRILLO	(+)	...	2.50	2.50
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	(+)	1.00	6.66	6.66
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA SUR	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	...	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	0.80	3.82	3.05
EXPORTACIÓN	(+)	...	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 3	(-)	...	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	...	29.33	29.33
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	...	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	...	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA SUR				0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				82.94
TOTAL GENERADO EN REFINERÍA				112.27
TOTAL CONSUMIDO EN REFINERÍA				112.27

Tabla 20

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS NORTE

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA M/KCAL/TON	ENTALPIA TOTAL M/MKCAL/H
SALIDAS			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	60.5 kg/cm ² man 482.2 C	1032.4	633.525
PURGA DE CALDERAS	66.8 kg/cm ² man 282.2 C	31.0	9.982
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	85.1 kg/cm ² man 119.0 C	946.1	112.401
AGUA PARA ATEMPERACION	85.1 kg/cm ² man 118.0 C	117.3	13.934
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA			
	M3/D	M/MPCSD	SPD
GAS COMBUSTIBLE	3.20 C y 1 kg/cm ² abs 1	2.15.6 C y 1 atm abs 1	2.15.6 C
COMBUSTIBLE	138.559	4.664	...
	2.148.6	...	13.515.7

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS SUR

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA M/KCAL/TON	ENTALPIA TOTAL M/MKCAL/H
SALIDAS			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	60.5 kg/cm ² man 482.2 C	228.8	184.700
PURGA DE CALDERAS	66.8 kg/cm ² man 282.2 C	6.5	1.990
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	85.1 kg/cm ² man 118.0 C	209.7	24.912
AGUA PARA ATEMPERACION	85.1 kg/cm ² man 118.0 C	29.0	1.288
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA			
	M3/D	M/MPCSD	SPD
GAS COMBUSTIBLE	2.20 C y 1 kg/cm ² abs 1	2.15.6 C y 1 atm abs 1	2.15.6 C
COMBUSTIBLE	30.703	1.033	...
	47.1	...	2.954.9

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS

ENERGÍA ELÉCTRICA NETA GENERADA	29.376 MW
RELACIÓN ENERGÉTICA (HEAT RATE) DE LA TURBINA	10500.0 BTU/KWH
	2848.00 kcal/kwh
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA	32.5

CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE
PODER CALORÍFICO DEL GAS (LHV O HHV)
(EMPLAZAR EL QUE CORRESPONDA CON EL HR DE TURBINA)
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE

	8.205 MKCAL/M3 STD @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs 1
	226976.490 M3 STD @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs 1
	7.639 M/MPCSD @ 15.6 °C y 1 atm abs 1

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	356238.0 M3 STD @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs
	13.336 M/MPCSD @ 15.6 °C y 1 atm abs
COMBUSTIBLE	2.624.7 M3/D @ 15.6 °C
	16510.6 BPD @ 15.6 °C
DIESEL	0.0 M3/D @ 15.6 °C
	0.0 BPD @ 15.6 °C

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA REFINERÍA
CON LA INCLUSIÓN DE LA PLANTAS NUEVAS**

CASO: T. Gas

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL			CAPACIDAD DE OPERACIÓN REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES				
ÁREA NORTE						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACION	TON/H	1 032	15%	0	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alm Calderas)	BOMBEO	GPM	5 090	25%	0	1 250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCCIONES	BOMBEO	GPM	518	25%	0	300
ATEMPERACIÓN DE TURBOS	BOMBEO	GPM	264	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	577	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No 2	BOMBEO	GPM	366	25%	1	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	1 543	15%	0	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	3 317	25%	0	2 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	0	150 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 955	0%	0	150 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	77 476	0%	0	100 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	75 362	0%	0	100 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	110 000	0%	0	55 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	83 941	0%	0	55 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	40 000	0%	0	20 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	33 219	0%	0	20 000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	753	25%	0	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	0	10 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	1	10 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	2 730	25%	2	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1 318	25%	1	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	620	10%	0	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	919	10%	0	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	87 044	10%	1	10 000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	87 044	25%	0	10 000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACION E E	MW	36	20%	0	25
	GENERACION E E	MW	47	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10 000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	1 245	25%	0	750
ÁREA SUR						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACION	TON/H	285	25%	3	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alm Calderas, Calderetas y	BOMBEO	GPM	1 577	25%	4	1 250
ATEMPERACIÓN DE TURBOS Y VÁLVULAS REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	11	25%	2	100
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	227	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	412	0%	2	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	543	25%	2	700
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	123	10%	2	200
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	1	5 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	2	5 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	1 636	0%	1	5 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	1 636	0%	1	5 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	729	25%	3	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	286	25%	2	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	166	20%	1	200
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	231	10%	1	400
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	0	10%	0	10 000
	BOMBEO	GPM	0	25%	0	10 000
ENERGÍA ELÉCTRICA (TURBINA DE GAS)	GENERACION E E	MW	29	15%	2	25
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	1	3 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	1	3 000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	276	25%	3	200

Tabla 22

UNAM/FQ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)
--

CONSUMOS REFINERÍA	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 29 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 3.5 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59938
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13195.5
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	17.9	4.1	42.2	45.1	1884
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	79.8	75.1	37.7	39.2	6655
TOTAL PLANTAS	536.8	375.3	1177.6	634.0	81673
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1299.9	75.4	28.5	53.0	37999
TOTAL CONSUMOS REFINERÍA	1836.8	450.7	1206.1	687.0	119673

Tabla 23

ENTREGAS REFINERÍA	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LÍMPIDO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	7.9	0.0	4.6	0.0	86.5	0.0	10.2
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	63.5	12.9	2.1	75.1	57.6	8.0	10.7
TOTAL PLANTAS	268.7	210.2	804.9	259.9	724.4	275.1	167.2
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1262.1	0.0	96.4	0.0	57.4	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS REFINERÍA	1530.8	210.2	901.3	259.9	781.9	275.1	170.3

Tabla 24

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: C. Combinado

UNAM/FQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
	(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE				
FUERZA NORTE	(+)	0.80	59.94	47.95
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	19.48	15.59
ALUMBRADO	(+)	0.80	14.43	11.54
ALUMBRADO	(+)	---	1.74	1.74
ASFALTO	(+)	---	1.50	1.50
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	(+)	1.00	1.88	1.88
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA NORTE	(+)	0.80	1.12	0.89
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	0.24	0.24
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	1.85	1.85
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC (b) 1 Y 2	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA NORTE				83.18
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR				
FUERZA SUR	(+)	0.80	13.20	10.56
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	1.16	0.93
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	2.93	2.34
ALUMBRADO	(+)	---	1.20	1.20
ALUMBRADO	(+)	---	2.50	2.00
ACRILONITRILLO	(+)	---	2.50	2.00
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	(+)	1.00	6.66	6.66
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA SUR	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	0.80	3.82	3.05
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC (b) 3	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	25.00	25.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	4.33	4.33
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA SUR				60.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				83.18
TOTAL GENERADO EN REFINERÍA				112.51
TOTAL CONSUMIDO EN REFINERÍA				112.51

Tabla 25

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS NORTE		TC/MH	ENTALPIA ESPECÍFICA M kcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/h
SALIDAS				
VAPOR GENERADO A TEMPERADO	(60.5 kg/cm ² man 482.2 °C)	1033.3	607.3	834.201
PURGA DE CALDERAS	(56.8 kg/cm ² man 282.2 °C)	31.0	290.0	8.980
ENTRADAS				
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg/cm ² man 118.0 °C)	946.9	118.8	112.482
AGUA PARA A TEMPERACIÓN	(85.1 kg/cm ² man 118.0 °C)	177.4	-19.8	13.945
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA				
GAS COMBUSTIBLE	M3/D (@ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.)	M/MPGSD (@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	BPD (@ 15.6 °C)	
COMBUSTIBLE	138.671	4.667	...	
COMBUSTIBLE	2.150.3		13.526.6	

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS SUR

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS SUR		TC/MH	ENTALPIA ESPECÍFICA M kcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/h
SALIDAS				
VAPOR GENERADO A TEMPERADO	(60.5 kg/cm ² man 482.2 °C)	228.8	607.3	184.688
PURGA DE CALDERAS	(9 kg/cm ² man 282.2 °C)	6.9	290.0	1.990
ENTRADAS				
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg/cm ² man 118.0 °C)	209.7	118.8	24.906
AGUA PARA A TEMPERACIÓN	(85.1 kg/cm ² man 118.0 °C)	25.0	118.8	3.067
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA				
GAS COMBUSTIBLE	M3/D (@ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.)	M/MPGSD (@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	BPD (@ 15.6 °C)	
COMBUSTIBLE	30.703	1.333	...	
COMBUSTIBLE	478.1		2.994.9	

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS

ENERGÍA ELÉCTRICA NETA GENERADA	25.000 MW
RELACIÓN ENERGÉTICA (HEAT RATE) DE LA TURBINA	10500.0 BTU/kWh 2646.00 kcal/kWh
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA	32.5
CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE	8.205 M ³ /D (@ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.)
PODER CALORÍFICO DEL GAS (LHV O HHV)	193491.773 M ³ STD/D (@ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.)
TEMPERAS EL QUE CORRESPONDA CON EL HR DE TURBINA	8.512 M/MPGSD (@ 15.6 °C y 1 atm abs.)
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE	

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	382865.6 M ³ STD/D @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs
COMBUSTIBLE	12.213 M/MPGSD @ 15.6 °C y 1 atm abs
COMBUSTIBLE	2.626.4 M ³ /D @ 15.6 °C
DIESEL	16521.5 BPD @ 15.6 °C
	0.0 M ³ /D @ 15.6 °C
	0.0 BPD @ 15.6 °C

Tabla 26

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA REFINERÍA
CON LA INCLUSIÓN DE LAS PLANTAS NUEVAS**

CASO: C. Combinado

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL			CAPACIDAD DE OPERACION REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES				
ÁREA NORTE						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	1 033	15%	0	700
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alm Calderas)	BOMBEO	GPM	6 094	25%	0	1 250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	518	25%	0	300
ATEMPERACIÓN DE TURBOS	BOMBEO	GPM	284	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	577	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No 2	BOMBEO	GPM	166	25%	1	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	1 549	15%	0	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	3 317	25%	0	2 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	0	150 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 650	0%	0	150 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	77 481	0%	0	100 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	75 362	0%	0	100 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	110 000	0%	0	55 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	83 941	0%	0	55 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	40 000	0%	0	20 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	30 219	0%	0	20 000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	753	25%	0	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	0	10 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	16 598	0%	1	10 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	7 552	0%	0	10 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	7 552	0%	0	10 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	2 730	25%	2	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1 322	25%	1	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	620	10%	0	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	920	10%	0	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	87 044	10%	1	10 000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	87 044	25%	0	10 000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACION E E	MW	36	20%	0	25
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	GENERACION E E	MW	47	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 746	0%	0	10 000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 746	0%	0	10 000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS (CAPACIDAD UTILIZADA)	BOMBEO	GPM	1,246	25%	0	750
ÁREA SUR						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	229	25%	3	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alm Calderas Calderetas y Calderetas)	BOMBEO	GPM	1 389	25%	4	1 250
ATEMPERACIÓN DE TURBOS Y VÁLVULAS REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	11	25%	2	100
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	227	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	172	0%	2	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	543	25%	2	700
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	123	10%	2	200
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	1	5 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	2	5 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	3 253	0%	1	5 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	3 253	0%	1	5 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	729	25%	3	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	569	25%	2	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	166	20%	1	200
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	295	10%	1	400
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	1 300	10%	1	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	1 300	25%	1	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA (TURBINA DE GAS)	GENERACION E E	MW	25	0%	2	25
(TURBINA DE VAPOR)	GENERACION E E	MW	4	20%	2	25
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	1 051	0%	1	3,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	1 051	0%	1	3,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	276	25%	3	200

Tabla 27

UNAM/FC UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW) RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)
--

CONSUMOS REFINERÍA	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 20 kg/cm ² TOTAL	VAPOR DE 3.5 kg/cm ² TOTAL	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA *TOTAL*
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	404.1	277.6	905.0	460.4	59938
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	35.1	18.5	192.8	89.2	13195.5
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	17.9	4.1	42.2	45.1	1884
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	79.8	75.1	37.7	39.2	6655
TOTAL PLANTAS	536.8	375.3	1177.6	634.0	81673
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1299.1	75.4	28.5	53.0	37999
TOTAL CONSUMOS REFINERÍA	1835.9	450.7	1206.1	687.0	119673

Tabla 28

ENTREGAS REFINERÍA	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE	197.3	164.0	656.1	151.0	472.4	256.4	140.3
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR	0.0	33.3	142.1	33.8	107.9	10.7	6.0
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	7.9	0.0	4.6	0.0	86.5	0.0	10.2
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	63.5	12.9	2.1	75.1	57.6	8.0	10.7
TOTAL PLANTAS	268.7	210.2	804.9	259.9	724.4	275.1	167.2
SERVICIOS AUXILIARES Y FUERZA	1261.2	0.0	96.4	0.0	57.4	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS REFINERÍA	1529.9	210.2	901.3	259.9	781.9	275.1	170.3

Tabla 29

PLANTAS ACTUALES Y FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: Importación

UNAM/FQ				
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA.				
RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA				
CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN				
PLANTAS ACTUALES ÁREA NORTE				
FUERZA NORTE	(+)	0.80	59.94	47.95
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA NORTE	(+)	0.80	19.48	15.59
ALUMBRADO	(+)	0.80	14.43	11.54
ASFALTO	(+)	---	1.74	1.74
PLANTAS FUTURAS ÁREA NORTE	(+)	---	1.50	1.50
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA NORTE	(+)	1.00	1.86	1.86
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	0.80	1.12	0.89
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	0.00	0.00
EXPORTACIÓN	(+)	---	1.85	1.85
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA NORTE				82.94
PLANTAS ACTUALES ÁREA SUR				
FUERZA SUR	(+)	0.80	13.20	10.56
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS ACTUALES ÁREA SUR	(+)	0.80	1.16	0.93
ALUMBRADO	(+)	0.80	2.93	2.34
ACRILONITRILLO	(+)	---	1.20	1.20
PLANTAS FUTURAS ÁREA SUR	(+)	---	2.50	2.50
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	1.00	6.66	6.66
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS ÁREA SUR	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	0.80	2.24	1.79
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	0.00	0.00
EXPORTACIÓN	(+)	0.60	3.82	3.05
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 3	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	29.33	29.33
SUBTOTAL A GENERAR EN TURBOS ÁREA SUR				0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				82.94
TOTAL GENERADO EN REFINERÍA				82.94
TOTAL CONSUMIDO EN REFINERÍA				112.27

Tabla 30

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA REFINERÍA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS NORTE

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMKCal/H
SALIDAS			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	1032.4	807.3	833.525
PURGA DE CALDERAS	31.0	290.0	8.982
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	946.1	118.8	112.401
AGUA PARA ATEMPERACIÓN	117.3	118.8	13.934
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA			
	M3/D	MMPCSD	BPD
GAS COMBUSTIBLE	(@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.)	(@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	(@ 15.6 °C)
COMBUSTOLEO	138.559	4.664	---
	2,148.6		13,515.7

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS SUR

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMKCal/H
SALIDAS			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	228.8	807.3	184.698
PURGA DE CALDERAS	6.9	290.0	1.990
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	209.7	118.8	24.906
AGUA PARA ATEMPERACIÓN	26.0	118.8	3.087
CONSUMOS EN BASE A LA PROPORCIÓN DE USO DE COMBUSTIBLES DESEADA			
	M3/D	MMPCSD	BPD
GAS COMBUSTIBLE	(@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.)	(@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	(@ 15.6 °C)
COMBUSTOLEO	30.703	1.033	---
	476.1		2,994.9

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	169261.5	M3 STD/D @ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.
COMBUSTOLEO	5.697	MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 atm abs.
	2.6247	M3/D @ 15.6 °C
	16510.6	BPD @ 15.6 °C
DIESEL	0.0	M3/D @ 15.6 °C
	0.0	BPD @ 15.6 °C

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA REFINERÍA
CON LA INCLUSIÓN DE LA PLANTAS NUEVAS**

CASO: Importación

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL

SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES	CAPACIDAD DE OPERACIÓN REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
ÁREA NORTE						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	1 032	15%	0	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alim Calderas)	BOMBEO	GPM	5 090	25%	0	1,250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	518	25%	0	300
ATEMPERACIÓN DE TURBOS	BOMBEO	GPM	264	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	577	25%	0	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No 2	BOMBEO	GPM	366	25%	1	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	1 548	15%	0	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	3 317	25%	0	2 000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	0	0%	0	150,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 955	0%	0	150,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	77 476	0%	0	100,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	DBL	75 362	0%	0	100,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	110 000	0%	0	55,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	83 941	0%	0	55,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	40 000	0%	0	20 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	30 219	0%	0	20 000
AGUA TRATADA DE UDA s	GENERACIÓN	TON/H	753	25%	0	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	0	10 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	15 598	0%	1	10 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	7 533	0%	0	10 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	2 730	25%	2	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1 318	25%	1	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	620	10%	0	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	919	10%	0	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	87 044	10%	1	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	87 044	25%	0	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACIÓN E E	MW	36	20%	0	25
	GENERACIÓN E E	MW	47	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 742	0%	0	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	1 245	25%	0	750
ÁREA SUR						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACIÓN	TON/H	229	25%	3	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man (Alim Calderas Calderetas)	BOMBEO	GPM	1 323	25%	4	1,250
ATEMPERACIÓN DE TURBOS Y VÁLVULAS REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	11	25%	2	100
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	227	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	355	0%	2	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	543	25%	2	700
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	37 222	0%	2	30 000
AGUA TRATADA DE UDA s	GENERACIÓN	TON/H	123	10%	2	200
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	1	5 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4 164	0%	2	5 000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	2 867	0%	1	5 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	2 867	0%	1	5 000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	729	25%	3	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	502	25%	2	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	166	20%	1	200
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	279	10%	1	400
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	0	10%	0	10,000
	BOMBEO	GPM	0	25%	0	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACIÓN E E	MW	0	9%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	1 051	0%	1	3 000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	1 051	0%	1	3 000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	276	25%	3	200

Tabla 32

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)

CONSUMOS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ²	VAPOR DE 20 kg/cm ²	VAPOR DE 3.5 kg/cm ²	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	
PLANTAS FUTURAS	167.1	205.0	256.8	183.4	17310
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	537.2	32.8	27.7	69.6	17571
TOTAL CONSUMOS	704.3	237.8	284.5	253.0	34882

Tabla 33.

ENTREGAS	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
	PLANTAS FUTURAS	102.6	49.3	69.2	200.9	333.1	16.5
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	521.6	0.0	54.9	0.0	72.2	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS	624.2	49.3	124.0	200.9	405.3	16.5	40.0

Tabla 34

PLANTAS FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: T. Vapor

UNAM/IFQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE QUÍMICA
 SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
	(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
FUERZA	(+)	0.80	10.41	8.33
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS	(+)	0.80	7.16	5.73
ALUMBRADO	(+)	---	1.74	1.74
PLANTAS FUTURAS	(+)	1.00	17.31	17.31
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	0.69	0.69
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				35.88
TOTAL GENERADO EN LA PLANTA				35.88
TOTAL CONSUMIDO EN LA PLANTA				35.88

Tabla 35.

ESTA TESIS NO SALE
 DE LA BIBLIOTECA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL AREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS

	TON/H	ENTALPIA ESPECIFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/H
SALIDAS:			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg./cm ² man., 482.2 °C)	807.3	421.102
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	290.0	4.538
ENTRADAS:			
AGUA PARA CALDERA	(65.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	118.8	56.785
AGUA PARA ATEMPERACION	(65.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	118.8	7.039

GAS COMBUSTIBLE	M3/D	MMPCSD	BPD
COMBUSTOLEO	(@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs.)	(@ 15.6 °C y 1 atm abs.)	(@ 15.6 °C)
	0	0.000	---
	1,142.6		7,187.6

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS

ENERGIA ELÉCTRICA NETA GENERADA:	0.000 MW
RELACION ENERGÉTICA (HEAT RATE) DE LA TURBINA:	10500.0 BTU/KWh
	2646.00 kcal/KWh
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA:	32.5

CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE

PODER CALORIFICO DEL GAS. (LHV O HHV)	8.205 MKCAL/M3 STD (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.)
(EMPLEAR EL QUE CORRESPONDA CON EL HR DE TURBINA)	
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE:	0.000 M3 STD/D (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.)
	0.000 MMPCSD (@ 15.6 °C Y 1 Alm abs)

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	0.0 M3 STD/D @ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.
COMBUSTOLEO	0.000 MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 Alm abs
	1,142.6 M3/D @ 15.6 °C
DIESEL	7,187.6 BPD @ 15.6 °C
	0.0 M3/D @ 15.6 °C
	0.0 BPD @ 15.6 °C

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA PLANTA DE GASOLINAS**

CASO: T. Vapor

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL		UNIDADES	CAPACIDAD DE OPERACION REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO					
VAPOR DE 60 kg/cm ² man.	GENERACIÓN	TON/H	522	25%	5	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man. (Alim. Calderas)	BOMBEO	GPM	2,571	25%	5	1,250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	262	25%	3	300
ATEMPERACIÓN DE TURBOS	BOMBEO	GPM	142	25%	2	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	385	25%	2	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No. 2	BOMBEO	GPM	366	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	740	25%	4	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	1,239	25%	2	2,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBI	84,966	0%	2	55,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	84,966	0%	3	55,000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACIÓN	TON/H	281	25%	2	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	4,301	0%	1	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	4,301	0%	1	10,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1,826	25%	5	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	753	25%	3	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	415	10%	3	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	586	10%	4	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	43,522	10%	6	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	43,522	25%	7	10,000
ENERGÍA ELÉCTRICA	GENERACIÓN E.E.	MW	36	20%	3	25
	GENERACIÓN E.E.	MW	0	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	2,396	0%	1	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	2,396	0%	1	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	629	25%	3	750

Tabla 37.

PLANTAS FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS
UNAM/IFQ

CASO: T. Gas

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)

CONSUMOS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ²	VAPOR DE 20 kg/cm ²	VAPOR DE 3.5 kg/cm ²	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	
PLANTAS FUTURAS	167.1	205.0	256.8	183.4	17310
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	511.8	32.8	27.7	69.6	17571
TOTAL CONSUMOS	678.9	237.8	284.5	253.0	34882

Tabla 36

ENTREGAS	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PERDIDAS TOTAL
	PLANTAS FUTURAS	102.6	49.3	69.2	200.9	333.1	16.5
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	496.9	0.0	54.9	0.0	72.2	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS	599.5	49.3	124.0	200.9	405.3	16.5	40.0

Tabla 39

PLANTAS FUTURAS: GENERACIÓN DE SERVICIOS

CASO: T. Gas

UNAM/IFQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
	(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
FUERZA	(+)	0.80	10.41	8.33
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS	(+)	0.80	7.16	5.73
ALUMBRADO	(+)	--	1.74	1.74
PLANTAS FUTURAS	(+)	1.00	17.31	17.31
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	--	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	--	0.00	0.00
EXPORTACIÓN	(+)	--	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	(-)	--	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	--	35.19	35.19
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	--	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	(-)	--	0.00	0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				
TOTAL GENERADO EN LA PLANTA				
TOTAL CONSUMIDO EN LA PLANTA				
				0.00
				35.19
				35.19

Tabla 40.

UNAM/FQ		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE QUÍMICA		SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS	
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA					
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS					
		TON/H	ENTALPIA ESPECIFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMKcal/H	
SALIDAS.					
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg./cm ² man., 482.2 °C)	496.9	807.3	401.142	
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	14.9	290.0	4.323	
ENTRADAS:					
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	455.3	118.8	54.094	
AGUA PARA ATEMPERACION	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	56.4	118.8	6.706	
GAS COMBUSTIBLE					
COMBUSTOLEO					
	M3/D	MMPCSD	BPD		
	(@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)	(@ 15.6 °C Y 1 atm abs)	(@ 15.6 °C)		
		1,088.4	0.000		6,846.9
CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS					
ENERGIA ELECTRICA NETA GENERADA:					
	35,191 MW				
	10500.0 BTU/KWh				
	2646.00 kcal/KWh				
	32.5				
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA					
CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE					
PODER CALORIFICO DEL GAS. (LHV O HHV):					
(EMPLEAR EL QUE CORRESPONDA CON EL HR DE TURBINA)					
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE.					
	8.205 MKCAL/M3 STD (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)				
	272368.625 M3 STD/D (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)				
	9.167 MMPCSD (@ 15.6 °C Y 1 Atm abs)				
CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES					
GAS COMBUSTIBLE					
	M3 STD/D @ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.				
	9.167 MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 Atm abs				
COMBUSTOLEO					
	M3/D @ 15.6 °C				
	6846.9 BPD @ 15.6 °C				
DIESEL					
	M3/D @ 15.6 °C				
	0.0 BPD @ 15.6 °C				

Tabla 41.

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA PLANTA DE GASOLINAS**

CASO: T. Gas

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL		UNIDADES	CAPACIDAD DE OPERACION REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO					
VAPOR DE 60 kg/cm2 man.	GENERACION	TON/H	497	25%	5	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm2 man. (Alim. Calderas)	BOMBEO	GPM	2,471	25%	5	1,250
ATEMPERACION DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	276	25%	3	300
ATEMPERACION DE TURBOS	BOMBEO	GPM	0	25%	1	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	385	25%	2	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No 2	BOMBEO	GPM	366	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	689	25%	3	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	1,237	25%	2	2,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	AL MACENAMIENTO	BBL	84,809	0%	2	55,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA (CAPACIDAD UTILIZADA)	AL MACENAMIENTO	BBL	1,809	0%	3	55,000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	281	25%	2	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	3,165	0%	1	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	3,165	0%	1	10,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1,826	25%	5	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	554	25%	3	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	415	10%	2	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	540	10%	3	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	0	10%	0	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	0	25%	0	10,000
ENERGIA ELÉCTRICA (TURBINA DE GAS)	GENERACION E.E.	MW	35	20%	3	25
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	GENERACION E.E.	MW	0	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	2,282	0%	1	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	2,282	0%	1	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	599	25%	2	750

Tabla 42

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)

CONSUMOS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm ²	VAPOR DE 20 kg/cm ²	VAPOR DE 3 5 kg/cm ²	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	
PLANTAS FUTURAS	167.1	205.0	256.8	183.4	17310
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	530.9	32.8	27.7	69.6	17571
TOTAL CONSUMOS	698.0	237.8	284.5	253.0	34882

Tabla 43

ENTREGAS	VAPOR DE ALTA GENERADO	VAPOR DE MEDIA GENERADO	VAPOR DE BAJA GENERADO	CONDENSADO LIMPIO TOTAL	CONDENSADO ACEITOSO TOTAL	AGUA AMARGA TOTAL	PÉRDIDAS TOTAL
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	515.5	0.0	54.9	0.0	72.2	0.0	3.1
TOTAL ENTREGAS	618.1	49.3	124.0	200.9	405.3	16.5	40.0

Tabla 44.

UNAM/IFQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONCEPTO		FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
	(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
FUERZA	(+)	0.80	10.41	8.33
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS	(+)	0.80	7.16	5.73
ALUMBRADO	(+)	---	1.74	1.74
PLANTAS FUTURAS	(+)	1.00	17.31	17.31
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	(+)	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS	(+)	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	(+)	---	1.70	1.70
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	(+)	---	0.11	0.11
EXPORTACIÓN	(+)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	(-)	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	(-)	---	37.00	37.00
IMPORTACIÓN	(-)	---	0.00	0.00
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES				
			0.00	0.00
TOTAL GENERADO EN LA PLANTA				
			37.00	37.00
TOTAL CONSUMIDO EN LA PLANTA				
			37.00	37.00

Tabla 45.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS

	TON/H	ENTALPIA ESPECÍFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMKcal/H
SALIDAS			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg./cm ² man., 482.2 °C)	515.5	416.154
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	15.5	4.485
ENTRADAS:			
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	472.4	56.118
AGUA PARA ATEMPERACIÓN	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	58.6	6.957

GAS COMBUSTIBLE	M3/D	MMPCSD	BPD
COMBUSTOLEO	(@ 20 °C y 1 kg./cm ² abs)	(@ 15.6 °C y 1 atm abs)	(@ 15.6 °C)
	1.129.2	0.000	---
			7.103.1

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS

ENERGIA ELÉCTRICA NETA GENERADA:	0.000 MW
RELACION ENERGÉTICA (HEAT RATE) DE LA TURBINA:	10500.0 BTU/KWh
	2646.00 kcal/kWh
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA:	32.5

CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE

PODER CALORÍFICO DEL GAS; (LHV O HHV)	8.205 MKCAL/M3 STD (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.)
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE:	0.000 M3 STD/D (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)
	0.000 MMPCSD (@ 15.6 °C Y 1 Atm abs)

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	0.0 M3 STD/D @ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs
COMBUSTOLEO	0.000 MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 Atm abs
	1.129.2 M3/D @ 15.6 °C
DIESEL	7103.1 BPD @ 15.6 °C
	0.0 M3/D @ 15.6 °C
	0.0 BPD @ 15.6 °C

Tabla 46

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA PLANTA DE GASOLINAS**

CASO: C. Combinado

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL		UNIDADES	CAPACIDAD DE OPERACIÓN REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO					
VAPOR DE 60 kg/cm ² man.	GENERACIÓN	TON/H	515	25%	5	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man. (Alim Calderas)	BOMBEO	GPM	3,128	25%	6	1,250
ATEMPERACIÓN DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	358	25%	3	300
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	0	25%	1	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No 2	BOMBEO	GPM	385	25%	2	850
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	366	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	857	25%	4	454
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	BOMBEO	GPM	1,252	25%	2	2,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	85,845	0%	2	55,000
AGUA TRATADA DE UDA's	ALMACENAMIENT.	BBL	85,845	0%	3	55,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	GENERACIÓN	TON/H	284	25%	2	270
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	6,796	0%	1	10,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	ALMACENAMIENTO	BBL	6,796	0%	1	10,000
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1,926	25%	5	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	BOMBEO	GPM	1,189	25%	3	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	415	10%	3	215
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	TRATAMIENTO	TON/H	685	10%	4	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	21,761	10%	3	10,000
ENERGIA ELÉCTRICA (TURBINA DE GAS)	BOMBEO	GPM	21,761	25%	3	10,000
(TURBINA DE VAPOR)	GENERACIÓN E.E.	MW	25	0%	2	25
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	GENERACIÓN E.E.	MW	12	20%	2	25
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	2,368	0%	1	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	2,368	0%	1	10,000
	BOMBEO	GPM	622	25%	3	750

Tabla 47

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMOS DE VAPOR (TON/H) Y REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KW)
RESUMEN TOTAL (PLANTAS, ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES)

CONSUMOS	AGUA TRATADA	VAPOR DE 60 kg/cm2		VAPOR DE 20 kg/cm2		VAPOR DE 3 5 kg/cm2		CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL
		TOTAL		TOTAL		TOTAL		
PLANTAS FUTURAS	167.1	205.0	256.8	183.4	17310			
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	511.8	32.8	27.7	69.6	17571			
TOTAL CONSUMOS	678.9	237.8	284.5	253.0	34882			

Tabla 48.

ENTREGAS	VAPOR DE ALTA GENERADO		VAPOR DE MEDIA GENERADO		VAPOR DE BAJA GENERADO		CONDENSADO LIMPIO TOTAL		CONDENSADO ACEITOSO TOTAL		AGUA AMARGA TOTAL		PÉRDIDAS TOTAL	
PLANTAS FUTURAS	102.6	49.3	69.2	200.9	333.1	16.5	36.9							
FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES	496.9	0.0	54.9	0.0	72.2	0.0	3.1							
TOTAL ENTREGAS	599.5	49.3	124.0	200.9	405.3	16.5	40.0							

Tabla 49.

UNAM/IFQ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

RESUMEN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA			
CONCEPTO	FACTOR DE CONSUMO	CONSUMO (MW)	CONSUMO REAL (MW)
(+) INDICA REQUERIMIENTO (-) INDICA APORTACIÓN			
FUERZA	0.80	10.41	8.33
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS	0.80	7.16	5.73
ALUMBRADO	---	1.74	1.74
PLANTAS FUTURAS	1.00	17.31	17.31
COMPRESORES DE AIRE DE INSTRUMENTOS	0.80	0.37	0.30
TORRES DE ENFRIAMIENTO DE PROCESOS FUTUROS	0.80	2.24	1.79
TORRE DE ENFRIAMIENTO DEL CICLO COMBINADO	---	0.00	0.00
OTROS CONSUMOS ADICIONALES EN FUERZA	---	0.00	0.00
EXPORTACIÓN	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBOEXPANSORES DE FCC No. 1 Y 2	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DE TURBINA DE GAS	---	0.00	0.00
APORTACIÓN DEL TURBOGENERADOR DEL CICLO COMBINADO	---	0.00	0.00
IMPORTACIÓN	---	35.19	35.19
TOTAL GENERADO EN TURBOGENERADORES			0.00
TOTAL GENERADO EN LA PLANTA			0.00
TOTAL CONSUMIDO EN LA PLANTA			35.19

Tabla 50.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA
SIMULADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA PLANTA DE GASOLINAS

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL ÁREA DE FUERZA

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALDERAS

	TON/H	ENTALPIA ESPECIFICA Mkcal/TON	ENTALPIA TOTAL MMkCal/H
SALIDAS:			
VAPOR GENERADO ATEMPERADO	(60.5 kg /cm ² man., 482.2 °C)	496.9	401.142
PURGA DE CALDERAS	(66.8 kg./cm ² man., 282.2 °C)	14.9	4.323
ENTRADAS			
AGUA PARA CALDERA	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	455.3	54.094
AGUA PARA ATEMPERACION	(85.1 kg./cm ² man., 118.0 °C)	56.4	6.706

GAS COMBUSTIBLE	M3/D	MMPCSD	BPD
COMBUSTOLEO	(@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)	(@ 15.6 °C Y 1 atm abs)	(@ 15.6 °C)
	0	0.000	---
	1.088 4	1	6.846 9

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TURBINA DE GAS

ENERGIA ELECTRICA NETA GENERADA	0.000 MW
RELACION ENERGETICA (HEAT RATE) DE LA TURBINA	105000 BTU/KW/h
	284600 kcal/KW/h
% DE EFICIENCIA DE LA TURBINA	32.5

CONSUMO UTILIZANDO GAS COMBUSTIBLE

PODER CALORIFICO DEL GAS, (LHV L ⁻¹ ·HV)	8.205 MKCAL/M3 STD (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)
(EMPLEAR EL QUE CORRESPONDA CON EL HR DE TURBINA)	
CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE	0.000 M3 STD/D (@ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs)
	0.000 MMPCSD (@ 15.6 °C Y 1 Atm abs.)

CONSUMOS TOTALES DE COMBUSTIBLES

GAS COMBUSTIBLE	0.0 M3 STD/D @ 20 °C Y 1 kg./cm ² abs.
	0.000 MMPCSD @ 15.6 °C Y 1 Atm abs
COMBUSTOLEO	1.088 4 M3/D @ 15.6 °C
	6846 9 BPD @ 15.6 °C
DIESEL	0.0 M3/D @ 15.6 °C
	0.0 BPD @ 15.6 °C

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL AREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA PLANTA DE GASOLINAS**

CASO: Importacion

ANÁLISIS CON CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL		UNIDADES	CAPACIDAD DE OPERACIÓN REQUERIDA FUTURA	% DE RESPALDO REQUERIDO	EQUIPOS A ADQUIRIR	CAPACIDAD DE EQUIPO A ADQUIRIR
SERVICIO	CONCEPTO					
VAPOR DE 60 kg/cm ² man.	GENERACION	TON/H	497	25%	5	200
AGUA TRATADA DE 60 kg/cm ² man. (Alim. Calderas)	BOMBEO	GPM	2,471	25%	5	1,250
ATEMPERACION DE CALDERAS Y REDUCTORAS	BOMBEO	GPM	276	25%	3	300
ATEMPERACION DE TURBOS	BOMBEO	GPM	0	25%	1	850
AGUA A CALDERETAS	BOMBEO	GPM	385	25%	2	850
AGUA A CALDERETAS A FCC No. 2	BOMBEO	GPM	366	25%	2	500
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	689	25%	3	454
AGUA TRATADA A DESAERADORES	BOMBEO	GPM	1,237	25%	2	2,000
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	84,809	0%	2	55,000
/ (CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	84,809	0%	3	55,000
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	281	25%	2	270
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	10,433	0%	2	10,000
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	3,165	0%	1	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	3,165	0%	1	10,000
CONDENSADO ACEITOSO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	1,826	25%	5	750
CONDENSADO LIMPIO A TRATAMIENTO	BOMBEO	GPM	554	25%	2	750
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	415	10%	3	215
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	540	10%	3	200
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	0	10%	0	10,000
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	BOMBEO	GPM	0	25%	0	10,000
ENERGIA ELÉCTRICA	GENERACION E.E.	MW	0	20%	0	25
	GENERACION E.E.	MW	0	20%	0	32
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	2,282	0%	1	10,000
(CAPACIDAD UTILIZADA)	ALMACENAMIENTO	BBL	2,282	0%	1	10,000
COMBUSTÓLEO A CALDERAS	BOMBEO	GPM	599	25%	2	750

Tabla 52.

CAPÍTULO 5

Comparación técnica entre ciclo combinado y convencional para la generación de energía eléctrica

Hasta este punto se tiene realizado el balance de materia y se sabe la cantidad de equipos que se requieren para el crecimiento de la planta de fuerza, para poder decidir cual alternativa de generación de energía eléctrica nos conviene, en este capítulo se llevará a cabo una comparación únicamente técnica de la generación con turbina de vapor, con turbina de gas y con ciclo combinado. Como primer punto de comparación vamos a mencionar algunas ventajas y desventajas de cada una de las alternativas.

5.1 Turbogenerador de vapor.

Ventajas.

Este sistema es el que se utiliza actualmente en la refinería entonces se tiene ya un conocimiento amplio de su funcionamiento así como de los periodos de mantenimiento, por lo tanto el personal que opera puede sacar mas provecho de las nuevas instalaciones. Como consume combustóleo la operación es relativamente económica. Este sistema de generación tiene alta eficiencia cuando se aprovecha la extracción de vapor utilizándose en los procesos. Además tiene mucha flexibilidad de operación.

Desventajas.

La eficiencia de este sistema es baja cuando no se extrae vapor para aprovecharse en los procesos. Este sistema requiere de grandes suministros de agua de enfriamiento y de energía eléctrica.

5.2 Turbina de gas.

Ventajas.

Presenta una eficiencia muy alta y el consumo de agua es mínimo. Se requiere de una baja inversión para adoptar este sistema.

Desventajas.

El sistema se alimenta de gas combustible y tiene poca flexibilidad de operación.

5.3 Ciclo combinado.

Ventajas.

Cuando no se extrae vapor para enviar a los procesos, este sistema tiene mejor eficiencia que el turbogenerador de vapor solo.

Desventajas.

Este sistema se alimenta de gas combustible. Cuando el vapor se envía a condensación total también tiene altos consumos de agua de enfriamiento y energía eléctrica. La inversión para adoptar este sistema es mayor que para los otros casos, además el sistema presenta mayor complejidad.

Otro punto de comparación entre las alternativas de generación es la cantidad de equipos que es necesaria adquirir para su implementación (tablas 53

y 55), esto nos indicará por una parte la complejidad del sistema, y por otra parte nos indicará como influye que un sistema tenga altos consumos de agua de enfriamiento ya que implica una alta generación de condensados que tienen que enviarse a tratamiento.

Finalmente queremos saber cual sistema es mas eficiente en forma global y para ello se elaboraron las tablas 54 y 56 en las que se incluyen los totales de servicios que se requieren para cada uno de los casos. Se ha tomado arbitrariamente el caso de turbina de vapor como base de comparación, el caso que reúna la menor puntuación será el mas eficiente.

**REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL AREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA REFINERIA
CON LA INCLUSION DE LAS PLANTAS NUEVAS
TODOS LOS CASOS.**

SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
			CAPACIDAD UNITARIA	NUMERO DE EQUIPOS						
VAPOR DE 60 kg/cm2 man.	GENERACION	TON/H	200	3	3	3	3	3	3	
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	454	2	2	2	2	2	2	
AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	30000	2	2	2	2	2	2	
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	200	2	2	2	2	2	2	
CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	5000	2	2	2	2	2	2	
CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	5000	2	1	1	1	1	1	
CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	200	1	1	1	1	1	1	
CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	400	2	1	1	1	1	1	
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	10000	4	0	0	0	0	0	
ENERGIA ELECTRICA	GENERACION	MW			2 (25 MW)	2 (25 MW)*	4 (25 MW)**			
COMBUSTIBLE A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	3000	1	1	1	1	1	1	

* Turbina de gas

** Dos de gas y dos de vapor

Tabla 53

**COMPARACION DE LOS CUATRO CASOS DE GENERACION DE ENERGIA
PARA LA REFINERIA**

REQUERIMIENTO DE EQUIPOS EN EL AREA SUR	CONCEPTO	UNIDADES	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4					
			CAPACIDAD UNITARIA	NUMERO DE EQUIPOS	PUNTOS									
SERVICIO CONDENSADO LIMPIO CONDENSADO LIMPIO AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA ENERGIA ELECTRICA	ALMACENAMIENTO	BBL	5000	2	1	1	1	1	1	0.50				
	TRATAMIENTO	TON/H	400	2	1	1	1	1	1	0.50				
	GENERACION	GPM	10000	4	1	1	0	0	0	0.250				
REQUERIMIENTO DE SERVICIOS EN EL AREA SUR				4	2	2	2	4	2	3.25				
											CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
SERVICIO VAPOR DE ALTA PRESION DE CALDERAS VAPOR DE MEDIA PRESION EN CABEZAL VAPOR DE BAJA PRESION EN CABEZAL ENERGIA ELECTRICA AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA CONDENSADO LIMPIO CONDENSADO ACEITOSO GAS COMBUSTIBLE COMBUSTIBLE	REQUERIDO	TON/H	311.5	1	228.8	0.73	228.8	0.73	228.8	0.73				
	REQUERIDO	TON/H	234	1	230.5	0.99	230.5	0.99	230.5	0.99				
	REQUERIDO	TON/H	164.7	1	161.2	0.98	161.2	0.98	161.2	0.98				
	REQUERIDO	MW	29.3	1	29.3	1.00	29.3	1.00	29.3	1.00				
	REQUERIDO	GPM	27201	1	0	0	0	0	0	0.00				
	GENERADO	TON/H	198.2	1	114	0.58	129.3	0.65	129.3	0.65				
	GENERADO	TON/H	165.5	1	165.5	1.00	165.5	1.00	165.5	1.00				
	REQUERIDO	M3 STD/D	41799	1	257679	6.16	224195	5.36	30703	0.73				
REQUERIDO	M3/D	648.2	1	476.1	0.73	476.1	0.73	476.1	0.73					
TOTAL				9.00	12.17	11.50	11.50	6.74	6.74					
				13.00	14.17	14.75	14.75	7.74	7.74					

Tabla 54

REQUERIMIENTOS DE CRECIMIENTO DE INSTALACIONES DEL ÁREA DE FUERZA Y SERVICIOS AUXILIARES
EN LA PLANTA DE GASOLINAS

TODOS LOS CASOS.

SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES	CAPACIDAD UNITARIA	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
				NUMERO DE EQUIPOS	PUNTOS						
VAPOR DE 60 kg/cm ² man	GENERACION	TON/H	200	5	5	5	5	5	5	5	5
AGUA TRATADA A DESAERADORES	DESAERADO	TON/H	454	4	3	4	4	4	4	3	3
ALMACENAMIENTO DE AGUA DESMINERALIZADA	ALMACENAMIENTO	BBL	550000	3	3	3	3	3	3	3	3
AGUA TRATADA DE UDA's	GENERACION	TON/H	270	2	2	2	2	2	2	2	2
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	ALMACENAMIENTO	BBL	10000	2	2	2	2	2	2	2	2
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	10000	1	1	1	1	1	1	1	1
TRATAMIENTO DE CONDENSADO ACEITOSO	TRATAMIENTO	TON/H	215	3	3	3	3	3	3	3	3
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	200	4	3	3	4	4	3	3	3
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	100000	6	3	3	3	3	3	0	0
ENERGIA ELECTRICA	GENERACION	MW	25	3*	3**	3**	3**	3**	3**	4***	0
COMBUSTOLEO A CALDERAS	ALMACENAMIENTO	BBL	10000	1	1	1	1	1	1	1	1

* Turbina de vapor

** Turbina de gas

*** Dos de gas y dos de vapor

Tabla 55.

COMPARACION DE LOS CUATRO CASOS DE GENERACION DE ENERGIA
EN LA PLANTA DE GASOLINAS

REQUERIMIENTO DE EQUIPOS

SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES	CAPACIDAD UNITARIA	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
				NUMERO DE EQUIPOS	PUNTOS						
ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	ALMACENAMIENTO	BBL	5000	4	1.00	1	1.00	1	1.00	1	1.00
TRATAMIENTO DE CONDENSADO LIMPIO	TRATAMIENTO	TON/H	400	1	1.00	3	0.75	4	1.00	3	0.75
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	ENFRIAMIENTO	GPM	10000	6	1.00	0	0.00	3	0.50	0	0.00
ENERGIA ELECTRICA	GENERACION	MW		3	1.00	3	1.00	4	1.33	0	0.00
					4		2.75		3.83		1.75

REQUERIMIENTO DE SERVICIOS EN LA PLANTA

SERVICIO	CONCEPTO	UNIDADES	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
			CANTIDAD	PUNTOS	CANTIDAD	PUNTOS	CANTIDAD	PUNTOS	CANTIDAD	PUNTOS
VAPOR DE ALTA PRESION	REQUERIDO	TON/H	521.6	1.00	496.9	0.95	502.2	0.96	496.9	0.95
VAPOR DE MEDIA PRESION	REQUERIDO	TON/H	498.2	1.00	492.2	0.99	497.6	1.00	492.2	0.99
VAPOR DE BAJA PRESION	REQUERIDO	TON/H	343.8	1.00	337.6	0.98	343.4	1.00	337.6	0.98
ENERGIA ELECTRICA	REQUERIDO	MW	35.9	1.00	35.19	0.98	35.7	0.99	35.19	0.98
AGUA DE ENFRIAMIENTO FUERZA	REQUERIDO	GPM	43522	1.00	0	0.00	21761	0.50	0	0.00
CONDENSADO LIMPIO	GENERADO	TON/H	170.9	1.00	125.8	0.74	167.4	0.98	125.8	0.74
CONDENSADO ACEITOSO	REQUERIDO	TON/H	414.6	1.00	414.4	1.00	414.6	1.00	414.6	1.00
GAS COMBUSTIBLE	REQUERIDO	M3 STD/D	0*	0.00	272368*	1.00	193492*	0.71	0*	0.00
COMBUSTOLEO	REQUERIDO	M3/D	1142.6	1.00	1088.4	0.95	1100.2	0.96	1088.4	0.95
				8.00		7.59		8.11		6.59
				12.00		10.34		11.94		8.34
			TOTAL							

* En este punto se tomó como base el caso 2

Tabla 56.

CAPÍTULO 6

Análisis de resultados y conclusiones

6.1 Análisis de resultados.

6.1.1 Refinería.

El caso de generación con turbina de vapor es el que requiere la mayor cantidad de equipos en el área de fuerza debido a que el condensador del turbogenerador consume una gran cantidad de agua de enfriamiento y se genera una gran cantidad de condensado, sin embargo es uno de los sistemas que utiliza menos combustible, o sea que es eficiente, únicamente superado por el caso de importación de energía eléctrica en el que era de esperarse que se consumiera poco combustible. Por el contrario en el caso de turbina de gas se requiere la instalación de pocos equipos de proceso pero es el que consume la mayor cantidad de combustible, lo que nos hace ver que en el sistema global de servicios se está desaprovechando una gran cantidad de energía.

El caso que por puntuación parece ser el peor de todos es el ciclo combinado, ya que además de requerir muchos equipos de proceso también consume demasiado combustible, además el sistema de generación resulta mas complejo y nos conduce al requerimiento de mas personal de operación y mejor capacitado.

La eficiencia global del proceso es el factor que debe considerarse como el mas importante en la selección del sistema de generación de energía ya que no

solo implica una operación económica del proceso, también implica la mínima generación de efluentes contaminantes como son las aguas residuales, gases y calor tirado a la atmósfera.

6.1.2 Planta de gasolinas.

El caso de turbina de vapor es el que requiere la mayor cantidad de equipos y consume poco combustible, pero su alta generación de condensados y requerimiento de agua de enfriamiento lo hacen parecer el caso mas inadecuado para esta planta.

Para el ciclo combinado, el requerimiento de turbinas de gas y de vapor causa que se requieran muchos equipos y combustible adicional para el accionamiento de la turbina de gas, lo cual lo lleva a ser uno de los peores casos en la tabla de comparación.

La turbina de gas resulta estar bien ubicada en la tabla de comparación pero hay que resaltar que consume demasiado combustible, sumando el doble de puntos en este aspecto que para el caso de importación.

6.2 Conclusiones.

6.2.1 Refinería.

El haber desarrollado el balance en una hoja de cálculo significó una gran ayuda en el manejo de la información de la base de datos ya que me permitió realizar los balances para los diferentes casos en tiempos muy cortos y con el minimo de errores en la determinación de los requerimientos de expansión de los servicios auxiliares.

Los resultados arrojados en este estudio indican que el caso de turbina de vapor es el mas conveniente para la refinería ya que permite optimizar la eficiencia global del proceso debido a la forma en que está involucrado en la red de suministro de vapor. Hasta este punto el caso de importación de energía parece ser muy superior al de turbina de vapor pero se recomienda que antes de decidir que alternativa se adopta debe realizarse un estudio económico detallado, el cual podrá apoyarse de este estudio para dar resultados mas precisos. Una vez realizado el estudio económico, que queda fuera del alcance de este trabajo, no habrá lugar a dudas del sistema de abastecimiento de energía eléctrica que debe adoptarse.

6.2.2 Planta de gasolinas.

La sencillez del proceso y el bajo requerimiento de equipos dan lugar a que el caso de turbina de gas sea comparado también con el caso de importación en un estudio económico pudiéndose descartar desde este momento los casos de turbina de vapor y el ciclo combinado.

Después de todo este trabajo queda claro que la elección del sistema de abastecimiento de energía eléctrica no es una tarea fácil y que un estudio técnico no es suficiente para tomar una decisión ya que debe complementarse necesariamente con un estudio económico.

El hecho de no considerar la composición de las corrientes del sistema y de realizar los balances, en los turbogeneradores, unidades de desmineralización, calderas, tratamiento de condensados y torres de enfriamiento, considerando únicamente las condiciones de operación promedio representa una limitación muy grande a la hoja de cálculo porque de esta manera solo se obtendrán resultados aproximados que pueden llegar a estar muy alejados de la realidad.

La incorporación de rutinas de cálculo que realicen un balance de materia detallado, en los procesos antes mencionados, nos llevarían a la obtención de

resultados mas precisos y a que se pueda considerar la hoja de cálculo como un verdadero simulador de proceso.

Bibliografía.

1. Croft, Terrel, Steam Power Plant Auxiliaries and Accessories, Mc Graw Hill Book Co., New York, 1946.
2. Fair, G.M., J.C. Geyer, Water Supply and Waste-Water Disposal, John Wiley & sons, New York, 1954.
3. Lucien Vivier. Turbinas de vapor y de gas. Teoría, construcción, empleo., Urmo S.A. de ediciones, España, 1975.
4. H. F. Rase, M. H. Barrow, Ingeniería de proyecto para plantas de proceso., compañía editorial continental, México, 1973.
5. W. L. Nelson, Petroleum Refinery Engineering., Mc Graw Gill, Japan, 1958.
6. J. M. Smith, H. C. Van Ness, Introducción a la termodinámica en ingeniería química., Mc Graw Hill, México, 1989.
7. D. Q. Kern, Procesos de transferencia de calor, Compañía editorial Continental, México, 1978.
8. R. H. Perry, D. W. Green, J. O. Maloney, Manual del ingeniero químico., México, 1992.
9. Carpetas de diseño y especificaciones de cada una de las plantas actuales de la refinería.
10. Carpetas de ingeniería básica de cada una de las plantas futuras de la refinería.
11. Cuestionario a los centros de trabajo para evaluar las instalaciones de generación eléctrica, realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), México, 1998.
12. Diagramas de flujo de proceso (DFP's) de la planta de fuerza y servicios auxiliares de la refinería.

13. Plano de localización general de la refinería, por: IMP, México, 1998.
14. <http://www.gas-turbines.com/begin/>

Apéndice.

Relación del número con el tipo de planta.

Número	Tipo de planta
1-A1, 1-B1	Destilación atmosférica
1-A2, 1-B2	Destilación al vacío
2	Reductora de viscosidad
3-A1, 3-B1, 3-C	Desintegración catalítica
3-B2	Oximer de LPG
3-B3	Oximer de pentanos
3-B4	Oximer de gasolina
4-A, 4-B, 4-C, 4-D, 25	Recuperación de azufre
5	Carbonatadora de sosas
6-A, 6-B	Tratamiento de aguas amargas
7-A, 7-B	Hidrodesulfuradora de naftas
8-A1, 8-B1	Reformadora de naftas
9-A, 9-B	Trat. Y fracc. de hidrocarburos
10-B, 10-C, 10-D, 10-E1, 10-E2	Hidrodesulfuradora de destilados intermedios
11-A, 11-B	Servicios de integración
12-A, 12-B, 12-C, 15, 16	Casa de bombas
13	Etilización
14	Fuerza y servicios auxiliares
17	Almacenamiento
18-A, 18-B	Estabilizadora de naftas
19-A, 19-B	MTBE
20-A, 20-B	TAME
21-A, 21-B	Alquilación
22	Hidrotratamiento de residuos
23	Generación de hidrógeno
24	Fracc. Y rec. de ligeros
26	Tratamiento de gas de cola
27	Metanol
28	Isomerización de pentanos
29	Isomerización de butanos
30	Hidrodesulfuradora de gasóleos