



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

REPOTENCIACIÓN DE LA UNIDAD 4 DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA VALLE DE MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N:

CÉSAR MÁRQUEZ SÁNCHEZ

ENGELS BARRIOS FLORES

DIRECTOR DE TESIS:
ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE



Ciudad Universitaria, México D. F. 2006

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por bendecir mi vida, por darme la familia que me tocó y por permitirme cumplir mis metas.

A mis padres J. Pedro Márquez Rodríguez y Juana Sánchez Santana, por su amor, por su comprensión, por que siempre han estado conmigo, en las buenas y en las malas, por su cariño, pero sobre todo por todo el apoyo que incondicionalmente me brindaron para concluir mis estudios. No tengo palabras para demostrarles mi agradecimiento, mi amor y mi respeto. Lo único que les puedo decir ahora es GRACIAS.

A mi familia, en especial a mi esposa e hijo, que siempre me han apoyado en todo momento para cumplir esta meta y que siempre me han aconsejado para salir adelante.

Al Ing. Alfredo López Tagle, por haber aceptado dirigir esta tesis, por compartir sus conocimientos conmigo, por sus críticas y por su tiempo que muy gentilmente me regalo.

A la UNAM, por permitirme crecer en ella y convertirme en un hombre de bien.

A la Facultad de Ingeniería, por recibirme y contribuir a mi formación.

**A José Barrios y Glorinda Flores
querido papá y mamá respectivamente
por la confianza que siempre me tuvieron
y por el sacrificio que les significó mi formación
gracias.**

**A Lenin, Oscar, Janet (q.e.p.d) y Elisa A.
por el apoyo que siempre me brindaron,
gracias por ser mis hermanos**

Engels Barrios

Índice

Índice de figuras.....	III
Índice de tablas.....	V
Lista de acrónimos.....	VII
Prefacio.....	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Historia de la Central.....	2
1.2 Descripción general de la Central.....	5
1.2.1 Importancia del agua en la generación.....	9
1.2.2 Proceso de desmineralización del agua.....	9
1.3 Características de la red eléctrica.....	10
1.4 Producción.....	11
1.5 Costos.....	12
1.5.1 Costos de inversión.....	12
1.5.2 Costos de operación y mantenimiento.....	12
2. TURBOGENERADORES.....	14
2.1 Descripción de los equipos.....	15
2.1.1 Antecedentes.....	15
2.1.2 Unidades 5,6 y 7.....	16
2.1.3 Unidad 4.....	25
2.2 Análisis térmico.....	27
2.2.1 Ciclo Rankine básico.....	27
2.2.2 Ciclo Rankine con recalentamiento.....	34
2.2.3 Ciclo Brayton.....	38
2.2.4 Ciclo Combinado.....	42
2.6 Eficiencias.....	43

3. MODOS DE OPERACIÓN.....	45
3.1 Características Generales.....	46
3.2 Descripción del paquete 4.....	46
3.3 Modos de operación.....	47
3.3.1 Modo operación convencional	47
3.3.2 Modo 2 Operación Híbrida.....	49
3.3.3 Modo 3 Operación de ciclo combinado puro.....	51
3.3.4 Modo 4 Operación de ciclo abierto.....	53
3.4 Potencia máxima en cada modo de operación.....	54
4. MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES TURBOGAS.....	55
4.1 Introducción.....	56
4.2 Tipos de revisiones.....	56
4.3 Planeamiento y duración de las revisiones.....	58
4.4 Tiempos recomendados para las revisiones.....	59
4.5 Determinación de los intervalos de servicio basados en la operación actual.....	60
5. RESULTADOS.....	74
5.1 Ventajas de la repotenciación.....	75
5.2 Desventajas de la repotenciación.....	79
5.3 Conclusiones.....	81
BIBLIOGRAFÍA.....	83

Índice de figuras

Figura 1.1 Unidad 1 Central Termoeléctrica Valle de México.....	3
Figura 1.2 Inauguración de la Central Termoeléctrica Valle de México.....	4
Figura 1.3 Localización de la Central Termoeléctrica Valle de México.....	5
Figura 1.4 Detalle del área metropolitana de la ciudad de México.....	10
Figura 2.1 Generador de la turbina de gas.....	17
Figura 2.2 Ductos de conexión entre las unidades turbogas y la unidad 4.....	20
Figura 2.3 Chimenea de escape de las unidades turbogas.....	23
Figura 2.4 Componentes elementales de un ciclo Rankine ideal.....	27
Figura 2.5 Diagrama de proceso T-s para un ciclo Rankine ideal.....	28
Figura 2.6 Datos del ciclo Rankine básico.....	29
Figura 2.7 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine básico.....	30
Figura 2.8 Componentes elementales de un ciclo Rankine con recalentamiento...	34
Figura 2.9 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine con recalentamiento.....	34
Figura 2.10 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine con recalentamiento.....	35
Figura 2.11 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine con recalentamiento.....	36
Figura 2.12 Componentes elementales del ciclo Brayton.....	38
Figura 2.13 Diagrama P-v del ciclo Brayton.....	38
Figura 2.14 Diagrama T-s con datos del ciclo Brayton.....	40
Figura 2.15 Balance térmico unidad 4.....	44
Figura 3.1 Modo convencional de operación de la central	48
Figura 3.2 Modo híbrido de operación de la central.....	50
Figura 3.3 Modo de operación ciclo combinado puro de la central.....	52
Figura 3.4 Modo de operación ciclo abierto de la central.....	53

Figura 4.1 Muestra los valores de los factores Y y W para el cálculo de Horas Equivalentes de Operación.....	61
Figura 4.2 Muestra los valores del factor X con la diferencia entre la temperatura de operación de entrada a la turbina y la carga base de entrada a la turbina.....	61
Figura 4.3 Desmontaje del portaescobillas.....	66
Figura 4.4 Apoyo en extracción del rotor generador eléctrico.....	67
Figura 4.5 Desconexión del generador eléctrico.....	69
Figura 4.6 Revisión y limpieza del estator.....	70
Figura 4.7 Maniobra de la inyección de resina.....	71
Figura 4.8 Pruebas eléctricas al rotor.....	73
Figura 4.9 Apoyo en inserción del rotor del Generador Eléctrico.....	73
Figura 5.1 C.T.V.M antes de la repotenciación.....	75
Figura 5.2 C.T.V.M después de la repotenciación.....	75
Figura 5.3 Gráfica del comportamiento de la eficiencia en los diferentes modos de operación.....	77
Figura 5.4 Emisión de óxidos de nitrógeno, antes y después de la Repotenciación U-4.....	77

Índice de tablas

Tabla 1.1 Capacidad y puesta en operación de cada una de las unidades.....	6
Tabla 1.2 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 1.....	6
Tabla 1.3 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 1 (trifásico).....	6
Tabla 1.4 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 2 y 3.....	7
Tabla 1.5 Datos técnicos de los transformadores de potencia unidad 2 y 3 (trifásico).....	7
Tabla 1.6 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 4.....	7
Tabla 1.7 Datos técnicos de los transformadores de potencia unidad 4 (Monofásicos).....	8
Tabla 1.8 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 5, 6 y 7.....	8
Tabla 1.9 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 5 (trifásico).....	8
Tabla 1.10 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 6 y 7 (trifásico).....	9
Tabla 1.11 Consumo promedio de la C.T.V.M. por año hasta 2006.....	11
Tabla 1.12 Consumo promedio por unidad de la C.T.V.M.....	11
Tabla 1.13 Producción real de la C.T.V.M. periodo enero-diciembre de 2005.....	12
Tabla 1.14 Gastos de explotación periodo enero-diciembre de 2005.....	13
Tabla 2.1 Datos técnicos del generador de vapor unidad 4.....	25
Tabla 2.2 Datos técnicos de la turbina de vapor unidad 4.....	25
Tabla 2.3 Datos técnicos del sistema de excitación unidad 4.....	25
Tabla 2.4 Datos técnicos de la bomba agua alimentación unidad 4.....	26
Tabla 2.5 Datos técnicos del motor ventilador tiro forzado unidad 4.....	26
Tabla 2.6 Datos técnicos de la bomba agua de circulación unidad 4.....	26
Tabla 3.1 Potencia máxima y eficiencia en cada modo de operación.....	54
Tabla 4.1 Tiempos recomendados para las revisiones.....	59

Tabla 4.2 Simbología para el cálculo de EOH.....	60
Tabla 4.3 Pequeña descripción del programa de inspección.....	62
Tabla 4.4 Duración aproximada y tiempo requerido para la revisión y trabajo en la turbina de gas y generador tipo 11N2.....	63
Tabla 4.5 Recomendaciones cualitativas y cuantitativas de cambios para inspecciones de la GT turbina y generador GT11N2.....	64
Tabla 4.6 Ejemplo de un programa de mantenimiento tipo C realizado a la unidad GT 5.....	65

Lista de acrónimos

AT	Alta tensión
AVR	Regulador automático de voltaje
BOP	Balance del sistema de la planta
BT	Baja Tensión
CA	Corriente alterna
CB	Interruptor de circuito
CCM	Centro de control de motores
CCR	Cuarto de control central
CD	Corriente directa
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
C.T.V.M.	Central Termoeléctrica Valle de México
DCS	Sistema de control distribuido
DS	Cuchilla desconectadora
ES	Interruptor a tierra
G	Generador
GCB	Interruptor de circuito del generador
GDS	Cuchilla desconectadora del generador
GSUT	Transformador principal del generador
HRSG	Recuperadores de calor
HVAC	Calefacción, ventilación y aire acondicionado
SDG	Generador diesel de reserva
SDS	Cuchilla desconectadora de arranque
SFC	Convertidor estático de frecuencia
SLD	Diagrama unifilar
SSD	Dispositivo estático de arranque
SSD SEGT	Cuchilla desconectadora del segmento SSD
STS	Interruptor estático de transferencia
TAT	Temperatura después de la turbina
TC	Transformador de corriente
TG	Turbina de gas
TIT	Temperatura de entrada de la turbina
TP	Transformador de potencial
TV	Turbina de vapor
UPS	Suministro de energía ininterrumpible
VIGV	Alabes guía variables de entrada
XFMR	Transformador

PREFACIO

La demanda de energía eléctrica aumenta día con día en la capital del país y es de vital importancia estudiar las nuevas tecnologías en fuentes de generación, con el fin de determinar las más ventajosas, para su instalación en la proximidad de la ciudad de México en todos los términos posibles como son, principalmente; tecnológico, económico, ambiental, político y social.

La Central Termoeléctrica Valle de México (C.T.V.M.) desde sus inicios (1963) ha ofrecido electricidad confiable, y es, desde entonces económicamente competitiva, apoyando tanto el consumo de energía como la estabilidad del voltaje en la red de la ciudad de México, sin embargo la capacidad con la que cuenta no es suficiente para satisfacer nuestras necesidades energéticas, lo que nos lleva a pensar en nuevos proyectos de ampliación de otras unidades como lo fue, la repotenciación de la unidad 4 con la que se aumento la capacidad de 750 MW a 999.3 MW. Con esto se pretende obtener fundamentos sobre la decisión de eliminar o seguir considerando la opción de repotenciar otras unidades teniendo en cuenta el desarrollo sustentable de México.

Para saber que tanto benefició la repotenciación de la unidad 4 en la Central Termoeléctrica Valle de México, es necesario analizar las principales ventajas y desventajas en aspectos económicos, ambientales, tecnológicos, políticos y sociales, partiendo de los resultados obtenidos en el periodo de operación que ha tenido.

Se tomarán en cuenta los principales indicadores de sustentabilidad, con los que se evaluará si el proyecto de la repotenciación de la unidad 4 de la C.T.V.M. es una buena opción de generación de electricidad, considerando información de la misma planta, del CENACE y de oficinas nacionales de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La información de la planta se obtendrá visitando cada uno de los departamentos como son: eléctrico, mecánico, capacitación, civil, calidad, operación, análisis y resultados, programación y control. Además se buscará información que tenga que ver con las experiencias sobre la operación de este tipo de tecnología, en las oficinas técnicas del CENACE y de Proyectos.

Se analizarán aspectos como: mantenimiento del equipo, inversión, tiempo de recuperación de la inversión, consumo de combustible antes y después de la repotenciación, contaminación, costo por MW producido, consumo de agua, etc

Al final de la investigación se espera tener, datos actuales que permitan tener un buen criterio sobre las ventajas y desventajas que proporcionan un proyecto de repotenciación, en especial sobre la C.T.V.M., y que esta tesis pueda servir de fuente de información del personal de la central.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Historia de la Central

En 1960, de los 2 308 MW de capacidad instalada en el país, la CFE aportaba el 54%, la Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12% y el resto de las compañías el 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para estas fechas apenas el 44% de la población contaba con electricidad. Desde la creación de la CFE, la población creció en un 91% (34.9 millones de habitantes), acompañada de un gran crecimiento de la industria, la agricultura y otras actividades urbanas y rurales. La situación del Sector Eléctrico Mexicano motivó al entonces Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica el 27 de septiembre de 1960.

La nacionalización de la industria eléctrica respondió a la necesidad de integrar el Sistema Eléctrico Nacional, de extender la cobertura del suministro y de acelerar la industrialización del país. Para ello, el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas que operaban con serias deficiencias por la falta de inversión de capital y por los problemas laborales que enfrentaban.

Por otra parte, el desarrollo de la industria eléctrica en sus inicios propició la construcción y operación de varios sistemas aislados con características diferentes. Debido a la diversidad de normas técnicas, llegaron a coexistir cerca de 30 tensiones de distribución, 7 de alta para líneas de transmisión y 2 frecuencias eléctricas de 50 y 60 hertz.

Estas condiciones dificultaban el suministro de electricidad a todo el país, por lo que la CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional. En primer lugar se normalizaron las tensiones de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

Paralelamente a la normalización de tensiones y a la interconexión del sistema eléctrico, en 1976 se logró unificar la frecuencia eléctrica de 60 hertz en todo el país. Esta acción de gran trascendencia no fue fácil debido a obstáculos técnicos, sociales y sindicales para convertir o cambiar el equipamiento eléctrico de los productores de electricidad y de los consumidores que operaban con 50 hertz.

El nuestro, era el sistema sujeto a unificación más grande del mundo en su momento por lo que se programó un periodo de ocho años para lograr la unicidad de la frecuencia eléctrica en todo el país. Sin embargo, gracias a los aciertos técnicos y de organización la meta se alcanzó en tan sólo cinco años, en los que se visitaron 2 434 810 consumidores para adaptar sus equipos electrodomésticos a la nueva frecuencia; se convirtieron 32 centrales generadoras, con 87 unidades; y se ajustaron 41 subestaciones.

Como se mencionó anteriormente, la necesidad de incrementar la capacidad eléctrica que se consumía en la ciudad de México, centro de mayor consumo del país, se hacía cada vez mayor, el problema que ya para ese tiempo encontrar terrenos adecuados para instalar una planta generadora era sumamente difícil. Por lo que CFE recurrió a la idea de buscar lugares relativamente cercanos y adecuados para dicho proyecto.

Es por eso que se iniciaron estudios para encontrar cual era la mejor opción de colocación para el nuevo proyecto. El terreno debía contener, al menos, las siguientes características: Cercano a la ciudad de México, contar con una superficie extensa, mantos subterráneos acuíferos ya que el agua es una materia prima indispensable para la generación de electricidad, un bajo índice de sismicidad, un clima templado, una altitud adecuada con respecto al nivel del mar ya que esto influye en la eficiencia de los equipos.

Con todo esto los resultados arrojaron que una buena opción de terreno se encontraba en Acolman, Estado de México, ya que cumplía satisfactoriamente con las características requeridas. Es por ello que en 1960 se inicio la construcción de la unidad No. 1, ubicada en el Km. 38 del tramo San Bernardino – Guadalupe Victoria de la carretera transmetropolitana, al noreste de la Ciudad de México. Con una superficie total de 24.6 hectáreas y una altura de 2283 metros sobre el nivel del mar. Sus coordenadas geográficas son 19° 37' 02'' latitud norte y 98° 58' 51'' longitud oeste.

Figura 1.1 Unidad 1 Central Termoeléctrica Valle de México



Fuente: Archivos del Centro de capacitación de la C.T.V.M

Cabe mencionar que este proyecto en esos años resultó ser vanguardista ya que fue la primer planta en América latina con una capacidad de 150 MW y en usar el ciclo Rankine regenerativo. Concluido el proyecto, la unidad inicio sus operaciones comerciales el día 15 de abril de 1963, inaugurándola el c. presidente de la republica el Lic. Adolfo López Mateos.

Figura 1.2 Inauguración de la Central Termoeléctrica Valle de México



Fuente: Archivos del departamento de programación y control de la C.T.V.M

Inicialmente para esta unidad el combustible principal era el combustóleo, el cual era sumamente barato, pero tiene la desventaja de ser dañino por toda la contaminación que desprende su utilización además de disminuir la vida útil de los equipos, este llegaba a la central transportado principalmente por ferrocarril y almacenado en tanques de gran capacidad.

Seria hasta 1991 que por decreto presidencial solo se genere con gas natural, el cual es un poco caro pero tiene entre otras ventajas la de incrementar la vida útil de los equipos y disminuir la contaminación

A continuación se muestra una lista con los nombres de los superintendentes generales que ha tenido la Central Termoeléctrica Valle de México.

- Rene Rosas Mendoza
- Antonio Bravo Zamudio
- Alfonso Aguilera Pruneda
- Andrés Rivas Gómez
- Mario Ortiz Hernández
- Osvaldo Gangoiti Ruiz
- Arturo Ruiz Becerra
- Fidel Robles Morales
- Fructuoso Patiño Rafael

1.2 Descripción general de la Central

La Central Termoeléctrica Valle de México pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y forma parte de la subgerencia regional de generación termoeléctrica central, que esta integrada por:

- Central Termoeléctrica de Celaya (actualmente solo es utilizada como centro de capacitación para el personal de CFE)
- Central Termoeléctrica de Salamanca
- Central Ciclo Combinado Tula
- Central Ciclo Combinado el Sauz
- Central Turbogas Las Cruces
- Central Turbogas San Lorenzo Potencia

El predio de la Central colinda con la estación Venta de Carpio propiedad de Petróleos Mexicanos, la cual suministra el gas natural utilizado como combustible de los generadores de vapor.

Figura 1.3 Localización de la Central Termoeléctrica Valle de México



Fuente; <http://hhbc0.cfemex.com/ubicacion.html>

Actualmente la central cuenta con 7 unidades generadoras que en total aportan 999.3 MW en capacidad instalada distribuidos de la manera siguiente:

Tabla 1.1 Capacidad y puesta en operación de cada una de las unidades.

Unidad No.	Capacidad (MW)	Inicio de operación comercial
1	150	15 de abril de 1963
2	150	12 de febrero de 1971
3	150	1 de diciembre de 1970
4	300	3 de febrero de 1974
5	83.1	27 de abril de 2002
6	83.1	27 de mayo de 2002
7	83.1	27 de mayo de 2002

Fuente: Autor con datos del Centro de capacitación de la C.T.V.M.

A continuación se muestran algunos de los datos técnicos más importantes de los equipos.

Tabla 1.2 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 1

Fabricante	General Electric
Velocidad Nominal	3600 rpm
Potencia Máxima	176.47 MVA
No. De Fases	3
Frecuencia de diseño	50 Hz
Ajuste de frecuencia	Cambio de rotor en 1976
Frecuencia Actual	60 Hz
Tensión Nominal	15 KV
Corriente nominal	6792 A
Tipo de Enfriamiento	Hidrógeno
Sistema de Excitación	Estático (thiristores)
Excitación a plena carga	375 VCD 1268 A
Longitud del Rotor	9.9 m
Peso total del Rotor	36000 Kg
Factor de potencia	0.85
Nominal	15KV

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.3 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 1 (trifásico)

Fabricante	General Electric
Capacidad nominal	160 MVA
Clase de enfriamiento	FOA
Frecuencia	60 HZ
Tensión nominal	85 KV alta , 15 KV baja
Medio aislante	Aceite dieléctrico

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.4 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 2 y 3

Fabricante	Hitachi LTD Tokio
Velocidad Nominal	3600 rpm
Potencia Máxima	176.55 MVA
No. De Fases	3
Frecuencia de diseño	60 Hz
Corriente nominal	6757 A
Tensión Nominal	15 KV
Tipo de Enfriamiento	Hidrógeno
Sistema de Excitación	Estático (thiristores)
Excitación a plena carga	330 VCD 1000 A
Longitud del Rotor	9.9 m
Peso total del Rotor	36200 Kg
Factor de potencia	0.9

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.5 Datos técnicos de los transformadores de potencia unidad 2 y 3 (trifásico)

Fabricante	Mitsubishi
Capacidad nominal	175.5 MVA
Clase de enfriamiento	OA/FOA
Frecuencia nominal	60 Hz
	235.7 KV alta , 15 KV baja
Medio aislante	Aceite Dieléctrico

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.6 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 4

Fabricante	Tecnomasio Italiano Brown Boveri
Velocidad Nominal	3600 rpm
Potencia Máxima	340.160 MVA
No. De Fases	3
Frecuencia de diseño	60 Hz
Corriente nominal	9650 A
Tensión Nominal	20 KV
Tipo de Enfriamiento	Hidrógeno y agua
Sistema de Excitación	Estático (thiristores)
Excitación a plena carga	370 VCD 3060 A
Longitud del Rotor	12.56 m
Peso total del Rotor	43600 Kg
Factor de potencia	0.9

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.7 Datos técnicos de los transformadores de potencia unidad 4 (Monofásicos)

Fabricante	Parson Peebles Limited
Capacidad nominal	106 MVA
Clase de enfriamiento	OA/FOA
Frecuencia	60 HZ
nominal	230 KV alta , 20 KV baja
Medio aislante	Aceite dieléctrico

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.8 Datos técnicos del generador eléctrico unidad 5, 6 y 7

Fabricante	ABB
Velocidad Nominal	3600 rpm
Potencia Máxima	145 MVA
No. De Fases	3
Frecuencia de diseño	60 Hz
Corriente nominal	6066 A
Tensión Nominal	13.8 KV
Tipo de Enfriamiento	Aire
Sistema de Excitación	Estático (thiristores)
Excitación a plena carga	2207 VCD 1874 A
Longitud del Rotor	10.12 m
Peso total del Rotor	32000 Kg
Factor de potencia	0.85

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.9 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 5 (trifásico)

Fabricante	ABB
Capacidad nominal	140 MVA
Clase de enfriamiento	OA / FA
Frecuencia	60 Hz
nominal	230 KV alta , 13.8 KV baja
Medio aislante	Aceite dieléctrico

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 1.10 Datos técnicos del transformador de potencia unidad 6 y 7 (trifásico)

Fabricante	ABB
Capacidad nominal	280 / 140 MVA
Clase de enfriamiento	OA / FA
Frecuencia	60 Hz
nominal	230 KV alta , 13.8 KV-13.8 KV baja
Medio aislante	Aceite dieléctrico

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

1.2.1 Importancia del agua en la generación

Como se mencionó anteriormente el agua es indispensable para la generación y en la Central Termoeléctrica Valle de México esta se utiliza básicamente para tres funciones;

- Generación de vapor
- Servicios generales
- Enfriamiento

Para el proceso de enfriamiento el agua se obtiene de una planta de tratamiento de aguas residuales propiedad de Comisión Federal de Electricidad localizada a 6.0 Km., al suroeste de la Central, cercana al gran canal del desagüe de la Ciudad de México de donde esta se alimenta.

Para las dos primeras se utiliza agua potable que es extraída de tres pozos profundos y se acondiciona en plantas desmineralizadoras para la generación.

1.2.2 Proceso de desmineralización del agua

El suministro de agua empleada para la generación en la Central se obtiene de tres pozos profundos, la cual es actualmente desmineralizada por el método que se conoce como PDM (Proceso de desmineralización) que a continuación se describe.

El tratamiento de desmineralización es indispensable ya que el agua contiene sólidos en suspensión y gases disueltos, los cuales ocasionan problemas de corrosión e incrustación, básicamente en los equipos de intercambio de calor, en tuberías y más severamente en los componentes internos de las turbinas, originando pérdidas de eficiencia y fallas en los equipos con los consiguientes paros costosos por mantenimiento, de aquí la necesidad de acondicionar el agua para reducir los efectos de estas impurezas.

El proceso de desmineralización PDM o desmineralización por intercambio iónico, se define como el intercambio reversible de un ión por otro, entre solución y un sólido ionizable (resina) el cual es un filtro formado por macromoléculas que tienen un diámetro entre 0.4 y 0.6 mm., sin cambio sustancial en la estructura del sólido. En este método se aprovecha la propiedad de algunas sustancias naturales y sintéticas de cambiar los iones (catión – anión) del agua a tratar, por radicales Hidrógeno (H^{+1}) y oxidrilos (OH^{-1}) purificando de esta manera el agua.

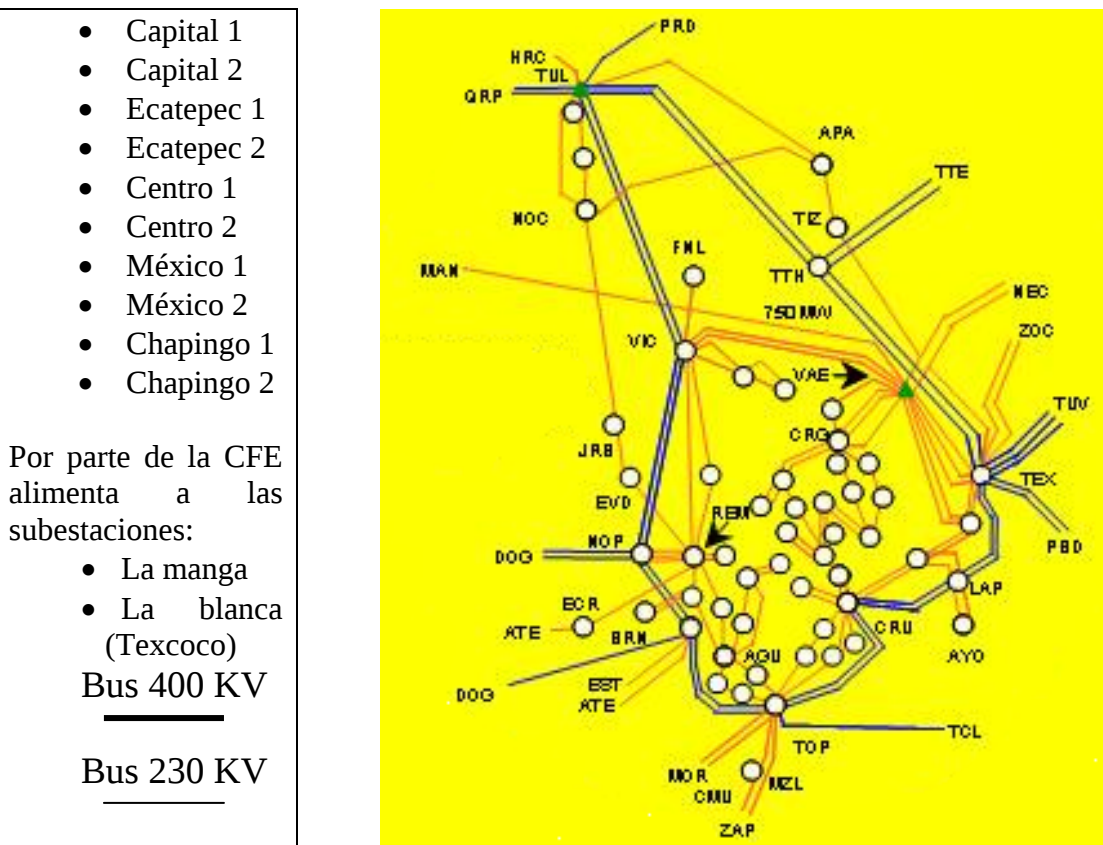
Las sales disueltas en el agua se encuentran disociadas en iones con carga eléctrica positiva, llamados cationes e iones cargados negativamente llamados aniones, esta propiedad es aprovechada en el proceso, ya que al pasar el agua por la columna catiónica se atrapa a los iones positivos, formándose los ácidos correspondientes por la liberación de iones. En el intercambio aniónico se desintegran los ácidos producidos en la columna cationica, formándose agua sin sólidos minerales disueltos, como producto secundario de la reacción, es decir que los aniones unidos al Hidrógeno en la primer columna, son ahora retenidos al cambiarse por iones oxidrilo, los cuales al ser liberados se unirán a los iones Hidrógeno provenientes de la desintegración de los ácidos y de esta forma producir agua desmineralizada

Los iones extraídos del agua saturan las columnas y para regenerarlas se usa un retrolavado, el cual consiste en un bypass mediante válvulas que permiten circular el agua a tratar por otro camino mientras que la columna saturada se limpia con agua circulando en sentido contrario y que es llevada hasta una pileta de gran tamaño para su regeneración.

1.3 Características de la red eléctrica

Como se observo anteriormente en la descripción de los transformadores principales de cada unidad, se manejan dos tensiones en la subestación de la central. La unidad 1 esta conectada al bus de 85 KV, las otras 6 están conectadas al bus principal de 230 KV, el cual alimenta a las siguientes subestaciones pertenecientes a la compañía de luz y fuerza del centro:

Figura 1.4 Detalle del área metropolitana de la ciudad de México



Fuente; <http://www.cfe.gob.mx>

1.4 Producción

La Central Termoeléctrica Valle de México tendrá un promedio anual de consumo diario de gas natural de 7,503, 074 m³/día a una presión de operación garantizada por PGPB (PEMEX Gas Petroquímica básica) de 2,451.66 kiloPascuales (kPa) (25 kg/cm²) dividido en dos secciones con un consumo de 5,235,500 m³/día para las unidades U1,U2,U3 y U4 y de 2,267,574 m³/día para las unidades turbogas U5, U6 y U7 respectivamente.

El sistema de transporte para usos propios tiene una capacidad de diseño de 8,786,848 metros cúbicos diarios (310 millones de pies cúbicos diarios) a una presión de operación garantizada por PGPB de 2,451.66 kiloPascuales (kPa) (25 kg/cm²). Los usuarios de este ducto han tenido durante los últimos cinco años el consumo que se muestra en la siguiente tabla, no se tienen planes de expansión tal como se muestra.

Tabla 1.11 Consumo promedio de la C.T.V.M. por año hasta 2006

Comisión Federal de Electricidad Central Termoeléctrica Valle de México	
Tabla de consumo	
Año	Consumo promedio de la Central Termoeléctrica Valle de México (m ³ /día)
2001	5,235,500
2002	7,503,074
2003	7,503,074
2004	7,503,074
2005	7,503,074
2006	7,503,074

Fuente: Departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M.

El consumo de cada uno de los equipos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.12 Consumo promedio por unidad de la C.T.V.M.

Consumos de equipos existentes		
Unidad	Volumen (m ³ /día)	Generación (MW/día)
U- 1	1,091,104	3,600
U- 2	1,049,700	3,600
U- 3	1,043,038	3,600
U- 4	2,051,657	7,200
Consumos de equipos nuevos (turbinas de gas GT11N2)		
U- 5	755,858	2,016
U- 6	755,858	2,016
U- 7	755,858	2,016
CENTRAL	7,503,074	24,048

Fuente: Departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M.

A continuación se muestra una tabla que describe la producción real de la Central Termoeléctrica Valle de México durante el año 2005.

Tabla 1.13 Producción real de la C.T.V.M. periodo enero-diciembre de 2005

Unidad	Producción (GWh)
1	652.452
2	403.371
3	467.422
4	1608.566
5	564.266
6	571.084
7	474.492
Total	4741.653

Fuente: Departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M.

1.5 Costos

1.5.1 Costos de inversión

Se distinguen tres costos unitarios de inversión:

- Costo directo: es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes de una central (no incluye el costo de la subestación eléctrica), dividida entre la capacidad de la misma, lo cual es equivalente a que todos los costos de inversión de la obra fueran erogados instantáneamente (conocido en inglés como *overnight cost*).
- Costo directo más indirecto: es el resultado de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales de la CFE.
- Costo actualizado al inicio de la operación: a partir del "costo directo más indirecto" y mediante el uso de una tasa real de descuento del 12 % anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de descuento incluye el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

1.5.2 Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada; este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios.
- Prestaciones.
- Seguro Social.
- Servicios de Terceros.
- Gastos Generales.
- Materiales (excepto del área de operación).

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo son considerados los costos de materiales del área de operación.

El costo del gas natural ha oscilado entre 2 y 8.5 dólares por millón de BTU'S lo que hace que esta generación varíe fuertemente en sus costos. El costo del MWh generado en esta central oscila entre 65 y 75 dólares/MWh (750 \$/MWh). La incertidumbre de los precios del gas en la actualidad ha reducido el entusiasmo en su aprovechamiento que se tenía en los años 90's en que valía 2 dólares.

Ahora para tener una idea más clara de lo que se consume en la central se presenta un resumen de los gastos de explotación durante el año de 2005, este resumen es real y considera todos los gastos que se realizaron durante este año.

Tabla 1.14 Gastos de explotación periodo enero-diciembre de 2005

Clases de ingreso y coste	Costo real \$
10. Salarios y otras percepciones	62,406,382.37
20. Prestaciones y pensión social	124,509,358.96
30. Materiales	75,721,469.94
40. Energéticos y fuerza comprada	3,953,820,710.91
51. Derechos uso y aprovechamiento de aguas naturales	24,832,926.02
Impuestos y derechos-resto	16,689,723.47
50. Impuestos y derecho	41,522,649.49
60. Servicios de terceros	45,633,769.34
70. Servicios de terceros	35,121,003.20
8K. Indirectos propios	32,700,517.53
Costos generales-80-resto	997,188.31
90.IMSS y seguridad social	25,353,884.73
N0. Servicios de terceros	1,606,758.48
P0. Prestaciones y previsión social	83,391,945.02
T0. Comunicación social	13,212.00
V0. Servicios de terceros	1,623,712.23
Y0. Materiales	214,868.79
Gasto devengable	4,484,637,431.29
Indirectos del corporativo y Subdirección	69,958,744.46
Costo financiero-intereses, deuda y otros	-22,480,836.96
Costo de la depreciación	235,622,069.98
Costo del aprovechamiento	325,672,934.76
Costos de los activos	538,814,167.78
Centro beneficio	5,093,410,343.53

Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M.

Capítulo 2

TURBOGENERADORES DE GAS

2.1 Descripción de los equipos

2.1.1 Antecedentes

Antes de empezar a describir los equipos haremos una pequeña reseña histórica de la empresa de interés que en este caso se trata de ABB, destacando los proyectos de generación desde el momento de su creación.

En 1891 Charles E.L. Brown y Walter Boveri fundaron la asociación comercial llamada Brown Boveri & Co. En Baden, Suiza, la cual comenzó con 100 obreros y 24 empleados. En 1901 BBC construye la primera turbina a vapor del continente, Charles Brown inventa el rotor cilíndrico sólido para turbogeneradores rápidos, seis años más tarde produce los generadores más grandes de la época para la planta de energía hidroeléctrica en Svaelfos Noruega. En 1912 Ludwig Roebel inventa una barra espiral para generadores hechas de tiras de cobre transpuestas. Posteriormente la empresa inventa el turbogenerador más grande del mundo para la época, de 160 MW. En 1939 BBC desarrolla la primera turbina a combustión a gas para la generación eléctrica en el mundo. Para 1972 el equipo turbo a vapor BBC más grande del mundo entra en operación (1300 MW, para los Estados Unidos)

Finalmente en el año 2000 ABB y Alstom llegaron a un acuerdo por medio del cual ABB le vendió a la segunda el total de su participación accionaria en el negocio de generación formando la alianza ABB Alstom Power.

Ahora se analizará el principio de generación mismo que servirá de antecedente de este capítulo y una herramienta para hacer futuros análisis.

El generador síncrono es una de las máquinas más importantes para producir energía eléctrica por las siguientes razones:

- La tensión y la potencia reactiva de salida pueden ser controladas por medio de una corriente directa variable, aplicada a la máquina desde la unidad de control del Regulador Automático de Voltaje (AVR).
- En operación paralela con la red, la salida de potencia reactiva y activa se puede fijar independientemente de uno a otro en un rango muy amplio.

Hay dos formas de generadores que difieren principalmente en el diseño del rotor, el primero llamado máquina de polos salientes, tiene los polos de campo resaltados, cada uno provisto de un devanado de campo concentrado. El cual es usado principalmente en plantas hidroeléctricas. La máquina del segundo tipo (de polos lisos) generalmente llamado turbogenerador tiene un rotor cilíndrico liso, el devanado del campo está colocado en ranuras distribuidas sobre una zona específica en la circunferencia del rotor, este tipo de generador se usa principalmente en plantas termoeléctricas.

Como mencionamos anteriormente el turbogenerador fue inventado en 1901 por Charles Brown de la compañía Brown Boveri, algunas características importantes son las siguientes:

- El devanado de la armadura (el devanado en el cual la tensión es inducida) se coloca en el estator.
- El campo magnético se produce por el rotor que está girando y por un flujo de CD a través del devanado del rotor.
- Debido a la rotación el campo se mueve con relación al devanado del estator, por lo tanto, el flujo a través del devanado está cambiando e induce una tensión en el devanado del estator.
- Por un arreglo especial del devanado del estator alrededor de la circunferencia con bobinas de muchas espiras por fase y un desplazamiento de cada una de las tres bobinas por 120 grados, se produce una tensión trifásico prácticamente senoidal.

Cuando hablamos de un generador de dos polos (el más utilizado en turbogeneradores), sabemos que durante una revolución cada devanado en el estator pasa una vez por el polo norte y una vez por el polo sur, con una velocidad de 3600 rpm lo que nos proporciona una frecuencia de 60 Hz.. Si tenemos más polos por ejemplo 4, los devanados en el estator pasan por dos polos norte y dos polos sur en cada revolución, lo que hace que la velocidad se reduzca a 1800 rpm en este caso para la misma frecuencia de la red.

2.1.2 Unidades 5, 6 y 7

Generador de la turbina de gas

El generador síncrono de tres fases y dos polos es de diseño totalmente cerrado, enfriado por agua y aire, el agua caliente es reenfriada en un grupo de cuatro cambiadores de calor localizados en la sección inferior del alojamiento del generador. El calor es transferido dentro del agua de enfriamiento. Cada uno de los elementos de los cuatro cambiadores de calor consiste de un gran número de tubos rectos, para incrementar la eficiencia de enfriamiento la superficie exterior de los tubos está provista por aletas, este diseño permite una fácil limpieza de los mismos.

El rotor del generador está construido de aleación forjada de excelentes características mecánicas y magnéticas. El devanado de campo es de conductores rectangulares huecos de cobre especial, los cuales son enfriados por enfriamiento axial directo con distribución de temperatura uniforme en dirección radial. Un devanado amortiguador a base de barras que permite operar el generador con cargas continuas o desbalanceadas por corto tiempo.

El devanado del estator es de doble capa, tres fases de barra de enfriamiento indirecto Roebel con aislamiento Micadur de ABB, este aislamiento consiste en cintas de mica impregnadas de resina epóxica excediendo los requerimientos de aislamiento clase F.

Las seis terminales están localizadas en la parte alta del alojamiento del generador y están conectadas al devanado del estator por medio de barras flexibles de cobre, las cuales permiten expansión térmica.

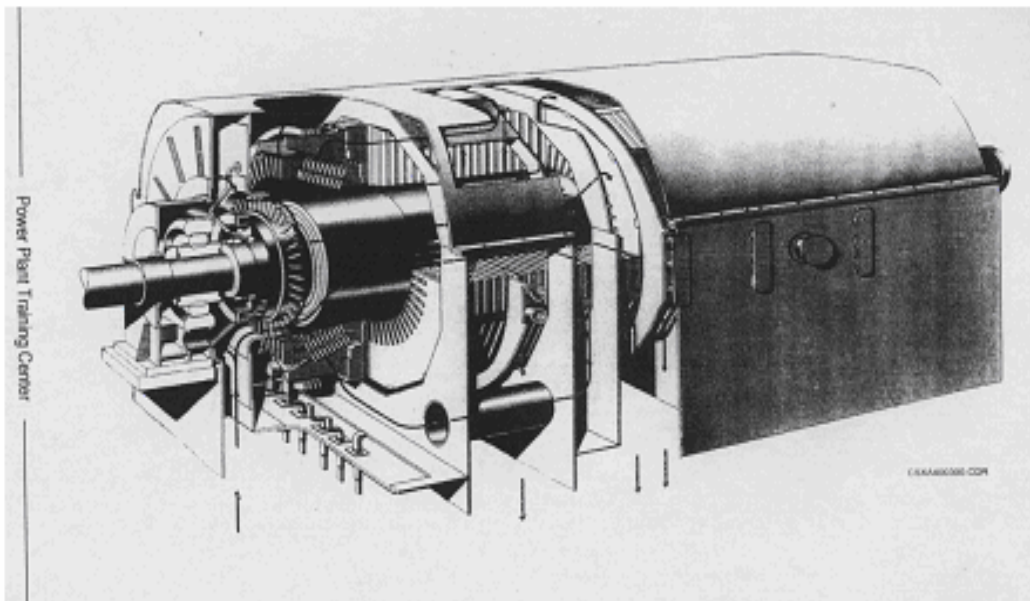
El rotor del generador está soportado por cojinetes radiales que permanecen libres, junto con las ranuras horizontales de la cubierta de los cojinetes. Este arreglo asegura mayor facilidad para el mantenimiento. La alimentación de la lubricación de los cojinetes y el sistema de aceite de levas están conectados al bus del transformador de servicios propios.

El generador está equipado con una excitación estática, los anillos deslizantes y las escobillas transmiten la corriente de campo del sistema de excitación estática externa al devanado de campo de rotación. Los anillos deslizantes se colocan sobre la extensión de la flecha en el extremo opuesto de la turbina de gas. El portaescobillas junto con la cubierta asociada se monta sobre una base común del generador. El montaje se diseña para permitir el cambio de las escobillas durante la operación.

Características principales:

- Turbogenerador de dos polos lisos
- Amortiguador de vibraciones altas
- Aislamiento de mica (micadur) sistema patentado por ABB
- Aislamiento clase F para los devanados del rotor y estator
- Rotor equipado con devanado amortiguador para los efectos de desbalances de cargas
- Cojinetes aislados en combinación con las escobillas del eje aterrizadas para prevenir electroerosión en los cojinetes
- Cojinetes separados del alojamiento del generador para facilitar el mantenimiento
- Sistema de enfriamiento de circuito cerrado con intercambiadores de calor aire/agua separados e incorporados en el alojamiento
- Sistema de circulación de aire forzado de enfriamiento

Figura 2.1 Generador de la turbina de gas



Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Turbina de gas

La función del bloque de la turbina de gas es la de convertir la energía química del combustible en energía mecánica para accionar el generador, la salida de calor adicional de los gases de escape puede usarse para procesos industriales, calefacción o generación de energía eléctrica adicional como es el caso de la repotenciación de la unidad 4 de la Central Termoeléctrica Valle de México.

Características generales:

- Una uniflecha para la turbina y el compresor
- Combustor único montado en la parte superior
- Rotor, soportado por dos cojinetes radiales y uno de empuje
- Álabes guía de entrada variable del compresor
- Dos puertos de extensión con descarga en el escape
- Álabes fijos enfriados por aire en las primeras dos etapas de la turbina
- Mirillas para observar el combustor y la primera fila de álabes de la turbina

Caldera de recuperación

Existen tres calderas de recuperación de calor de doble presión (alta presión y presión intermedia) conectadas a la intemperie para generar el vapor necesario para accionar la turbina de la unidad 4, usando el calor residual del escape de la turbina de gas (TG)

La parte de alta presión de la caldera de recuperación está diseñada como una caldera de recuperación de tipo domo, la sección de presión intermedia es un diseño de tipo domo con circulación natural o forzada.

Características principales

- Caldera de recuperación de doble presión con recalentamiento y serpentín de precalentamiento de condensado
- Caldera de recuperación instalada a la intemperie
- Alto grado de estandarización permitiendo el uso de los mismos elementos básicos para diferentes tamaños de calderas de recuperación
- Domo de vapor de presión intermedia grande
- Tubería y aletas de transferencias de calor
- Máximo ensamble en taller que permite un corto tiempo de montaje en la obra.

La tubería de transferencia de calor de la caldera de recuperación consiste de tubos lisos recubiertos en su exterior por aletas en espiral colocadas por un proceso de soldadura de resistencia de alta frecuencia y baja penetración. Esta unión de soldadura está diseñada para proporcionar una junta de metal, la cual mejora la transferencia de calor entre la aleta y el tubo. La muy baja penetración de la unión de soldadura minimiza cualquier efecto en las características químicas o físicas del tubo y las aletas son de diseño sólido/dentado.

Descripción de los componentes principales

Precalentador de condensado

En el “extremo frío” la caldera de recuperación incorpora un serpentín de precalentamiento de condensado para el uso óptimo del calor residual, la tubería de transferencia de calor del serpentín es de diseño de tubos aletados. Un sistema de derivación alrededor del serpentín de precalentamiento, equipado con dos bombas de recirculación del 100 % de capacidad controla la temperatura del gas de escape de la caldera de recuperación para poder evitar la corrosión de punto de rocío.

Economizadores

La caldera de recuperación esta equipada con dos pares de economizadores de alta presión, los cuales son de diseño de tubos aletados y de un tamaño para asegurar un precalentamiento económico del agua de alimentación antes de entrar a los circuitos de evaporación de presión intermedia y alta presión.

Sistema de presión intermedia

El sistema de presión intermedia recibe agua de alimentación desde el tanque de almacenamiento por medio de dos bombas de agua de alimentación de alta presión de velocidad variable del 50% de capacidad cada una. La válvula de control de agua de alimentación de presión intermedia esta localizada entre el economizador 1 de alta presión y el domo de presión intermedia. El vapor se sobrecalienta en el sobrecalentador y alimenta a la línea de recalentado frío.

Domo de evaporación

El circuito de evaporación de PI incorpora un domo de vapor, el cual asegura la pureza de vapor y reduce el potencial de aumentos de agua normalmente encontrados durante arranques en frío. Se usan tubos de bajada dedicados para la apropiada circulación en cada una de las secciones de evaporación. Todas las partes de presión son completamente drenables y ventilables. El domo debe ser de construcción de soldadura por fusión, fabricado de placa de acero al carbón y equipado con dos aperturas de acceso, una en cada extremo del mismo.

Sistema de alta presión

El sistema de alta presión se alimenta a través del economizador de alta presión con agua desde el tanque de alimentación por dos bombas de alta presión de velocidad variable. La válvula de control de agua de alimentación esta localizada entre los economizadores 1 y 2 de alta presión. Esta válvula de control se usa para controlar la temperatura del vapor.

Un separador de agua/vapor se coloca en la entrada del sobrecalentador de alta presión, a plena carga o a carga parcial alta recibe vapor sobrecalentado desde las superficies del evaporador. A baja carga y durante un arranque recibe una mezcla de dos fases y separa el agua saturada, la cual entonces se descarga al domo de presión intermedia. Durante cada etapa del arranque, cuando la diferencia de presión no es suficiente para liberar el condensado al domo de presión intermedia, el agua se descarga al tanque de purga asegurando un flujo mínimo a través del condensador y evaporador de alta presión.

Ductos, carcasa, aislamientos y recubrimientos

Los ductos incluyen:

- Ducto de entrada a la caldera de recuperación desde la brida de descarga de la turbina de gas
- Secciones de interconexiones entre todos los módulos
- Ducto de transición de salida de la caldera de recuperación a la chimenea

Los ductos de entrada y secciones de interconexión entre los módulos fueron fabricadas como secciones ensambladas en taller consistentes de placa externa de acero al carbón, de placa de recubrimiento interna. El ducto de la caldera de recuperación a la chimenea es de acero al carbón provisto de una malla separadora para protección del personal. Los ductos están apropiadamente reforzados y completados con puertas de acceso y junta de expansión. Los materiales de aislamiento son de colchoneta de fibra de vidrio como se requieren para carcassas de baja temperatura, una operación segura, eficiente y mantenimiento mínimo.

Figura 2.2 Ductos de conexión entre las unidades turbogas y la unidad 4



Fuente: Archivos del departamento de programación y control de la C.T.V.M

Carcasa de la turbina y el compresor

La carcasa exterior de la turbina y la carcasa del compresor se separan horizontalmente en mitades superiores e inferiores a nivel de las flechas. Estas forman una unidad rígida sujeta con pernos, la unidad de la cubierta esta soportada por dos cuerpos de apoyo, cada uno proporciona dos piernas de soporte. El punto fijo axial esta en la conexión de soporte del lado del compresor, se designa como perno maestro. En el soporte de la turbina la guía lateral esta provista de una cuña que permite los desplazamientos térmicos axiales, las piernas posteriores son móviles, permitiendo tanto el desplazamiento térmico lateral y axial.

Las cubiertas se separan horizontalmente para que el montaje y el mantenimiento se realicen con facilidad. Se separan también axialmente para facilitar la producción de módulos sencillos de máquinas, los cuales a su vez pueden montarse previamente como carcasas integradas únicas.

Álabes del compresor

Las catorce filas de los álabes del compresor se sujetan en ranuras circunferenciales y se fijan en forma radial con espaciadores. La primera fila tiene un accesorio de cola de milano las primeras tres filas de álabes fijos son variables, los álabes fijos del compresor se sujetan en ranuras circunferenciales de tipo ranura T en la carcasa del compresor y en el porta álabes del compresor, debido a la selección de un material resistente a la corrosión para las etapas frontales, no hay necesidad de recubrir los álabes del compresor.

Características principales

- Eficiencia óptima durante la operación a carga parcial
- No necesita escalamiento del quemador
- Únicamente una etapa de alivio
- Ajuste automático de las filas del álabe guía durante la operación de la turbina de gas por medio de un circuito de control (parámetros de control: eficiencia óptima de la carga parcial y limitación resultante de temperatura máxima permisible del gas de escape);
- Álabes fijos en la fila del álabe guía ajustados por medio de un anillo de ajuste rotatorio el cual, a su vez, se mueve por un accionador lineal hidráulico.

Descripción del sistema

Las filas de álabes fijos y los del compresor están montados de forma que puedan girar. Cada álabe se enlaza por una varilla a un anillo de ajuste instalado alrededor de la entrada a la cubierta del compresor. Los accionamientos lineales mueven los anillos de ajuste, los cuales también se montan de modo que puedan girar. Al arrancar la TG, las filas del álabe guía variable se abren a sus posiciones de arranque predefinidas. En operación con carga parcial, las tres filas de álabes guía se controlan de tal forma que la turbina de gas opera a la eficiencia óptima con carga parcial sin exceder la temperatura máxima predefinida del gas de escape. Durante la operación a plena carga, las filas del álabe guía están en la posición de abierto. En un paro o descarga normal, las filas del álabe guía se dirigen en la dirección inversa a la posición de arranque. El procedimiento exacto depende de la situación en que se inicia el paro o la descarga.

Equipo de seguridad y monitoreo

El ajuste angular de los álabes guía de entrada y la posición de los accionamientos lineales se monitorean y despliegan en el cuarto de control. Se iniciará una alarma, si el ángulo del álabe en una de las filas del álabe guía desciende abajo del límite predefinido durante la operación. Si el ángulo disminuye aún más, se inicia una desconexión de carga gradual. Se monitorean las posiciones “losed” (perdida) de las válvulas de control. Se monitorea la presión de aceite debajo de las válvulas de control. Si la presión desciende abajo del límite predefinido, las válvulas de control se desactivan hasta llegar a su posición de seguridad, cerrando los álabes guía en el lugar.

Combustor de silo con quemador EV

El quemador EV consiste en un cono hueco, separado en forma axial, con sus mitades desplazadas en forma de cruz una de la otra. El aire fluye en la zona de combustión a través de las ranuras interiores del combustor.

El gas fluye a través de dos canales internos y entra al quemador a través de una fila de orificios a la salida del quemador y se mezcla ahí con el aire. El combustible líquido se pulveriza por medio de una boquilla de atomizador integrada a la cabeza del quemador. La geometría del quemador se ha optimizado de forma que produzca un flujo de remolinos con una zona de flujo inverso completamente estabilizada dentro de la zona de combustión. Únicamente en esta zona se encuentran las velocidades de flujo lo suficientemente bajas para hacer posible el encendido de la mezcla de combustible/aire la cual se encuentra completamente homogénea. El flujo descrito y la escasa mezcla de aire y combustible produce temperaturas bajas de flama y esto resulta en los niveles bajos de emisión logrados.

Características principales:

- Combustor único montado en posición vertical sobre la cubierta de la turbina
- 37 quemadores EV (el quemador central sirve como quemador de encendido), arreglado en anillos circulares centrados en la parte superior del combustor
- Gas de combustión. Control de combustible sencillo, es decir, cada quemador se enciende o se apaga individualmente para acomodar cambios en la carga
- Monitoreo de flama electrónica
- Acceso a las partes internas del combustor a través de la cubierta del mismo
- Acceso proporcionado para el revestimiento interior, la entrada de la turbina de gas y a la primera etapa de la turbina a través del combustor
- Flama corta del quemador EV resultando un combustor corto
- Niveles muy bajos de vibración
- Buena estabilidad de la flama
- Imposibilidad inherente de retroceso de la flama
- Distribución uniforme de temperatura resultante del excelente mezclado de aire y del combustible
- Bajos niveles de emisión de óxidos de nitrógeno (NOx)
- Diseño simple y compacto del quemador

Chimenea de escape

La chimenea tiene una altura de 40 metros, es de acero al carbón junto con las plataformas y escaleras, las escaleras son enjauladas para protección del personal. La chimenea está equipada con una compuerta automatizada la cual se abrirá con una ligera sobrepresión en caso de una falla en el actuador.

Figura 2.3 Chimenea de escape de las unidades turbogas



Fuente: Archivos del departamento de programación y control de la C.T.V.M

Niveles de tensión de la planta

El equipo eléctrico está diseñado de acuerdo con las normas ANSI (American National Standards Institute) e IEC (Internacional Electrotechnical comisión), el generador de la turbina de gas se conecta al transformador principal a través de un bus ducto aislado, trifásico el cual está conectado con un interruptor que proporciona mejor protección y una mayor flexibilidad de operación. La energía eléctrica auxiliar requerida para la central de la turbina de gas se deriva del bus ducto del generador a través del transformador de servicios propios de la estación para el sistema de distribución de baja tensión.

Los sistemas auxiliares eléctricos operan bajo los siguientes niveles de tensión:

- Tablero de distribución de baja tensión y CCM de 480V
Alimenta todas las cargas inferiores a 250 HP y suministra también potencia para los diversos tableros más pequeños, los cargadores de baterías y el sistema UPS
- Sistemas de 125 VCD
Dos conjuntos de baterías con dos cargadores y sistemas de distribución asociados para alimentar los sistemas de emergencia.
- Sistemas de 24 VCD
Dos sistemas que constan de convertidores CD/CD (125/24VCD) y un sistema de distribución que alimenta el sistema de control
- Sistemas UPS (Uninterruptible Power Supply) de 120VCA
El sistema de suministro de potencia no interrumpible que consta de un inversor, interruptor estático y sistema de distribución para alimentar los sistemas de computo de proceso
- Potencia de reserva de 480V

Un generador diesel de reserva suministra potencia continua a los sistemas auxiliares esenciales incluyendo los cargadores de baterías cuando la red y las turbinas de gas no se encuentran disponibles.

La potencia para arrancar las unidades se tomará de la red de alta tensión a través del transformador de arranque de la turbina de gas. El generador de la TG se arranca como un motor síncrono con un convertidor de frecuencia variable (dispositivo estático de arranque). El equipo de la turbina de gas se acelera con el dispositivo de arranque hasta que encienda la turbina y se alcance una velocidad de autosostenimiento. El regulador de la turbina controla y acelera el equipo de la TG a la velocidad de sincronización (3600 rpm). El generador se sincroniza a la red a través del interruptor del mismo circuito.

El paro de la TG se realiza por medio del sistema de control, la unidad se pone a cero carga y después se abre el interruptor del generador. Los auxiliares de la turbina de gas permanecen energizados a través del transformador principal y el de servicios de estación. En caso de que la red falle, los interruptores de alta tensión se abren y el generador de la turbina de gas suministra potencia para la operación en isla de la central. En caso de pérdida de potencia de corriente alterna, los sistemas de baterías de CD, diseñados para operación de emergencia de dos horas respaldadas por un generador diesel de reserva, garantizan un paro seguro de la central

Subestación de alta tensión

Características principales

- Tres interruptores trifásicos en SF6 (hexafloruro de azufre)
- 6 desconectores trifásicos operados por motor
- 2 desconectores trifásicos operados con motor con interruptor a tierra
- Cable subterráneo de 230KVXLPE
- Sistemas de protección y control
- Sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA) y unidades de terminal remota (RTU)
- Sistema de alumbrado
- Sistema a tierra (incluye la red a tierra del nuevo bus y su interconexión con la de la subestación)
- Sistema control contra rayos

Grúas o polipastos

Las grúas están diseñadas para el manejo de equipos en la central durante mantenimientos mayores y menores. La capacidad de estas es determinada por las cargas individuales que tienen que levantar durante los mantenimientos, particularmente por el rotor.

El equipo de levantamiento consta de un riel suspendido incluyendo accesorios con una carretilla plana diseñada para cargar polipastos de bloque de cadena o de cables de acero.

Las grúas principales son de tipo doble viga, utilizan construcciones fabricadas de caja rígida y están equipadas con una plataforma de mantenimiento de placas de acero con guardas y pasamanos tubulares.

2.1.3 Unidad 4

Tabla 2.1 Datos técnicos del generador de vapor unidad 4

Fabricante	Babcock and Wilcox LTD. LON.
Tipo	Circulación natural, hogar presurizado
Sistema de combustion	Quemadores frontales atomización con vapor
Tipo de combustible	Gas natural
Sistema de tiro	2 Ventiladores de tiro forzado
Domo superior	Cilíndrico con tapas semiesféricas
Sobrecalentador	Tres bancos de sobrecalentamiento
Superficie de calefacción total	5323.87 m ²
Recalentador	2 Bancos (entrada y salida) 108 ensambles pendiente vertical
Superficie de calefacción	4997.75 m ²
Economizador	2 Bancos horizontales aletados, 80 elementos

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 2.2 Datos técnicos de la turbina de vapor unidad 4

Fabricante	Brown Boveri
Tipo	Tandem compound, con recalentamiento y condensación
Capacidad	300 MW
Velocidad Nominal	3600 rpm
Vapor principal de entrada	168.74 Kg/ cm ² , 537.7 °C
Vapor escape turbina baja presión	2.6 in Hg Abs
Numero de extracciones	7
Numero de pasos	38
Turbina alta presión	1 Rueda de acción, 21 ruedas de reacción
Turbina presión intermedia	12 Ruedas de reacción
Turbina baja presión	Doble flujo, 4 ruedas de reacción por lado.

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 2.3 Datos técnicos del sistema de excitación unidad 4

Fabricante	Asea Brown Boveri
Tipo	Unitrol "D" Rectificación controlada con thyristores
Tensión de régimen	370 V CD
Corriente de campo	3,060 A CD
Máxima corriente continua	3519 A CD
Potencia sistema	1302 KW

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 2.4 Datos técnicos de la bomba agua alimentación unidad 4

Fabricante	Byron Jackson U.S.A.
Tipo	6 x 8 x 13 G HDB
Numero de pasos	6
Capacidad	2616 GPM = 594 000 Kg/Hr.
Presión en la succión	9.2 Kg/cm ²
Presión de descarga	9.2 Kg/cm ²
Velocidad Máxima	5430 rpm
Eficiencia de la bomba	85%
Motor	
Fabricante	Toshiba
Tensión	4160 V
Potencia	6000 hp = 4500 KW
Velocidad	1785 rpm
Corriente	750 A

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 2.5 Datos técnicos del motor ventilador tiro forzado unidad 4

Fabricante	Unimega
Tensión	4160 V
Potencia	3393 hp = 2530 KW
Velocidad	1185 rpm
Corriente	433 A

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

Tabla 2.6 Datos técnicos de la bomba agua de circulación unidad 4

Fabricante	Byron Jackson pumps
Tipo	72 RXL-1P-VCT
Capacidad	13400 m ³ /hr = 3722 m ³ /s
Presión de succión	Sumergida
Presión de descarga	2.34 Kg/cm ²
Eficiencia	84 %
Lubricación	Autolubricada con liquido bombeado
Velocidad	440 rpm
Motor	
Marca	Hitachi
Tipo	VFL – A inducción vertical
Potencia	1045 KW = 1400 hp
Velocidad	440 rpm
Tensión	4000 V CA
Corriente	202 A

Fuente: Prontuario Central Termoeléctrica Valle de México

2.2 Análisis térmico

La aplicación del ciclo Rankine de vapor ha ido variando en función de mejoras de la eficiencia térmica. Así el primer ciclo Rankine fue muy simple y contemplaba 4 procesos únicamente. Después se desarrolló el ciclo regenerativo Rankine y el ciclo con recalentamiento. En la actualidad se ha logrado acoplar el ciclo Rankine al ciclo Brayton de una turbina de gas logrando resultados óptimos. A continuación analizaremos cuatro ciclos termodinámicos simplificados, calculando sus eficiencias para luego compararlos entre sí. Los ciclos a comparar serán los siguientes:

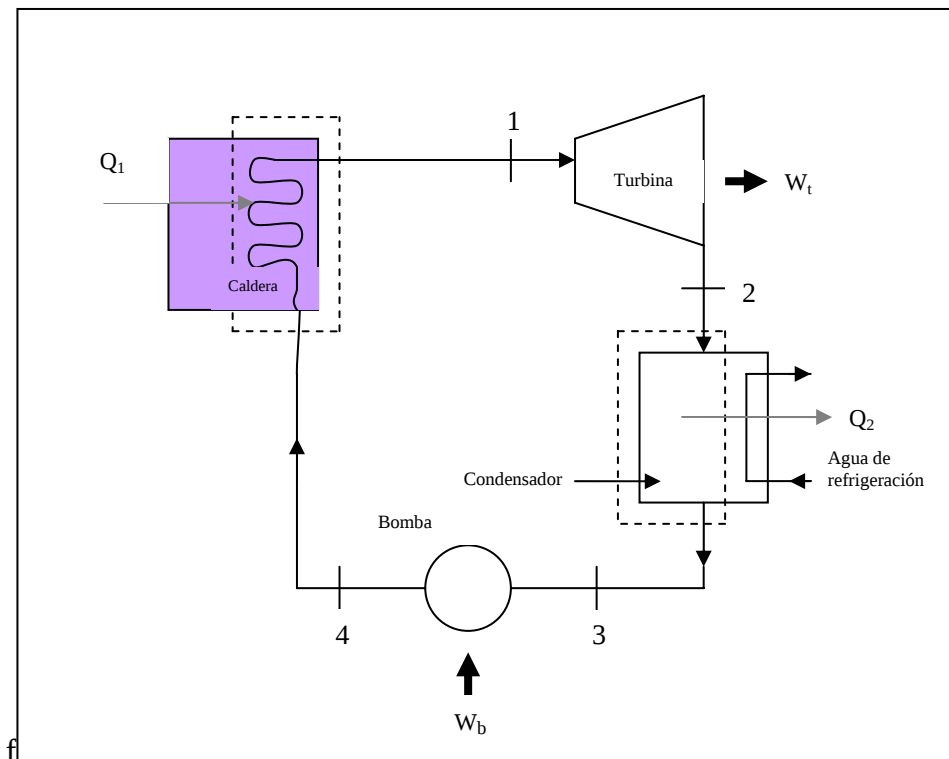
1. Ciclo Rankine
2. Ciclo Rankine con recalentamiento
3. Ciclo Brayton
4. Ciclo combinado

Las condiciones extremas de cada uno de ellos serán las mismas, esto es, partiremos en los ciclos de vapor de la misma presión y temperatura de entrada a la turbina

2.2.1 Ciclo Rankine básico

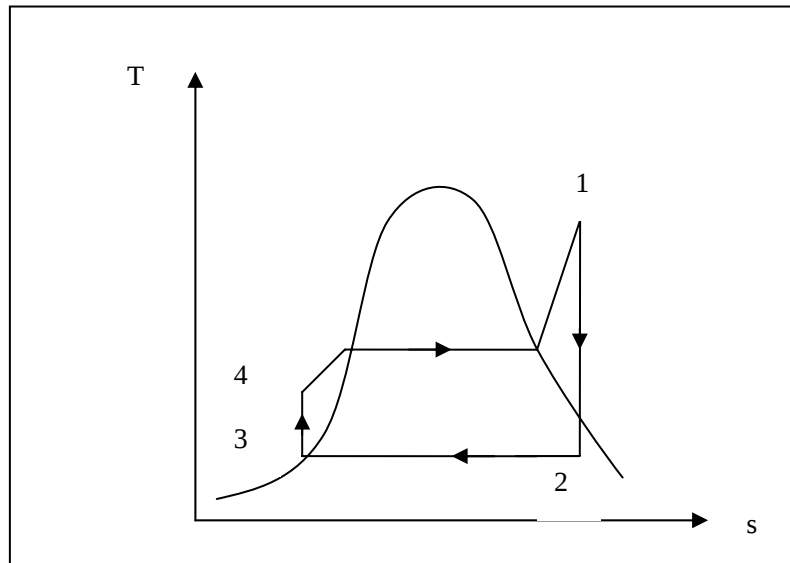
El ciclo Rankine en su forma ideal es el modelo para una planta de generación con vapor en su forma más elemental y consiste en cuatro componentes principales los cuales son: una bomba, una caldera, una turbina y un condensador como lo muestra de manera esquemática la figura

Figura 2.4 Componentes elementales de un ciclo Rankine ideal



Fuente: Autor

Figura 2.5 Diagrama de proceso T-s (temperatura vs entropía) para un ciclo Rankine ideal



Fuente: Autor

El agua es usada en su forma exclusiva como un fluido de trabajo en el ciclo Rankine. Como se indica en la figura 2.4 el agua entra a la bomba en el estado 3 en la fase líquida y es comprimida hasta una alta presión en el estado 4.

En el ciclo Rankine ideal se considera al proceso de 3-4 como internamente reversible y adiabático o isentrópico, y en el diagrama T-s (temperatura vs entropía) de la figura 2.5 se representa por una línea vertical.

Después de salir de la bomba en el estado 4 como líquido comprimido, el agua entra a la caldera. El agua entra a la caldera como un líquido en estado 4 y sale como un vapor sobrecalentado en el estado 1. La caldera es un gran intercambiador de calor y se supone está a presión constante e internamente reversible, en el ciclo ideal.

El vapor sobrecalentado abandona la caldera en el estado 1 y entra a la turbina, donde se expande y produce trabajo al girar el eje de un generador eléctrico. En el proceso de expansión en la turbina el agua se supone como siguiendo un proceso adiabático internamente reversible, saliendo en el estado 2. El proceso de expansión ideal es la turbina es por tanto isentrópico, como tal, se representa por una línea vertical en el diagrama T-s. El agua sale de la turbina en el estado 2 y entra al condensador, el cual rechaza calor a los alrededores. Igual que la caldera, el condensador ideal, por tanto, se supone que el agua experimenta un proceso a presión constante, internamente reversible. El agua que entra al condensador es por lo general una mezcla de vapor y pequeñas gotas de líquido con una alta calidad. Esta mezcla se condensa de modo que el estado a la salida es muy cercano a las condiciones de líquido saturado a la presión de operación del condensador. La presión a través del condensador se supone que es constante, y si el agua en el condensador permanece por completo en la región de saturación, el proceso también es uno de temperatura constante como lo muestra la figura 2.4. el agua líquida sale del condensador en el estado 3 y entra de nuevo a la bomba para iniciar el ciclo una vez más.

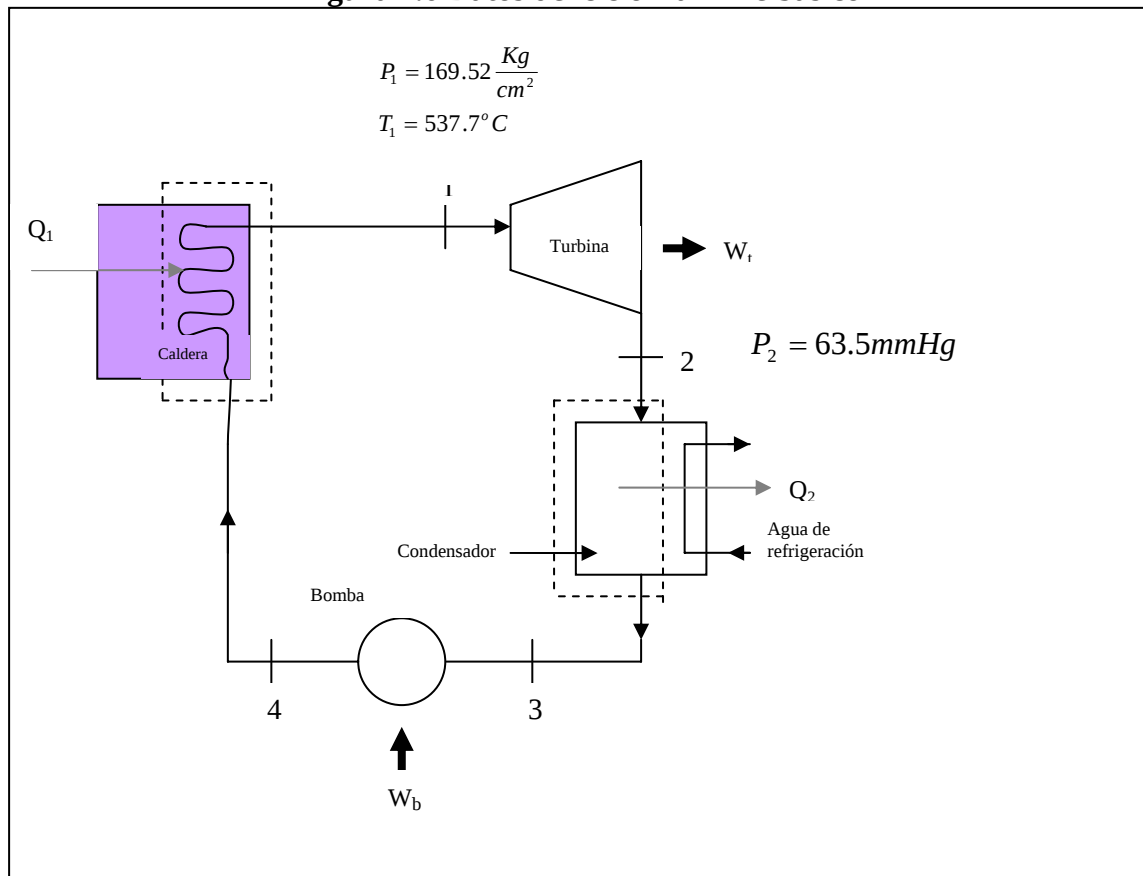
La mayoría de las plantas de generación operan en el ciclo Rankine, aunque las plantas de generación reales difieren del ciclo Rankine ideal en que los componentes individuales no son internamente reversibles. Los cuatro componentes fundamentales que forman un ciclo Rankine son comunes a todas las plantas de generación a menos que el combustible usado para producir el vapor sea un material nuclear, aceite, gas natural o carbón. En forma similar, el ciclo fundamental es invariable aunque el calor pueda ser rechazado en una torre de enfriamiento, hacia el aire del medio ambiente o en un condensador al agua en un río cercano o lago.

A manera de resumen podemos decir que en un ciclo de potencia de vapor de Rankine simple consiste en lo siguiente:

- Compresión isentrópica en una bomba
- Adición de calor a presión constante en una caldera
- Expansión isentrópica en una turbina
- Extracción de calor a presión constante en un condensador

A continuación analizaremos este ciclo con datos reales de la central y específicamente de la unidad 4

Figura 2.6 Datos del ciclo Rankine básico



Fuente: Autor

A continuación haremos algunas conversiones de unidades para facilitar el uso de tablas de propiedades del agua. Para el punto 1 tenemos que la presión es:

$$P_1 = 169.52 \left[\frac{Kg}{cm^2} \right]_{abs} \times \left(\frac{2.2046lb}{1Kg} \right) \times \left(\frac{1cm^2}{0.1550in^2} \right)$$

$$P_1 = 2411psia$$

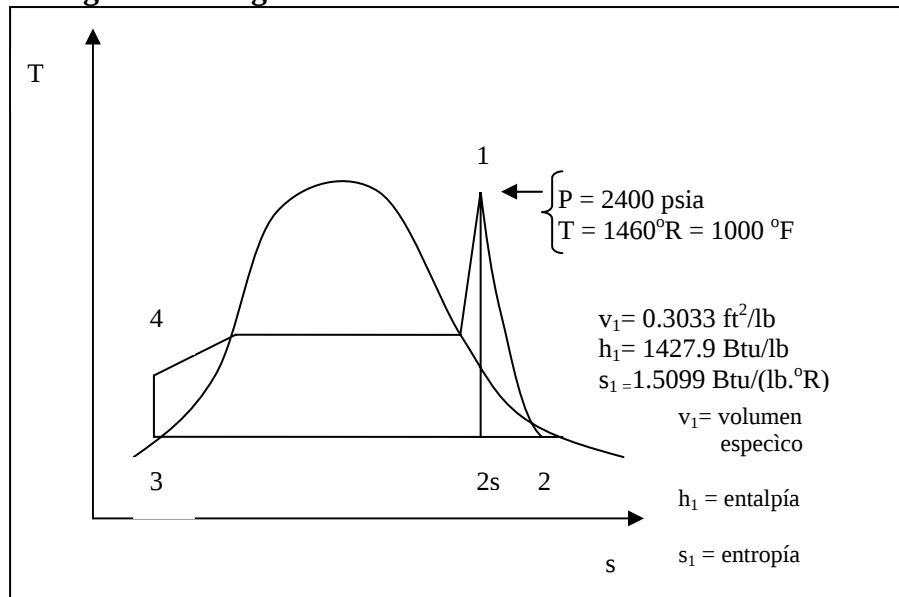
Tenemos que la temperatura en el punto 1 es de 537.7°C, haciendo la conversión a grados Fahrenheit obtenemos

$$T_1(^{\circ}F) = (1.8)(537.7) + 32$$

$$T_1(^{\circ}F) = 999.86^{\circ}F$$

$$T_1(^{\circ}R) = 999.86 + 460 = 1459.86^{\circ}R$$

Figura 2.7 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine básico



Fuente: Autor

De tablas de vapor sobrecalentado

$$s_{2s} = s_1 = 1.5099 \left[\frac{Btu}{lb.^{\circ}R} \right]$$

También tenemos como dato la presión en el punto 2

$$P_2 = 63.5mmHg_{abs}$$

Realizando algunas conversiones para facilidad de cálculos

$$P_2 = 63.5mmHg_{abs} \left(\frac{1in}{25.4mm} \right) = 2.5inHg_{abs}$$

De tablas de vapor saturado donde s_f es la entropía de líquido saturado y s_g es la entropía de vapor saturado

$$s_f = 0.1449 \left[\frac{Btu}{lb.^\circ R} \right]$$

$$s_{fg} = 1.8160 \left[\frac{Btu}{lb.^\circ R} \right]$$

$$s_g = 1.9609 \left[\frac{Btu}{lb.^\circ R} \right]$$

Con estos datos calculamos la calidad (x) de la siguiente manera

$$s_{2s} = s_f + xs_{fg}$$

$$x = \frac{s_{2s} - s_f}{s_{fg}} = \frac{(1.5099 - 0.1449) \left[\frac{Btu}{lb.^\circ R} \right]}{1.8160 \left[\frac{Btu}{lb.^\circ R} \right]} = 0.75 = 75\%$$

De tablas de vapor saturado tenemos los siguientes datos

$$h_f = 76.65 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$h_{fg} = 1032.3 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$h_g = 1108.9 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Donde

$$h_{2s} = h_f + xh_{fg}$$

$$h_{2s} = 76.65 + 0.75 \times 1032.3 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$h_{2s} = 850.875 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Finalmente

$$h_1 - h_{2s} = (1427.9 - 850.87) \left[\frac{Btu}{lb} \right] = 577.0 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Si la eficiencia mecánica de la turbina es 80%, entonces

$$\eta_{mec.t} = \frac{W_T}{h_1 - h_{2s}}$$

Despejando tenemos que

$$W_T = \eta_{mec.T} (h_1 - h_{2s})$$

Sustituyendo valores

$$W_T = 0.80(1427.9 - 850.87) \left[\frac{Btu}{lb} \right] = 461.62 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Sabemos que el trabajo en la turbina es $W_T = h_1 - h_2$

Despejando h_2

$$h_2 = h_1 - W_T$$

Sustituyendo valores

$$h_2 = (1427.9 - 461.62) \left[\frac{Btu}{lb} \right] = 966.28 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Calculando la calidad

$$h_2 = h_f + x_{real} h_{fg}$$

$$x = \frac{h_2 - h_f}{h_{fg}} = \frac{966.28 - 76.65 \left[\frac{Btu}{lb} \right]}{1032.3 \left[\frac{Btu}{lb} \right]}$$

$$x = 0.86 = 86\%$$

El punto 3 corresponde a líquido comprimido a la presión de 2.5 inHg_{abs}. El trabajo que realiza la bomba de alimentación es ΔW_{3-4}

$$\Delta W_{3-4} = v_3 (P_4 - P_3)$$

De tablas termodinámicas tenemos

$$v_3 = 0.1616 \left[\frac{ft^3}{lb} \right]$$

$$P_4 = 2400 \text{ psia}$$

$$P_3 = 2.5 \text{ inHg} \left(\frac{14.7}{29.93} \right) = 1.22 \text{ psia}$$

$$\Delta W_{3-4} = 0.1616 \left[\frac{ft^3}{lb} \right] \left(2400 - 122 \left[\frac{lb}{in^2} \right] \right) = 38.76 \times \left[\frac{ft^3}{lb_m} \right] \left[\frac{lb_f}{in^2} \right] 12^2 \frac{in^2}{ft^2}$$

$$\Delta W_{3-4} = 5582 \left[\frac{ft-lb}{lb_m} \right] \frac{1}{778 \frac{ft-lb}{Btu}}$$

$$\Delta W_{3-4} = 7.17 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

La entalpía en el punto 4 es

$$h_4 - h_3 = \Delta W_{3-4}$$

Despejando tenemos que

$$h_4 = \Delta W_{3-4} + h_3$$

Sustituyendo valores

$$h_4 = (7.17 + 76.65) \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right] = 83.82 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

Por lo tanto la eficiencia del ciclo es

$$\eta = \frac{W_T - W_B}{Q_{caldera}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)}$$

$$Q_{caldera} = h_1 - h_4 = (1427.9 - 83.82) \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

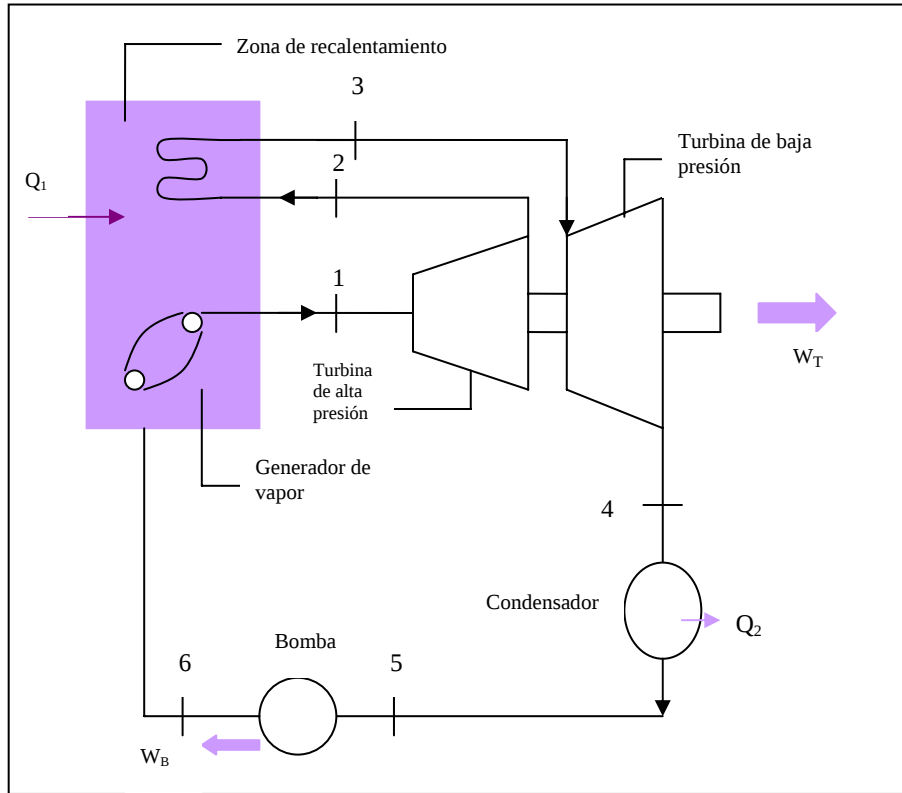
$$Q_{caldera} = 1344.08 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

Finalmente

$$\eta = \frac{(461.62 - 7.17) \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]}{1344.08 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]} = 0.33 = 33\%$$

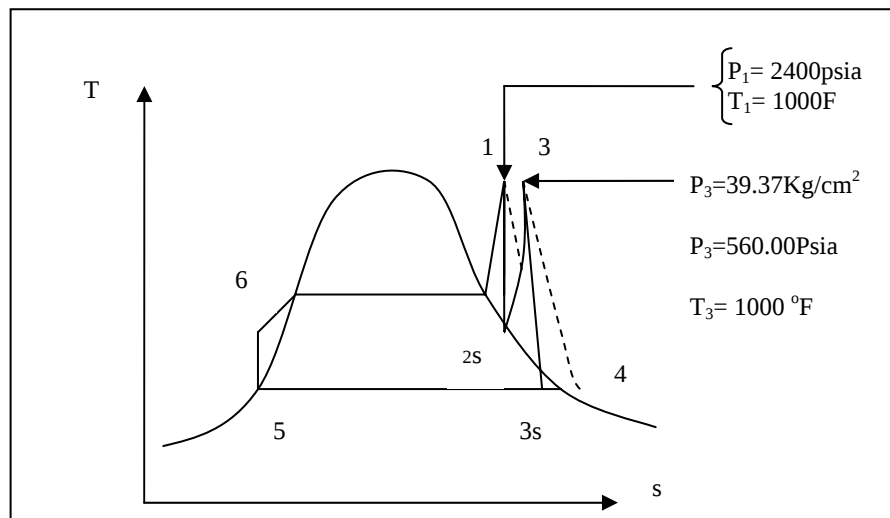
2.2.2 Ciclo Rankine con recalentamiento

Figura 2.8 Componentes elementales de un ciclo Rankine con recalentamiento



Fuente: Autor

Figura 2.9 Diagrama Temperatura vs entropía con datos del ciclo Rankine con recalentamiento



Fuente: Autor

Analizando los datos tenemos que

$$P_3 = 39.37 \left[\frac{Kg}{cm^2} \right] \times \left(\frac{2.2046lb}{1Kg} \right) \left(\frac{1cm^2}{0.1550in^2} \right) = 560.00 \text{ psia}$$

Como el punto 1 es el mismo tanto para ciclo Rankine normal como el de recalentamiento, entonces tenemos lo siguiente

$$\begin{aligned} P_1 &= 2400 \text{ psia} \\ T_1 &= 1000^\circ \text{F} \\ S_1 &= 1.5099 \left[\frac{Btu}{lb^\circ R} \right] \\ h_1 &= 1427 \left[\frac{Btu}{lb} \right] \end{aligned}$$

De esta manera podemos observar que

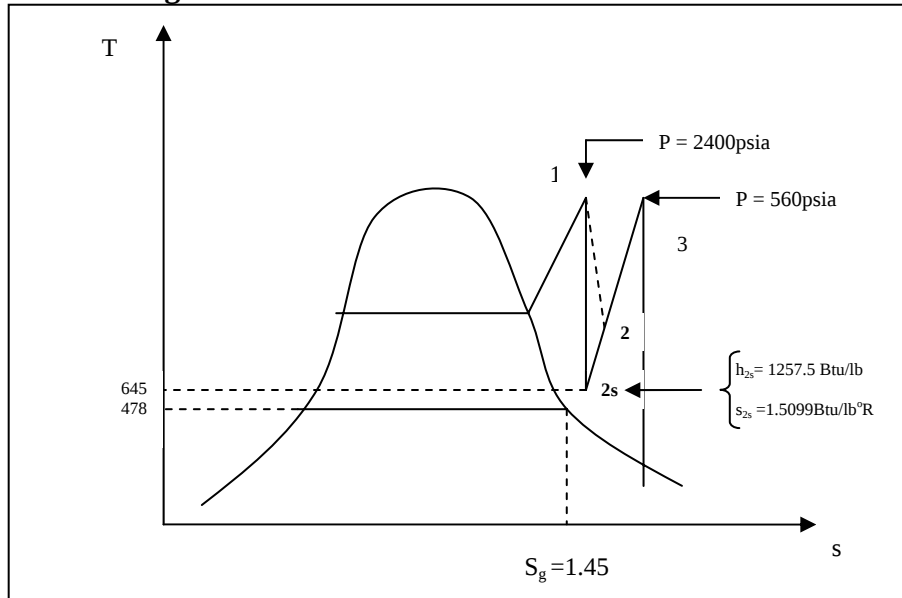
$$s_{2s} = s_1 = 1.5099 \text{ a } P_2 = 560.00 \text{ psia}$$

De tablas obtenemos que

$$\begin{aligned} s_f &= 0.663 \left[\frac{Btu}{lb^\circ R} \right] \\ s_{fg} &= 0.7893 \left[\frac{Btu}{lb^\circ R} \right] \\ s_g &= 1.4524 \left[\frac{Btu}{lb^\circ R} \right] \end{aligned}$$

Donde podemos observar $s_{2s} > s_g$

Figura 2.10 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine con recalentamiento



Fuente: Autor

$$W_{T1} = h_1 - h_{2s} = (1427 - 1257.5) \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right] = 170.99 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

Si la eficiencia mecánica de la turbina es de 80%

$$W_{real} = W_{T1} \eta$$

$$\eta = \frac{W_{real}}{h_1 - h_{2s}} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}}$$

$$W_{real} = 136.79 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

$$h_1 - h_2 = \eta(h_1 - h_{2s})$$

$$h_2 = h_1 - \eta(h_1 - h_{2s})$$

$$h_2 = (1427 - 136.79) \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

$$h_2 = 1290.21 \left[\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right]$$

Calculando la entrada de vapor recalentado a la turbina en el punto 3.
Tenemos los siguientes datos

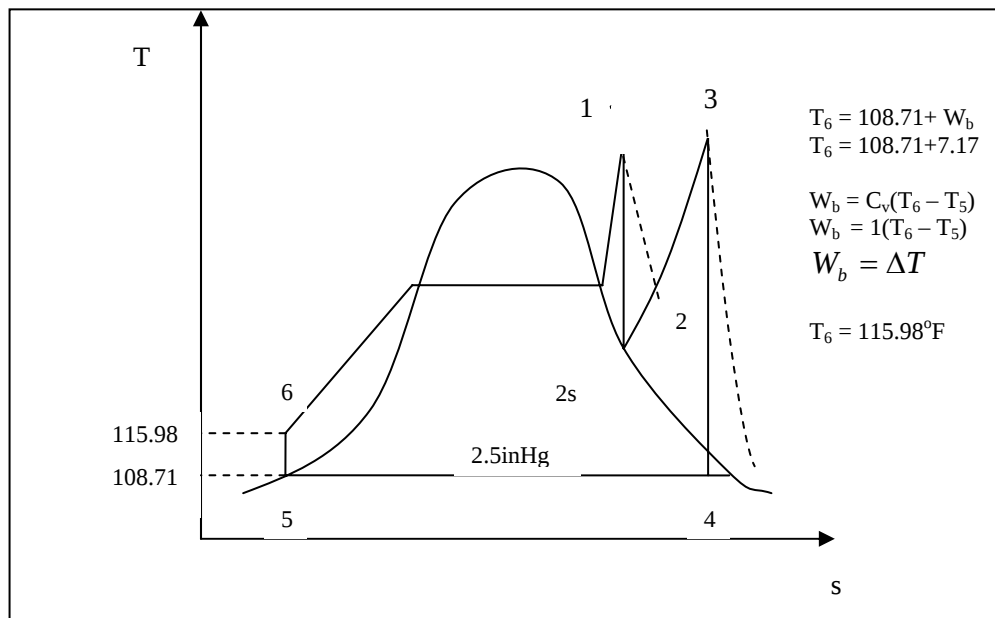
$$P_3 = 560 \text{ psia}$$

$$T_3 = 1000^\circ\text{F}$$

$$h_3 = 1517.9 \text{ Btu/lb}$$

$$s_3 = 1.7229 \text{ Btu/lb} \cdot ^\circ\text{R}$$

Figura 2.11 Diagrama T-s con datos del ciclo Rankine con recalentamiento



Fuente: Autor

$$s_{4s} = s_3 = 1.7229 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

De tablas termodinámicas de vapor saturado para una presión de 2.5inHg tenemos los siguientes datos

$$s_f = 0.1449 \left[\frac{Btu}{lb \cdot ^\circ R} \right]$$

$$s_{fg} = 1.8160 \left[\frac{Btu}{lb \cdot ^\circ R} \right]$$

$$s_g = 1.9609 \left[\frac{Btu}{lb \cdot ^\circ R} \right]$$

A partir de estos obtenemos la calidad (x)

$$x = \frac{s_{4s} - s_f}{s_{fg}} = \frac{(1.7229 - 0.1449) \left[\frac{Btu}{lb \cdot ^\circ R} \right]}{1.8160 \left[\frac{Btu}{lb \cdot ^\circ R} \right]}$$

$$x = 86\%$$

$$h_{4s} = 76.65 + (0.86)(1032.3) = 964.428 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$\eta_{mec} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}}$$

$$W_{T2} = h_3 - h_4 = \eta(h_3 - h_{4s})$$

$$W_{T2} = 0.8(1517.9 - 964.428) \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$W_{T2} = 442.77 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{T1} + W_{T2} - W_B}{(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)}$$

$$\eta = \frac{136.79 + 442.77 - 7.17}{1344.08 + 226.8} = 36\%$$

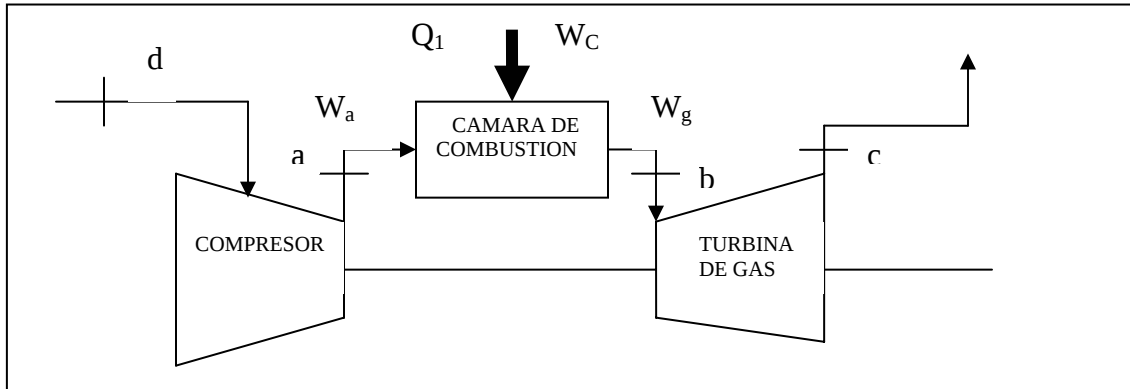
Donde

$$h_1 - h_6 = Q_1$$

$$h_3 - h_2 = Q_2$$

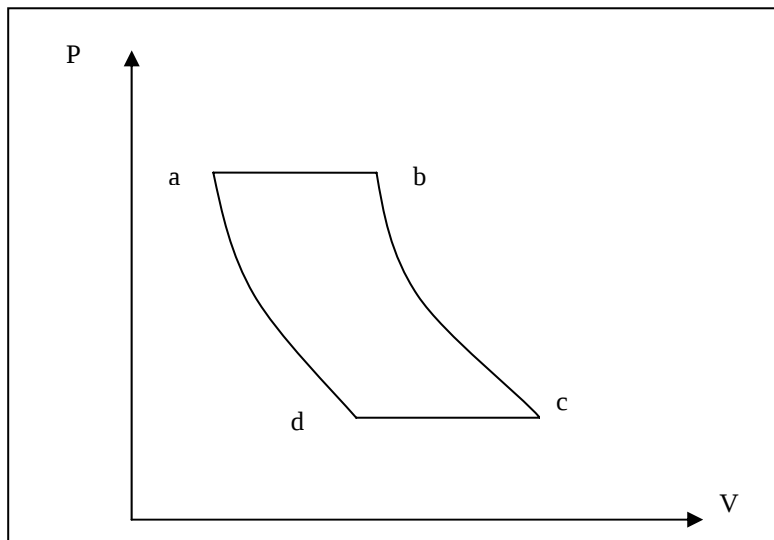
2.2.3. Ciclo Brayton

Figura 2.12 Componentes elementales del ciclo Brayton



Fuente: Autor

Figura 2.13 Diagrama P-v del ciclo Brayton



Fuente: Autor

$$\eta = \frac{(h_b - h_c) - (h_a - h_d)}{(h_b - h_a)}$$

$$\eta = \frac{h_b - h_a - h_c + h_d}{h_b - h_a}$$

$$\eta = \frac{(h_b - h_a) - (h_c - h_d)}{(h_b - h_a)}$$

$$\eta = 1 - \frac{h_c - h_d}{h_b - h_a}$$

Haciendo un análisis matemático para deducir algunas expresiones utilizando las leyes de los gases tenemos que:

$$\begin{aligned} P_a V_a^k &= P_d V_d^k \\ \frac{P_a}{P_d} &= \frac{V_d^k}{V_a^k} \dots\dots\dots 1 \end{aligned}$$

También sabemos que

$$P_a V_a = R T_a \dots\dots\dots 2$$

$$P_d V_d = R T_d \dots\dots\dots 3$$

Igualando 2 y 3 y reacomodando

$$\begin{aligned} \frac{P_a V_a}{T_a} &= \frac{P_d V_d}{T_d} \\ \frac{V_d}{V_a} &= \left(\frac{P_a}{P_d} \right) \left(\frac{T_d}{T_a} \right) \dots\dots\dots 4 \end{aligned}$$

Sustituyendo 4 en 1 y reacomodando

$$\begin{aligned} \frac{P_a}{P_d} &= \left(\frac{P_a}{P_d} \frac{T_d}{T_a} \right)^k \\ \frac{P_a}{P_d} \frac{P_d^k}{P_a^k} &= \left(\frac{T_d}{T_a} \right)^k \\ \left(\frac{T_d}{T_a} \right)^k &= \frac{P_a P_d^k}{P_d P_a^k} \\ \left(\frac{T_d}{T_a} \right)^k &= \frac{P_d^{k-1}}{P_a^{k-1}} \\ \frac{T_a}{T_d} &= \left(\frac{P_a}{P_d} \right)^{\frac{k-1}{k}} \dots\dots\dots 5 \end{aligned}$$

Sabemos de datos reales de la Central Termoeléctrica Valle de México que $T_d = 28^\circ\text{C}$
Haciendo la conversión $T_d = (28^\circ\text{C})1.8 + 32 = 82.4^\circ\text{C}$

Finalmente

$$T_d = 82.4^\circ\text{F} + 460 = 542.4^\circ\text{R}$$

Calculando T_a de ec 5 utilizando la constante $k = 1.4$

$$T_a = T_d \left(\frac{P_a}{P_d} \right)^{\frac{k-1}{k}} = 542.4^\circ\text{R} \left(\frac{10.73}{0.767} \right)^{\frac{1.4-1}{1.4}} = 542.4^\circ\text{R} (13.989)^{0.2857} = 1152.57^\circ\text{R}$$

De datos reales de la C.T.V.M sabemos que

$$T_b = 1085^{\circ}\text{C} = (1085^{\circ}\text{C}) 1.8 + 32 + 460 = 2445^{\circ}\text{R}$$

Para la obtención de T_c tenemos el siguiente análisis

$$\frac{T_b}{T_c} = \left(\frac{P_b}{P_c} \right)^{\frac{k-1}{k}} = \left(\frac{10.73}{0.767} \right)^{0.2857} = 2.1250$$

$$T_c = \frac{T_b}{2.1250} = \frac{2445}{2.1250} = 1150.58^{\circ}\text{R}$$

Para la eficiencia del compresor tenemos que

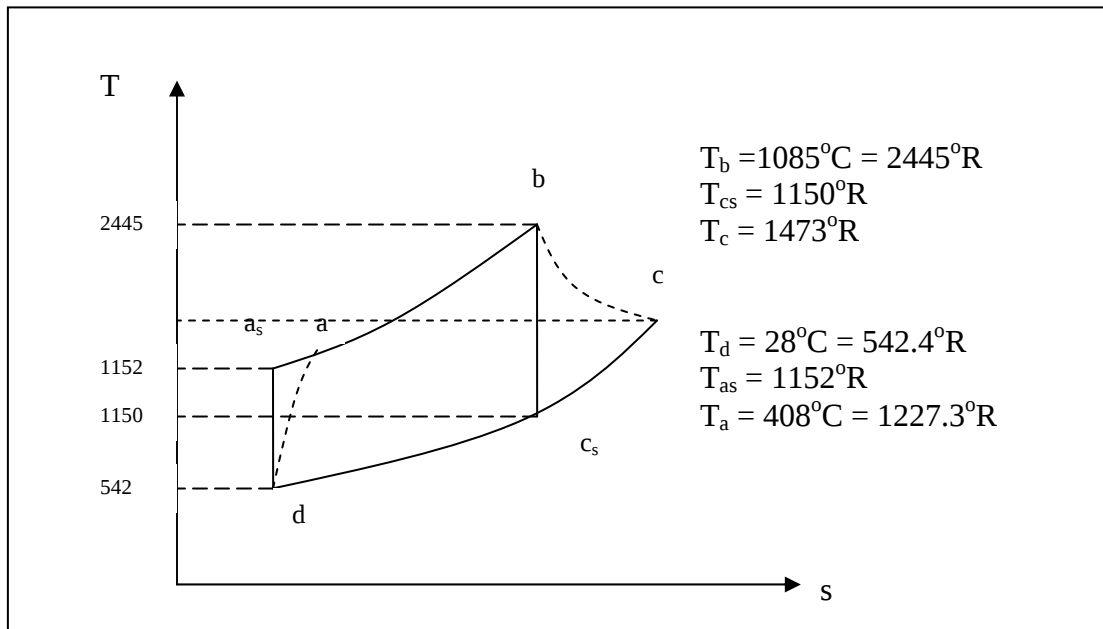
$$\eta = \frac{h_{as} - h_d}{h_a - h_d} = \frac{c_p(T_{as} - T_d)}{c_p(T_a - T_d)} = \frac{1152.57 - 542.4}{1227.3 - 542.4} = \frac{610.17}{684.9} = 89\%$$

Eficiencia de la turbina de gas

$$\eta = \frac{h_b - h_c}{h_b - h_{cs}} = \frac{T_b - T_c}{T_b - T_{cs}} = \frac{2445 - 1473}{2445 - 1150} = 75\%$$

En el siguiente diagrama se puede observar el comportamiento del ciclo

Figura 2.14 Diagrama T-s con datos del ciclo Brayton



Fuente: Autor

Cálculo de la eficiencia del ciclo Brayton

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1}$$

$$Q_1 = c_p (T_b - T_a)$$

$$Q_2 = c_p (T_c - T_d)$$

$$\eta = \frac{(T_b - T_a) - (T_c - T_d)}{(T_b - T_a)} = 1 - \frac{T_c - T_d}{T_b - T_a} = 1 - \frac{1473 - 542}{2445 - 1227.3} = 1 - \frac{931}{1217.7}$$

$$\eta_{C.Brayton} = 23.6\%$$

Cálculo de $Q_{transferido}$

Como tenemos tres Turbinas de gas cada una con una potencia de 83.1MW, entonces tenemos la siguiente relación

$$\eta = \frac{Pot_{salida}}{E_{entrada}} \Rightarrow \frac{Pot_{sal}}{W_g (h_b - h_a)}$$

Sustituyendo valores

$$0.236 = \frac{83.1MW}{W_g \left[\frac{lb}{hr} \right] 0.24(2445 - 1227.3) \left[\frac{Btu}{lb} \right]}$$

Como 1KW=3412Btu/hr

$$W_g = \frac{83100000 * 3412 \left[\frac{Btu}{hr} \right]}{0.24(2445 - 1227.3) \left[\frac{Btu}{lb} \right] 0.236} = \frac{283537200}{68.9705} = 4110992.381 \left[\frac{lb}{hr} \right]$$

$$Q_T = W_g C_p (T_c - T_{chimenea})$$

$$Q_{T.gas} = Q_{T.vapor}$$

$$\frac{Btu}{hr} = W_v \left[\frac{lb}{hr} \right] (h_1 - h_4) \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

Sustituyendo valores

$$Q_{Tgas} = 4110992.381 \left[\frac{lb}{hr} \right] 0.24(1473 - 769.2) \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$Q_{T.gas} = 694395945.1 \left[\frac{Btu}{hr} \right]$$

$$Q_{T \times 3TG} = 3 \times 694395945.1 \left[\frac{Btu}{hr} \right] = 2083187835 \left[\frac{Btu}{hr} \right]$$

$$Q_{T \times 3TG} = 2083187835 \left[\frac{Btu}{hr} \right]$$

$$h_1 - h_4 = (1427.9 - 83.82) \left[\frac{Btu}{lb} \right] = 1344.08 \left[\frac{Btu}{lb} \right]$$

$$(h_1 - h_4)W_v = 2083187835 \left[\frac{Btu}{hr} \right]$$

$$W_v = \frac{2083187835 \left[\frac{Btu}{hr} \right]}{1344.08 \left[\frac{Btu}{lb} \right]} = 1549898.693 \left[\frac{lb}{hr} \right]$$

Sabemos de datos reales de la C.T.V.M. que $W_{caldera} = 880\,709.76 \text{Kg/hr}$

$$W_{vgenTG} = 1549898.693 \left[\frac{lb}{hr} \right] \left(\frac{1Kg}{2.2lb} \right) = 704499.4059 \left[\frac{Kg}{hr} \right]$$

2.2.4 Ciclo Combinado

Cálculo de la potencia como ciclo combinado

$$Pot_{TG} = 3 \times 83.1MW = 249.3MW$$

$$Pot_{vap} = W_v ((h_1 - h_2) - (h_4 - h_3))$$

$$Pot_{vap} = 1549898.693 \left[\frac{lb}{hr} \right] (1427 - 966.28 - 7.17) \left[\frac{Btu}{lb} \right] = 702956552.2 \left[\frac{Btu}{hr} \right]$$

$$Pot_{vap} = 702956552.2 \left[\frac{Btu}{hr} \right] \left(\frac{1KWh}{3412Btu} \right) = 206024.7808KW$$

$$P_{sal.cc} = Pot_{TG} + Pot_{vap} = 249.3MW + 206.024MW = 455.32MW$$

$$\eta_{TG} = 23\%$$

$$\eta = \frac{455234KW}{(3 \times 4110992.381 \times 0.24(2445 - 1227)) / 3412} = \frac{455234KW}{1056616.611KW} = 43\%$$

2.6 Eficiencias

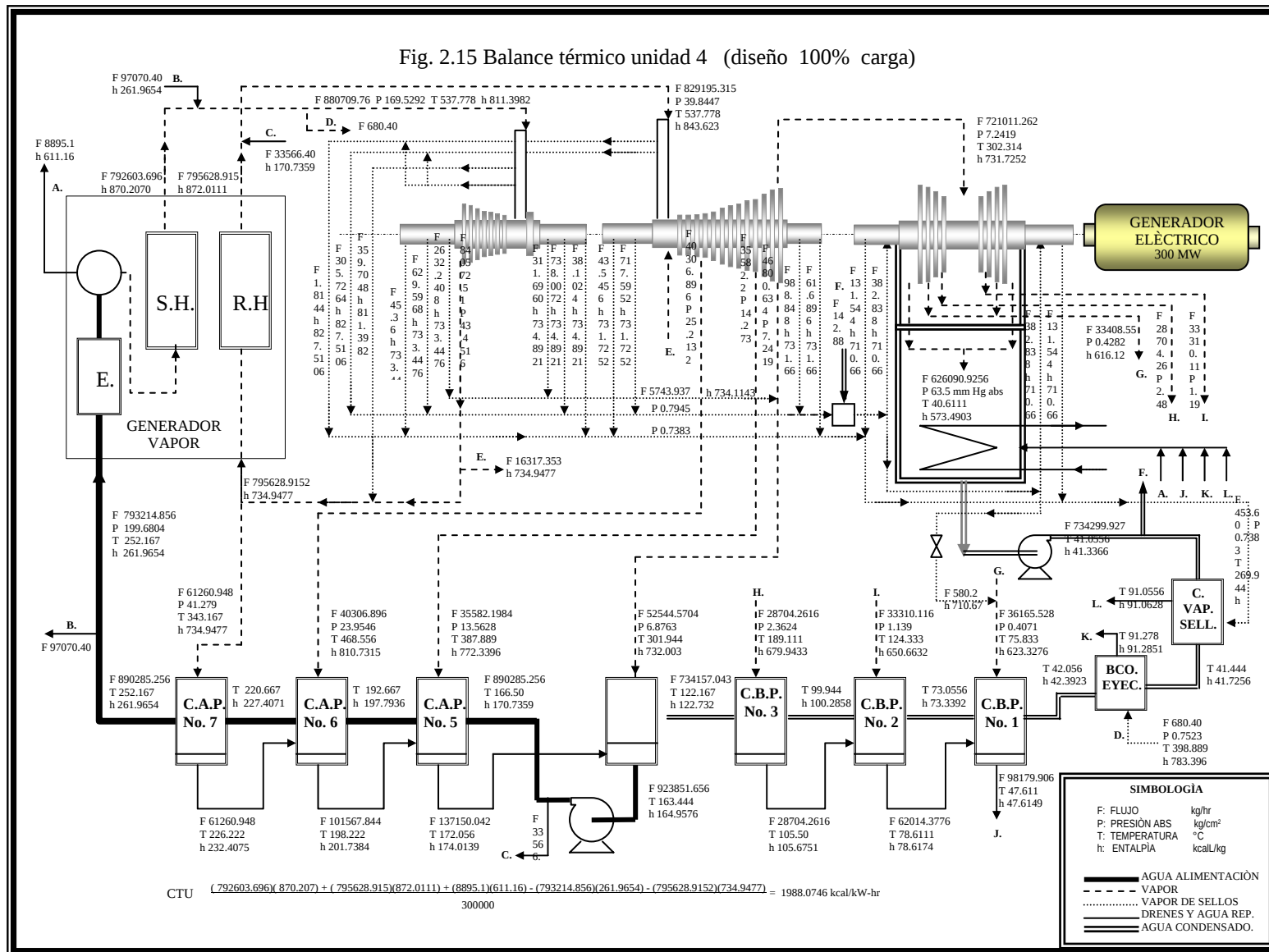
De nuestro análisis teórico que para fines didácticos calculamos, el ciclo Rankine básico nos dio una eficiencia de 33%, el ciclo Rankine con recalentamiento alcanza una eficiencia de 36%; para el ciclo Brayton alcanza una eficiencia teórica de 56%, sin embargo, aplicando las eficiencias mecánicas de la turbina de vapor y compresor del 80% y 70% la eficiencia que se alcanza es de 29%.

Tomando como base datos reales de las TG de Valle de México se obtienen eficiencias del 89% para el compresor y 75% para la turbina y esto hace que la eficiencia del ciclo Brayton sea del 23% en nuestro ejemplo.

Si las tres turbinas de gas con 23% de eficiencia se les instalan 3 recuperadores de calor para producir calor que alimentara al ciclo Rankine básico en teoría la eficiencia se eleva al doble alcanzando una eficiencia de 43%.

En la realidad en la Central Termoeléctrica Valle de México las turbinas de Gas operando en ciclo abierto alcanzan el 29% de eficiencia, y operando en ciclo combinado alcanzan el 46% lo cual demuestra las grandes ventajas del desarrollo tecnológico del ciclo combinado.

Fig. 2.15 Balance térmico unidad 4 (diseño 100% carga)



Fuente: Departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M.

Capítulo 3

MODOS DE OPERACIÓN

3.1 Características Generales

Antes de iniciar la operación de la central el personal de operación debe efectuar una inspección local con el objetivo de asegurar un arranque automático, seguro y libre de problemas, el arranque se realiza desde el cuarto de control principal (BTG) por las iniciales de boiler, turbina y generador. Para arrancar la unidad se necesita energía de la red, en caso de una falla en esta no será posible arrancar la TG. Antes de cualquier encendido de la turbina de gas, el sistema de escape, incluyendo la caldera de recuperación se deben purgar apropiadamente, este proceso se lleva a cabo de manera automática.

El gradiente de calentamiento/carga de la turbina de vapor depende de la temperatura actual de la misma cuando se arranca la unidad. Debido a estos gradientes diferentes, el arranque será frío, tibio o caliente

El equipo eléctrico de la turbogas y de los recuperadores de calor HRSG se instalan en módulos tipo contenedor, los cuales se colocan cerca de la TG. Estas unidades se controlan desde el cuarto de control (BTG) donde se colocan los tableros del operador.

Antes del arranque de las unidades, el operador tiene la opción de escoger el modo en que debe operarse. Un cambio de modo durante la operación será posible bajo ciertas condiciones y suposiciones.

3.2 Descripción del paquete 4

La turbina de gas y los recuperadores de calor (HRSG) están conectados con la unidad 4 formando lo que se denomina como “paquete 4”, el principio de funcionamiento de las turbinas de gas se basa en el ciclo Brayton termodinámico. Las características principales de este ciclo se describen a continuación:

El compresor succiona el aire elevando su presión, temperatura y densidad por medio de sus 14 etapas, en la última etapa, la mayor parte del aire fluye hacia arriba entre los revestimientos del quemador de silo, y entra a la zona de combustión a través de los quemadores EV, donde se mezcla con el gas combustible. Por medio del encendedor se provoca una chispa originando la combustión de la mezcla, los gases calientes producto de dicha combustión fluyen a través de la sección de la turbina, en donde se expanden liberando toda su energía contenida haciendo girar a la turbina, y ésta, a su vez, hace girar al compresor el cual succiona el aire atmosférico limpio, iniciando de nueva cuenta el ciclo termodinámico.

Después de la expansión en la turbina de gas, los gases de escape entran directamente a la caldera de recuperación de vapor (HRSG), en donde la energía que aun contienen los gases de escape es aprovechada para generar vapor, mediante la transferencia de calor de los gases de escape de la turbina de gas al agua de alimentación del HRSG.

Para todos los modos de operación, se mantiene constante la presión del vapor. Cada turbina de gas incluye una compuerta y chimenea de derivación, lo que permite que la operación de las turbinas de gas sea independiente del ciclo agua vapor lo que asegura una mayor flexibilidad en la central.

Para el arranque y paro de las unidades turbogas, cada HRSG está provisto de una estación de derivación desde la línea de vapor hasta la de recalentamiento frío, y una válvula de purga para el vapor de recalentamiento caliente. Esto permite que los arranques de las máquinas sean rápidos sin que por ello, haya una interferencia con la turbina de vapor y se utilizan las mismas válvulas en caso de que exista un disparo en la turbogas. El tiempo de arranque de una turbina de gas es de unos 15 minutos y tarda aproximadamente una hora en conseguir las condiciones adecuadas para poder acoplarse con la unidad 4. La máquina 4 en cambio tarda aproximadamente 8 horas en conseguir condiciones adecuadas para comenzar a generar.

Durante el arranque de la turbina de gas el vapor vivo es llevado a la válvula de derivación de alta presión (AP) donde se reduce su presión y se atempera al nivel de recalentamiento frío. El vapor recalentado caliente es llevado a la válvula de alivio donde es liberado a la atmósfera. Cuando las presiones de vapor y de recalentamiento caliente así como las temperaturas correspondientes alcanzan el nivel de la turbina de vapor, se abren las válvulas de entrada de la turbina mientras que se cierran las válvulas de alivio y las derivaciones.

El ciclo agua/vapor está basado en un concepto de doble presión con recalentamiento, que proporciona una utilización óptima de la energía del gas de escape. Con la configuración desarrollada las unidades 4, 5, 6 y 7 pueden tener 4 modos de operación que son los siguientes:

- Modo 1 Operación convencional
- Modo 2 Operación híbrida
- Modo 3 Operación de ciclo combinado puro
- Modo 4 Ciclo abierto

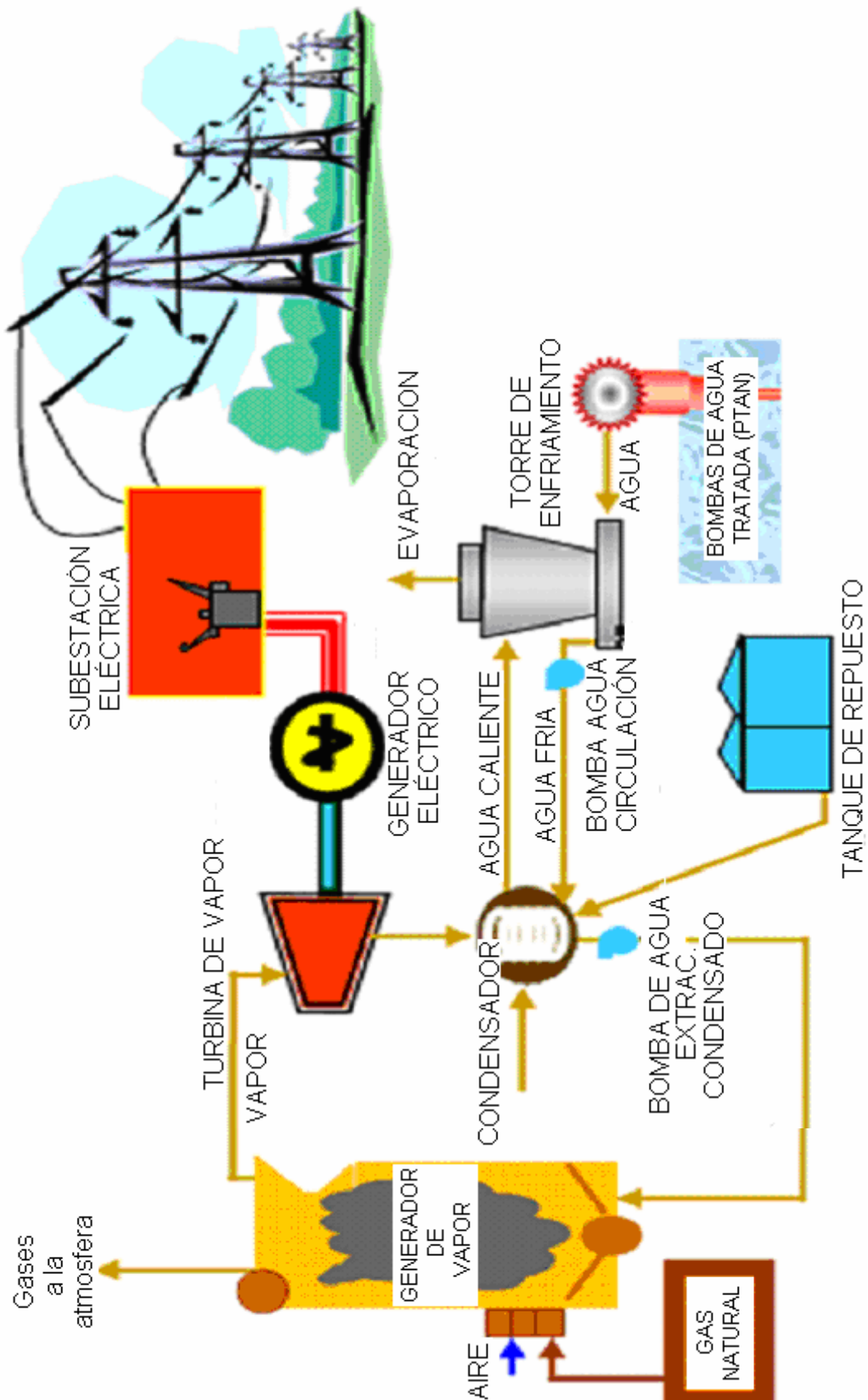
3.3 Modos de Operación

3.3.1 Modo 1 Operación Convencional

La operación convencional funciona de la misma manera como lo hacía antes de que entrará en servicio el nuevo equipo, es decir la caldera operando con gas con sistema integrado de agua de alimentación y recalentamiento con bombas de alta presión, tres precalentadores de alta presión, condensador enfriado con agua, bombas de condensado y tres precalentadores de baja presión, turbina de vapor de tres cuerpos y con todos sus sistemas auxiliares. Con esto se obtendrá una capacidad máxima de 300 MW.

El diagrama 3.1 muestra en forma esquemática el funcionamiento de una central termoeléctrica, en éste puede observarse que el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual, es aprovechada para llevar el agua de la forma líquida a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética es convertida en mecánica, misma que es transmitida al generador para producir energía eléctrica.

Figura 3.1 Modo convencional de operación de la central



Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

3.2.2 Modo 2 Operación Híbrida

Durante la operación híbrida, la potencia eléctrica del paquete 4 se definirá por medio del consumo térmico de las 3 turbinas de gas (TG) y la carga de la caldera de la U4. El consumo térmico de estas unidades será controlada por medio de un controlador automático de generación (AGC) con el punto de ajuste de la carga eléctrica dado por el operador con instrucciones de los requerimientos del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

Durante la operación híbrida el vapor vivo sobrecalentado (aproximadamente 174 bar y 515°C) de las tres calderas de recuperación de calor HRSG se mezclará con el vapor vivo (aproximadamente a 167 bar y 538°C de la caldera existente y será llevado a la parte de alta presión (AP) de la turbina de vapor (TV) existente y expandido al nivel de recalentamiento frío. El vapor de recalentamiento frío se dividirá en un flujo parcial para el calentador existente (aproximadamente el 90% del flujo de vapor de alta presión) y un flujo parcial para las calderas de recuperación de calor en operación (máximo tres en operación) como se describe en el modo 3

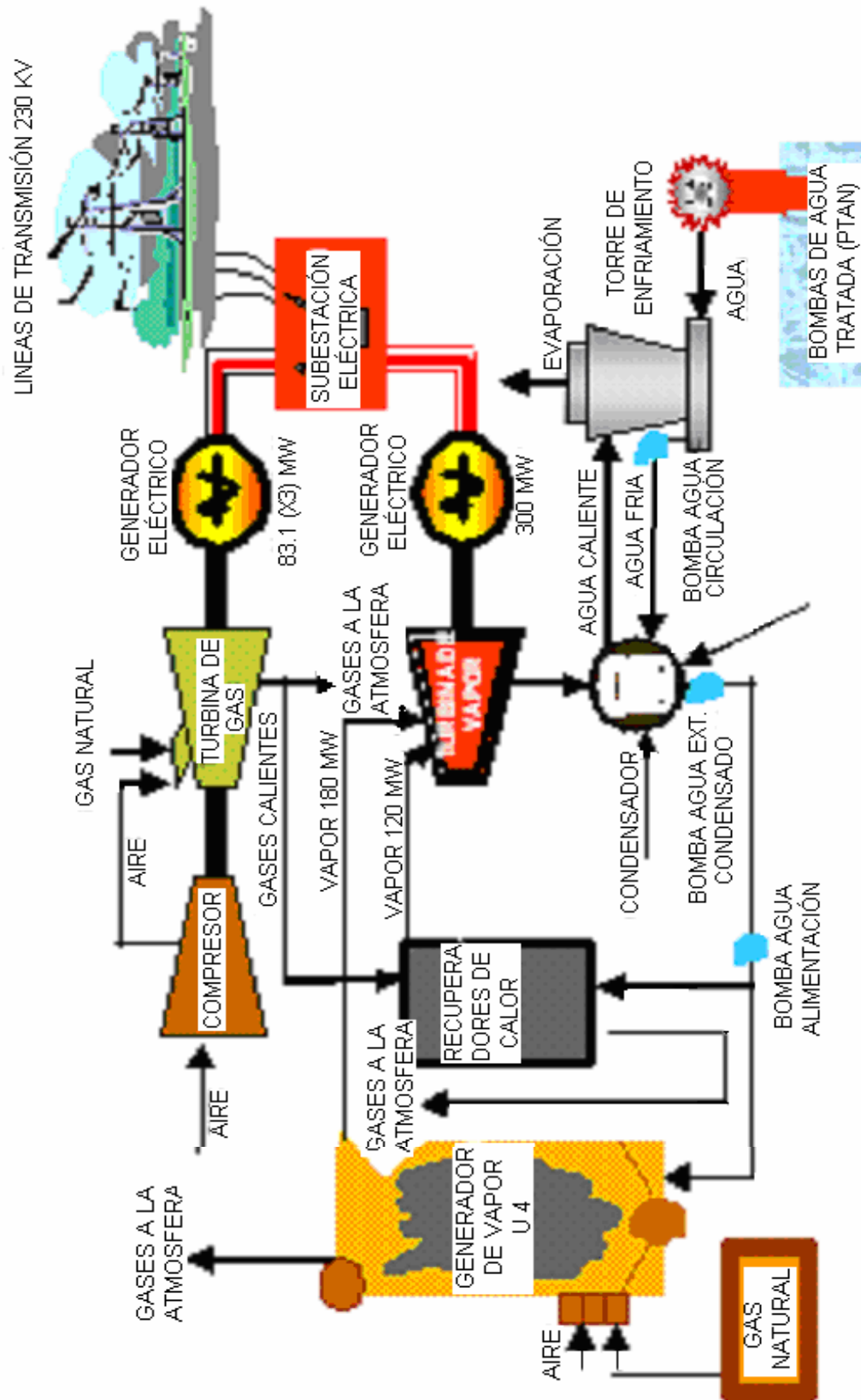
Las bombas de agua de alimentación (2 al 50%) existentes llevarán el agua de alimentación a las HRSG y a la caldera U4 existente. Los calentadores 5 y 6 se usan para precalentar el agua de alimentación hasta un máximo de 222°C para la caldera de la unidad 4 existente. El calentador superior estará fuera de operación por la carga parcial de la caldera de la unidad 4 (aproximadamente al 58%). El vapor precalentado para el desgasificador se suministrará desde el punto de extracción más bajo de la turbina de vapor (TV) de presión intermedia (PI) con presión deslizable de desgasificación hasta 7.5 bar máximo.

Las bombas de extracción de condensado llevarán el condensado principal desde el pozo caliente del condensador principal existente a través de los serpentines de las HRSG al desgasificador existente. Una derivación alrededor de los serpentines de las HRSG controlará la temperatura de entrada del condensado en el desgasificador para asegurar una diferencia suficiente de temperatura de 10-12K en comparación con el agua de alimentación.

Por lo general, durante este modo de operación todas las unidades TG disponibles estarán en operación a carga base de la central mientras se controla la capacidad de la turbina de vapor hasta máximo 300MW por medio de la caldera de la unidad 4. La carga máxima de la caldera será limitada por la presión de entrada de la turbina de vapor de baja presión. Los tres precalentadores de condensado existentes estarán fuera de operación.

Dependiendo de la temperatura del condensado mezclado en la entrada del desgasificador, el precalentador de condensado estará en operación para limitar la diferencia de temperatura máxima entre la temperatura del condensado mezclado a la entrada y la temperatura de deslizamiento del agua de alimentación.

Figura 3.2 Modo híbrido de operación de la central



Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

3.2.3 Modo 3 Operación de ciclo combinado puro

La caldera de la unidad 4 alimentada con gas estará fuera de servicio durante la operación de ciclo combinado puro. Cada turbina de gas GT11N2 de las tres unidades operará como fuente de calor de la correspondiente caldera de recuperación de doble presión (HRSG) para producir vapor de alta presión y de presión intermedia. El vapor de alta presión (aproximadamente 174 bar y 515 °C) alimentará la parte de alta presión de la turbina de vapor. El vapor de presión intermedia se mezclara con el vapor de recalentamiento frío proveniente de la turbina de vapor que pasará al recalentador de cada HRSG.

El vapor de recalentamiento caliente alimenta a la turbina de vapor de presión intermedia (presión deslizable de 10 – 18 bar y 515 °C) y se expandirá en la parte de presión intermedia y baja presión de la turbina de vapor al nivel de presión del condensador. La mayor parte del condensado será llevado por medio de 2 bombas de extracción de condensado principal del 100 % en operación con una como reserva desde el pozo caliente del condensador a través de los serpentines de precalentamiento de las HRSG al desgasificador, similar a lo descrito para la operación híbrida. Los precalentadores de baja presión se derivarán y quedarán fuera de operación.

Durante este modo de operación la potencia eléctrica de toda la planta se controlará únicamente por medio de las turbinas de gas resultando en un total de 344 MW basada en una temperatura ambiental de 14.7 °C, presión ambiental de 0.767 bar y humedad relativa del 65 %.

En este modo de operación se obtienen las siguientes características:

- Flexibilidad

La central es capaz de operar a carga base y a carga parcial, así como en operación continua y de dos turnos.

El arranque de las turbinas de gas y de la HSRG es independiente de la turbina de vapor a través de las derivaciones de vapor dando por resultado tiempos cortos de arranque

- Alta eficiencia

Las tres primeras etapas del compresor son de álabes guía variables que permiten mantener una eficiencia extremadamente alta hasta una carga parcial del 75%

- Consideraciones ambientales

Bajos niveles de emisiones en un rango amplio de carga

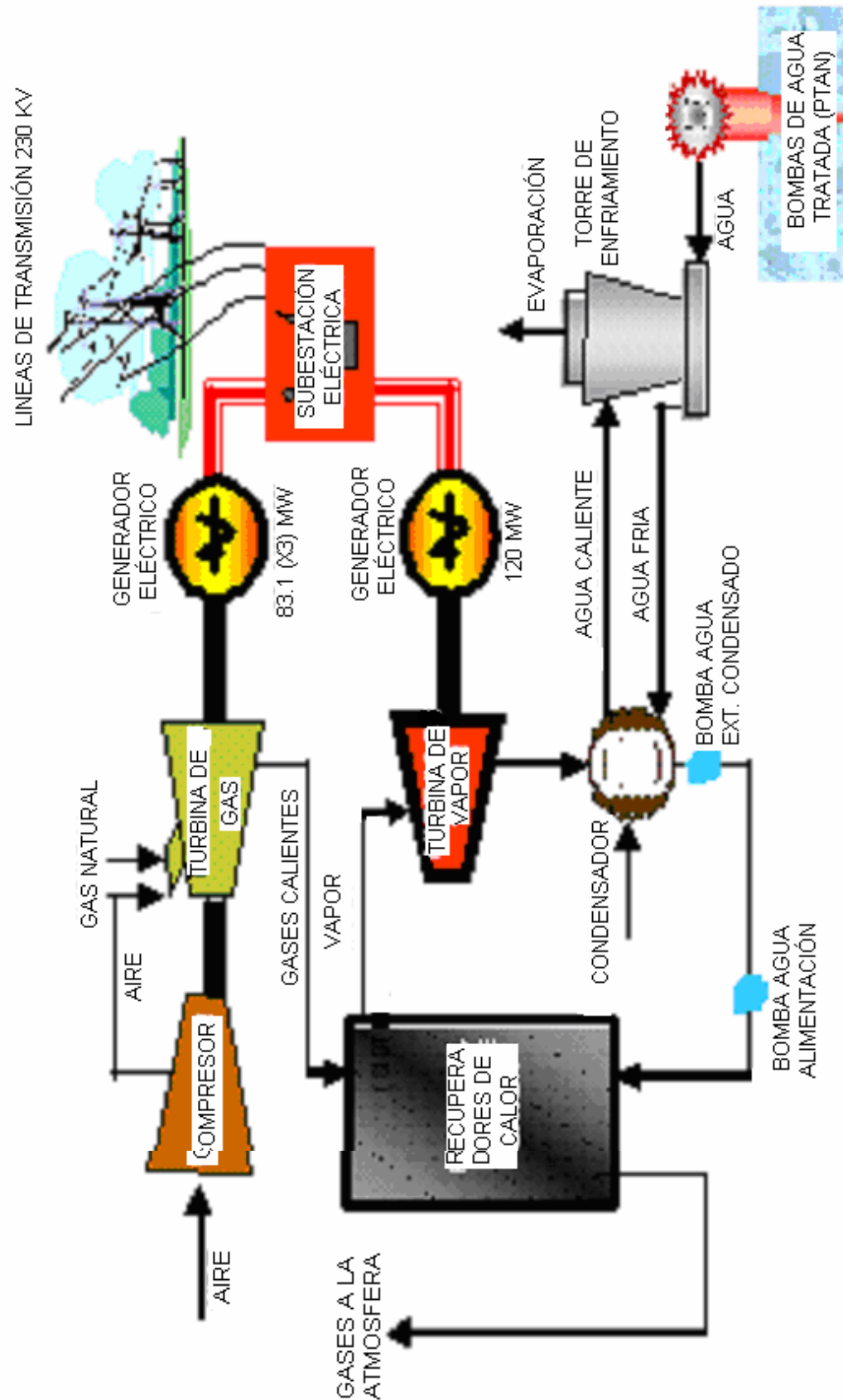
- Alta confiabilidad y disponibilidad

Simplicidad en el diseño y operación que minimiza los requerimientos de operación y mantenimiento e incrementa la confiabilidad y disponibilidad

- Bajos costos de operación

Como resultado de los puntos antes citados, la central propuesta proporcionará costos mínimos de operación.

Figura 3.3 Modo de operación ciclo combinado puro de la central

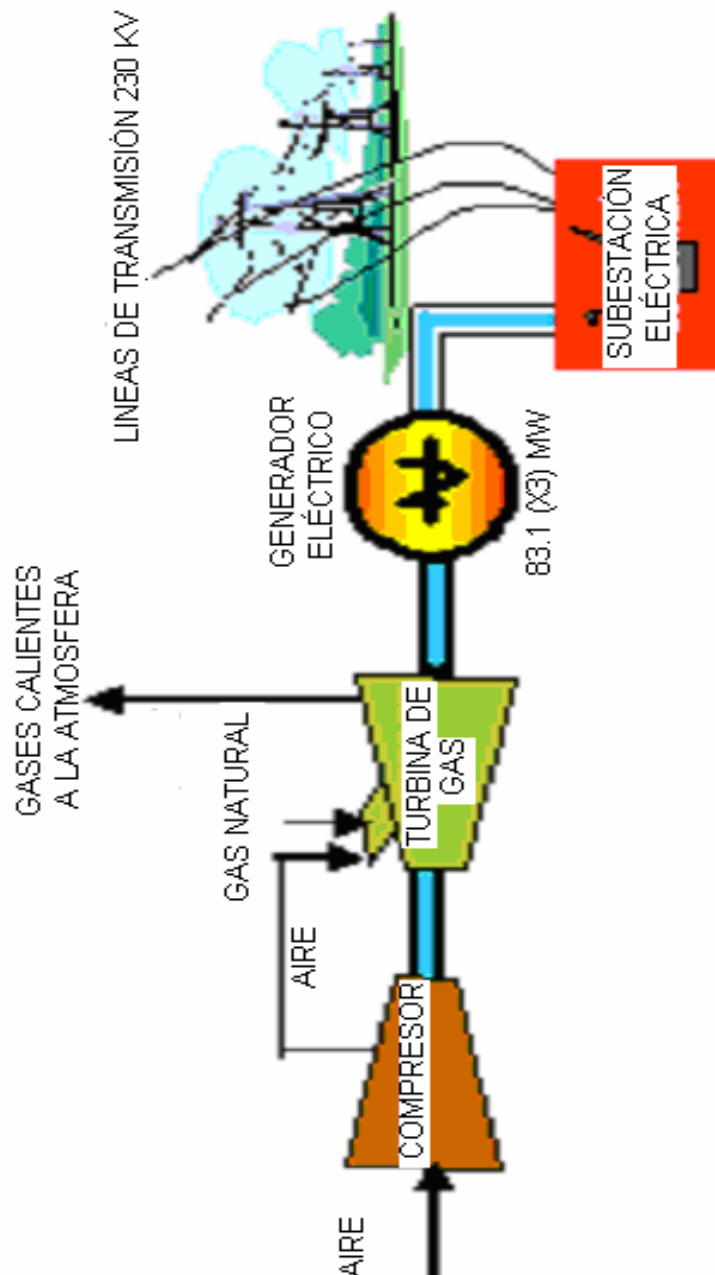


Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

3.2.4 Modo 4 Ciclo abierto

Cada turbogenerador tiene una compuerta y chimenea de derivación que permite la operación de ciclo abierto de las turbinas de gas independientemente del ciclo de agua-vapor para asegurar una mayor flexibilidad de la planta durante el modo de operación de ciclo abierto, la potencia eléctrica global de la planta se controlará únicamente por medio de las turbinas de gas resultando en un total de 249.3 MW basado en una temperatura ambiental de 14.7 °C, presión ambiental de 0.767 bar y humedad relativa del 65 %.

Figura 3.4 Modo de operación ciclo abierto de la central



Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

3.4 Potencia máxima y eficiencia en cada modo de operación

A continuación se presenta una tabla para describir la potencia máxima y la eficiencia en cada uno de los modos de operación, para la eficiencia mostramos 2 columnas una donde se describe la eficiencia de diseño y otra donde se presenta la eficiencia real de cada ciclo basada en la operación actual de las máquinas

Tabla 3.1 Potencia máxima y eficiencia en cada modo de operación

Modo de operación	Potencia máxima (MW)	Eficiencia de diseño (%)	Eficiencia Real (%)
Operación Convencional	300	35.2	32.3
Operación Ciclo Combinado	344	48.2	46.0
Operación Ciclo Híbrido	522	43.7	41.0
Operación Ciclo Abierto	249.3	32.2	28.9

Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Capítulo 4

MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES TURBOGAS

4.1 Introducción

Este capítulo describe la filosofía de ABB con respecto al mantenimiento de los generadores enfriados por aire. El cual, sirve como una recomendación para planear y llevar a cabo las revisiones. A continuación se presentan las recomendaciones más importantes para realizar las revisiones, basadas en la evaluación de la experiencia de estas y las estadísticas de fallas de componentes individuales. Cuando el departamento de mantenimiento planea paros programados, dichas recomendaciones les pueden ser de ayuda para programar el tipo y el alcance de trabajo que se va a realizar, el inventario de las partes de repuesto y el tiempo requerido para la revisión. Además ayudan a reducir la duración de los paros no planeados y asegurar la alta disponibilidad y seguridad para los generadores enfriados por aire a largo plazo.

Las revisiones consisten en salidas planeadas y programadas para las unidades turbogas y se hacen con el fin de evitar disparos en la misma, causados por partes dañadas o por el mal funcionamiento de los equipos. Cuando se efectúan en los intervalos prescritos, las revisiones permiten detectar el desgaste, el reconocimiento inmediato de daños y el oportuno reemplazo de las partes defectuosas.

4.2 Tipos de Revisiones

Estas revisiones pueden ser de tres tipos;

- tipo A (básica)
- tipo B (intermedia)
- tipo C (completa).

Las revisiones de tipo A, B y C tienen por objeto comprobar los cambios de estado o condiciones de los componentes estructurales que, en caso de averiarse, afectarían la seguridad o la fiabilidad de la central.

El procedimiento recomendado para la revisión durante la operación en una central eléctrica con turbinas de gas, no solo se determina por su eficiencia térmica si no también por la disponibilidad de la planta, la cual depende en gran parte del plan de mantenimiento y de la cantidad de tiempo requerida para tal propósito. La cantidad de tiempo requerido para mantenimiento correctivo se reduce al mínimo si se consideran adecuadamente los programas de mantenimiento preventivo, ya que el riesgo, la frecuencia y duración de tales interrupciones se reduce considerablemente.

El trabajo de mantenimiento puede optimizarse si se siguen las siguientes condiciones:

- Las revisiones deben realizarse en el momento apropiado.
- Tales revisiones deben elaborarse correctamente.
- Las revisiones deben realizarse por personal capacitado.

Ahora es importante hablar de la diferencia entre rectificación y revisión. Se dice que la rectificación es cualquier, reestructuración, calibración, ajuste, reemplazo o reparación de algún componente del equipo. También podría decirse que las mejoras son parte de la rectificación. La revisión es, en primer lugar la valoración de alguna de las partes de nuestro equipo, la cual, incluye las decisiones sobre las acciones de rectificación, algunas revisiones pueden incluir pruebas y mediciones.

Para tener un panorama de cada revisión a continuación se describe brevemente cada una de ellas;

Revisión corta tipo A

Las revisiones cortas tipo A, regularmente se concentran en los chequeos de la turbina de gas principalmente, involucrando las partes calientes, esta no incluye la inspección con el boroscopio.

Estas sirven para:

- La identificación temprana de partes calientes en condiciones normales de operación.
- La iniciación de acciones de rectificación ya que pueden requerirse inspeccionando el sitio de funcionamiento, esto es importante para la disponibilidad y para tener una visión general de las condiciones de la turbina de gas

La unidad no se desmonta para este propósito. El acceso visual es posible gracias a las mirillas del generador, a través de las compuertas de escape del combustor y del exhaustor de la unidad.

Inspección corta tipo B

Esta inspección es un chequeo del juego de la turbina de gas planeado para los periodos de longitud intermedia. Estas incluyen:

- El mismo tipo de chequeo tipo A.
- Comprobación de los equipos de seguridad de la unidad turbogas.
- El sistema de control hidráulico y electrónico.
- El sistema de alarmas.

El tiempo requerido para las revisiones A y B es de aproximadamente tres semanas.

Las revisiones A y B son paros programados, con trabajos preparatorios hechos de acuerdo al alcance planeado e incluyen lo siguiente:

- Revisión de los cojinetes
- Revisión del equipo de excitación (portaescobillas, y escobillas de carbón).
- Revisión de los extremos del devanado del estator, sus conexiones y boquillas terminales tanto como sea posible sin un desensamble extenso, no debe retirarse el rotor del generador.
- Revisión del sistema de protección del generador.

Todas las revisiones y trabajos de desensamble/reensamble se hacen por personal capacitado de la C.T.V.M.

Si es necesario, el alcance de la revisión se extiende de acuerdo a las observaciones registradas durante la operación y de acuerdo a las discusiones relevantes que conciernen al trabajo.

Inspección completa tipo C

La inspección completa se planea con mucho tiempo de anticipación, aquí se verifica con detalle todos los componentes importantes de los sistemas de monitoreo, protección y control de la turbina de gas. Aquí se llevan a cabo los trabajos que se identificaron en las revisiones anteriores, los cuales se consideran como mantenimiento preventivo de la unidad y pueden llevar un tiempo fuera de servicio adicional.

El tiempo de trabajo requerido es de aproximadamente 6 semanas, este tipo de revisión cubre esencialmente los siguientes trabajos:

- Revisión de los cojinetes
- Revisión del equipo de excitación (portaescobillas, y escobillas de carbón).
- Retirar y revisar el rotor del generador.
- Inspección del devanado completo del estator (soportes del devanado final, acuanamiento de las ranuras, amarres de aislamiento, conexiones y boquillas terminales).
- Verificación de la solidez y posibles daños al núcleo completo del estator.
- Verificación del sistema de protección al generador.

4.3 Planeamiento y Duración de las revisiones.

El planeamiento de las inspecciones esta basado en las Horas Equivalentes de Operación (EOH). Los intervalos establecidos entre las inspecciones son válidos para condiciones normales de funcionamiento. En condiciones especiales se hacen algunas modificaciones para aproximar correctamente al valor de horas equivalentes de operación.

Esas condiciones especiales básicamente tienen que ver con;

- Modos de operación
- Carga pico
- Número de arranques
- Combustible utilizado.

La duración de las inspecciones en la turbina de gas y el generador básicamente depende de los siguientes factores:

- Tipo de maquina
- Tipo de revisión
- Capacidad del personal que realice la revisión
- Planeamiento de la revisión
- Disponibilidad de herramienta y consumibles

Las revisiones cortas tipo A y tipo B serán planeadas con bastante tiempo de anticipación. Sin embargo el mejor momento para realizarlos es, si existe en algún momento una interrupción o salida de la maquina, claro que debe de coincidir lo mejor posible con los tiempos planeados. Lo recomendable para la inspección tipo C es realizarla en el momento que le corresponde de acuerdo con las horas de operación de la maquina.

El alcance y duración de este trabajo están basados en los resultados de la revisión anterior y la experiencia de operación actual. El plan de trabajo de rectificación tiene que ser hecho en coordinación con la revisión realizada para optimizar tiempos.

Para la inspección mayor tipo C se recomienda lo siguiente:

- Preparar un programa *tiempo vs trabajo*, hay que recordar que completando los desmontajes lo más pronto posible permitirá el tiempo máximo para la revisión y acción correctiva.
- Determinar el número de personas para tal acción basado en el programa *tiempo vs trabajo*.

Durante cualquier revisión que se planea se debe tomar en cuenta; las herramientas requeridas, consumibles y refacciones, de no cumplir con todo lo necesario es recomendable solicitar con tiempo razonable el material faltante, de lo contrario podemos tener efectos negativos al realizar la revisión o corrección.

4.4 Tiempos recomendados para las revisiones:

Para las turbinas de gas con más de 3000 EOH por año

Tabla 4.1 Tiempos recomendados para las revisiones

Horas de Operación Equivalentes	Tipo de revisión
6000	A
12000	B
18000	A
24000	C

Fuente: Autor con datos de manual de ABB

Para el resultado cuantitativo del cálculo de Horas Equivalentes de Operación (EOH) hay que considerar las limitaciones del tiempo de vida de cada una de las partes de nuestros equipos. ABB recomienda para las turbinas de gas con menos de 3000 EOH por año, verificar todo el equipo de seguridad por lo menos cada 2 años, hacer una inspección tipo B por lo menos cada 4 años y una inspección tipo C por lo menos cada 12 años. El cambio de las partes para esta inspección depende de los resultados de la misma.

La secuencia y tipo de inspección son validos para el funcionamiento en condiciones normales de operación y para las primeras 24000 EOH. Después de este tiempo los efectos de las condiciones (ambientales, modo de operación, combustible, etc) se pueden conocer, por lo que se pueden ajustar los intervalos para satisfacer mejor las condiciones. Por consiguiente las inspecciones posteriores se determinaran con base en la experiencia de operación.

4.5 Determinación de los intervalos de servicio basados en la operación actual.

Definición de expresiones

- Starts (S) ---- ----Número de arranques de la GT sin tener en cuenta el tipo de combustible
- Starts (SB) -----Arranque de la GT con el combustible # 2 (respaldo). No aplica para la C.T.V.M
- (COH) -----Número de Horas de operación corregidas sin tener en cuenta el tipo de combustible.
- (COHB) -----Número de Horas de operación corregidas tomando en cuenta solo el combustible #2 (respaldo). No aplica para la C.T.V.M.
- (PLS) -----Número de desconexión protectora de carga en el rango superior de carga
- (LR) -----Número de rechazos de carga en el rango superior de carga.
- (T) -----Número de disparos.
- (TH) -----Número de disparos en el rango superior de carga
- (UA) -----Número de arranques fallidos en la unidad
- (OH) -----Número de todas las horas de operación.
- (OHB) -----Número de horas de operación con combustible #2 (respaldo). No aplica para la C.T.V.M.
- (EOH) -----Número de horas equivalentes de operación.

Para el cálculo de horas equivalentes de operación de la turbina de gas 11N2 de ABB es como sigue:

$$EOH=(S*V+OH*X)*Z+LR*W+T*Y$$

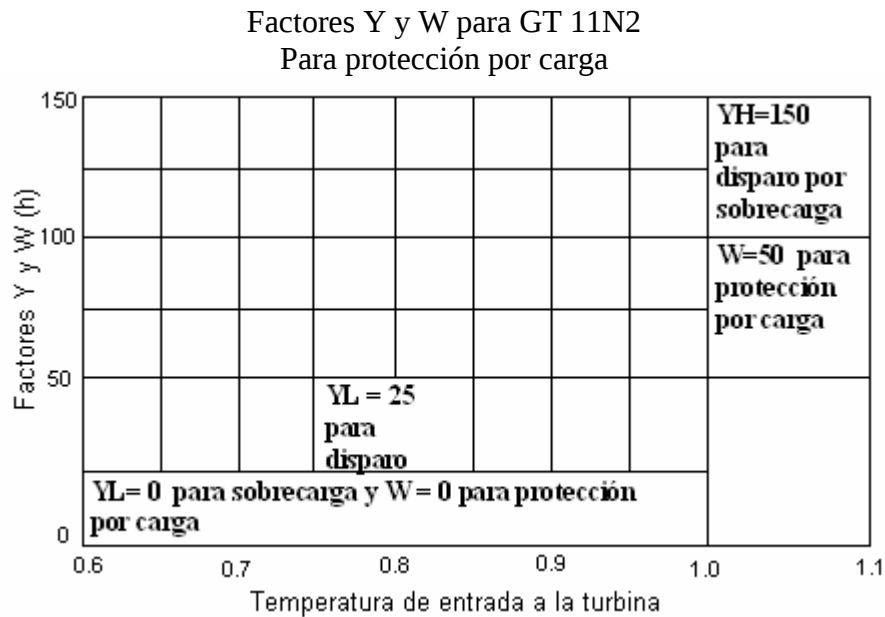
Tabla 4.2 Simbología para el cálculo de EOH

Símbolo	Definición	Valor Numérico
S [-]	Número de arranques	
V[h]	factor de arranque	20
OH[h]	Horas que opera	
X[-]	Factor de hr. operación	Ver Fig. 4.2 [1-10]
Z [-]	Factor de combustible Gas Natural Para otros combustibles	1 * 1.5
LR [-]	Número de protecciones activadas por sobrecarga	
W [h]	PLS	Ver Fig. 4.1 [50]
T [-]	Número de paros	
YH, YL [h]	T o LR	Ver Fig. 4.1 [50-150]

Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

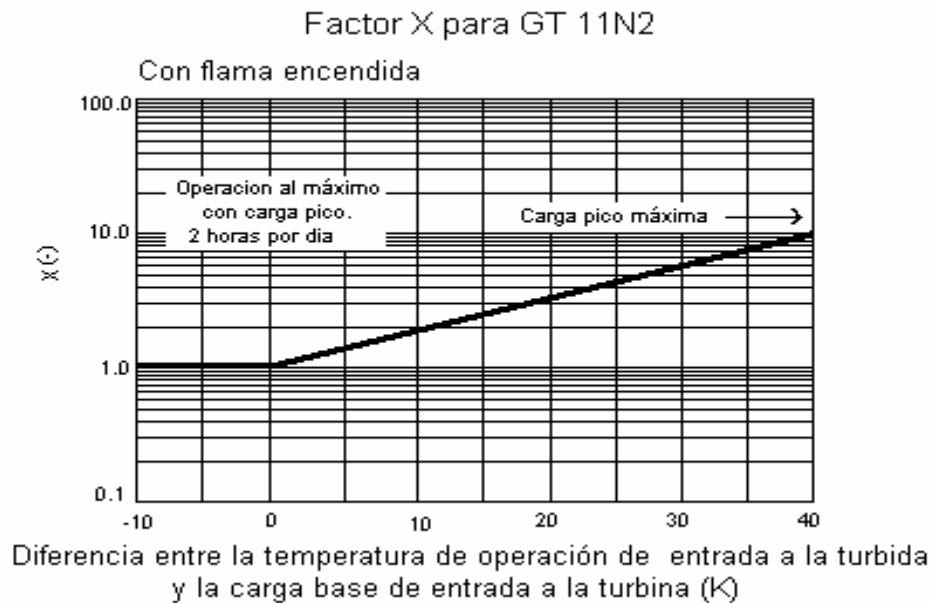
Los factores V, W y Y serán considerados al máximo para evaluar las inspecciones y los intervalos de mantenimiento, los cuales se pueden ajustar después de la primera inspección tipo C.

Figura 4.1 Muestra los valores de los factores Y y W para el cálculo de Horas Equivalentes de Operación



Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Figura 4.2 Muestra los valores del factor X con la diferencia entre la temperatura de operación de entrada a la turbina y la carga base de entrada a la turbina



Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Tabla 4.3 Pequeña descripción del programa de revisión

Tipo de revisión Objeto / sistema		A Revisiones específicas		B Revisiones específicas		C Revisiones específicas
Turbina de Gas						Con turbina destapada Revisar Boquilla/ quemador Arranque Combustión Tuberías Canales
Sistema de entrada de aire	x		x		x	
Sistema de válvulas						
Compresor	x	Entrada	x	Entrada	x	
Quemador	x	Flama	x	Boquilla / quemador	x	
Sistema de arranque	x	Función	x	Arranque	x	
Cámara de combustión	x		x		x	
Turbina	x	Partes calientes	x	Partes calientes	x	
Exhaustor	x		x		x	
Generador +auxiliares						
Generador			x		x	
Sistema auxiliar del generador					x	
Excitación			x		x	
Control de arranque						
Cojinetes						
Rodamientos					x	
Cojinetes					x	
Sistemas auxiliares						Revisar bombas Motores Enfriadores
Aceite de sellos	x		x		x	
Agua de enfriamiento	x	Fugas	x	sistema	x	
Aire de enfriamiento	x		x	Revisar funciones	x	
Fuente de AC/DC					x	
Banco de baterías					x	
Sistema de combustible						Revisar bombas, motores y actuadores
Combustóleo	x		x		x	
Gas natural	x		x		x	
Aditivos	x		x		x	
Controladores						
Control de temperatura	x		x		x	
Otros controles			x		x	
Protección/monitoreo						
Protección de temperatura	x		x			
Protección por sobrevelocidad	x		x			
Monitoreo del sistema de encendido	x		x			
Protección de la turbina					x	
Protección del generador					x	
Instrumentos de medición					x	
Equipos contra incendio			x		x	

Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Para mejores resultados se recomienda:

- No tener retrasos
- Contar con personal calificado
- Herramientas y refacciones en el sitio a trabajar
- Que este disponible siempre la grúa

Tabla 4.4 Duración aproximada y tiempo requerido para la revisión y trabajo en la turbina de gas y generador tipo 11N2

Tipo de revisión	A	B	C	
Duración				
Tiempo normal 1)	10 horas	10 horas	18 horas	
Tiempo total aproximado	45 horas	70 horas	588 horas	
Tiempo de trabajo modelo1 2)	1.9 días	2.9 días	24.5 días	
Tiempo total aproximado	40 horas	60 horas	516 horas	
Tiempo de trabajo modelo 2 3)	1.7 días	2.5 días	21.5 días	
Tiempo requerido para los trabajos de acuerdo a la tabla 4.4			revisión 1.C-, 3.C-, 5.C...	revisión 2.C-, 4.C-, 6.C-,...
Horas hombre (MH) del personal de ABB	20	70	875	795
Horas hombre (MH) del personal de CFE	60	140	2935	2815
Total de horas hombre (MH) del personal de ABB y CFE	80	210	3810	3610

Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Notas:

1. Con enfriamiento forzado
2. 6 días de trabajo por semana; 2 turnos; 10 horas por turno
3. 7 días de trabajo por semana; 2 turnos; 10 horas por turno

Tabla 4.5 Recomendaciones cualitativas y cuantitativas de cambios para inspecciones de la GT turbina y generador GT11N2.

Tipo de revisión	A	B	Revisión 1.C-, 3.C-, 5.C...	Revisión 2.C-, 4.C-, 6.C-...
Personal de ABB (turnos)				
Jefe de mecánicos	1*2	1*3	2*20	2*20
armador		-	2*8.5	2*8.5
Supervisor mecánico		1*1	1*6	1*6
Ingeniero supervisor GT		-	1*2.5	1*2.5
Ingeniero comisionado GT		1*3	1*6	1*6
Jefe ensamblador generador		-	1*4	1*8
Ingeniero supervisor generador		-	1*2	-
Personal CFE (turnos)				
Mecánico	1*2	2*3	7*30	7*30
Ayudante	2*2	2*3	5*38	5*36
Soldador		1*1	2*8	2*8
Electricista		1*1	6*7	6*7
Verificador de aislamiento		-	2*3.5	2*3.5
Ayudante para el inspector del generador		-	2*14	2*8
Número de personal				
Personal total ABB	1	3	9	8
Personal total CFE	3	6	24	24
Personal total	4	9	33	32

Fuente: Manual de mantenimiento de ABB

Lo anterior considera:

- Inspección
- Cambio de partes y reparaciones necesarias
- Limpieza
- Reensamblado

Nota: 2*13 representa 2 personas con 13 turnos

A continuación se presenta un ejemplo del programa de mantenimiento tipo C (primeras 24000 EOH), que se le realizó a la unidad 5.

Tabla 4.6 Ejemplo de un programa de mantenimiento tipo C realizado a la unidad GT 5

Identificación	Descripción	Fecha de inicio
MG-CC-2103-53	Mantenimiento mayor u-5 45 días (24000 EOH)	
MG-CC-2103-53/1	Departamento eléctrico	
800025745 / 0010	Preparativos alumbrado y conexión	05.05.2004
800025745 / 0020	Apoyo con alumbrado	10.05.2004
800025745 / 0030	Apoyo a otras áreas	30.05.2004
800025745 / 0040	Apoyo retiro pared caseta generador eléctrico	05.05.2004
800025745 / 0050	Desmontaje portaescobillas	07.05.2004
800025745 / 0060	Apoyo en extracción del rotor generador eléctrico	08.05.2004
800025745 / 0070	Desconexión generador eléctrico	12.05.2004
800025745 / 0080	Revisión y limpieza del estator y rotor	12.05.2004
800025745 / 0090	Apoyo a LAPEM en pruebas a estator y rotor	15.05.2004
800025745 / 0100	Apoyo en inserción del rotor	25.05.2004
800025745 / 0110	Limpieza e inspección anillos colectores	03.06.2004
800025745 / 0120	Conexión del generador eléctrico	05.06.2004
800025745 / 0130	Montaje del portaescobillas	05.06.2004
800025745 / 0140	Cambio de filtros, contenedor y generador eléctrico	09.06.2004
800025745 / 0150	Mantenimiento general a AVR	07.05.2004
800025745 / 0160	Mantenimiento general a transformador de excitación	11.05.2004
800025745 / 0170	Mantenimiento a arrancador estático	14.05.2004
800025745 / 0180	Mantenimiento a cubículo de potenciales	18.05.2004
800025745 / 0190	Mantenimiento a bus ducto 13.8 KV	21.05.2004
800025745 / 0200	Revisión y mantenimiento equipo monitoreo partículas	24.05.2004
800025745 / 0210	Mantenimiento a motores lubricación turbina (principal)	26.05.2004
800025745 / 0211	Mantenimiento a motores lubricación turbina (emergencia)	31.05.2004
800025745 / 0220	Mantenimiento tableros de 480 V u-5	07.05.2004
800025745 / 0221	Mantenimiento tableros de 480 V RCGV	10.05.2004
800025745 / 0222	Mantenimiento tableros de 480 V auxiliares de unidad	13.05.2004
800025745 / 0230	Revisión general al motor extracción de gases tanque principal aceite de lubricación	16.05.2004
800025745 / 0231	Revisión general al motor extracción de gases tanque auxiliar aceite de lubricación	18.05.2004
800025745 / 0232	Revisión general al motor bomba auxiliar de lubricación	20.05.2004
800025745 / 0233	Revisión general al motor bomba de gateo	22.05.2004
800025745 / 0234	Revisión general al motor bomba auxiliar aceite de potencia	24.05.2004
800025745 / 0235	Revisión general al motor bomba principal aceite de potencia	26.05.2004
800025745 / 0236	Revisión general al motor bomba agua de enfriamiento aceite (glicol)	28.05.2004
800025745 / 0237	Revisión general al motor ventilador de enfriamiento agua (glicol 1)	30.05.2004
800025745 / 0240	Revisión general arrancador motor extracción de gases (principal)	01.06.2004
800025745 / 0241	Revisión general arrancador motor extracción de gases (auxiliar)	02.06.2004
800025745 / 0242	Revisión general arrancador motor bomba auxiliar de lubricación	03.06.2004
800025745 / 0243	Revisión general arrancador motor bomba de gateo	04.06.2004
800025745 / 0244	Revisión general arrancador motor bomba auxiliar aceite de potencia	05.06.2004
800025745 / 0245	Revisión general arrancador motor bomba principal aceite de potencia	06.06.2004
800025745 / 0246	Revisión general arrancador motor bomba agua de enfriamiento	07.06.2004
800025745 / 0247	Revisión general arrancador motor ventilador de enfriamiento	08.06.2004
800025745 / 0260	Mantenimiento arrancadores 125 VCD bomba de gateo	07.05.2004
800025745 / 0261	Mantenimiento arrancadores 125 VCD tornaflecha	09.05.2004
800025745 / 0262	Mantenimiento arrancadores 125 VCD bomba de lubricación de emergencia	11.05.2004
800025745 / 0270	Mantenimiento a bancos de baterías	13.05.2004
800025745 / 0280	Mantenimiento a cargadores de baterías	21.05.2004
800025745 / 0290	Mantenimiento a convertidores 125 VCD a 48 VCD	26.05.2004
800025745 / 0300	Mantenimiento a convertidores 125 VCD a 24 VCD	29.05.2004
800025745 / 0310	Mantenimiento a tablero de distribución de 125 VCD	01.06.2004
800025745 / 0311	Mantenimiento a tablero de distribución de 125 VCD	02.06.2004
800025745 / 0320	Mantenimiento a tablero de distribución de 120 VCA regulado	04.06.2004
800025745 / 0321	Mantenimiento a tablero de distribución de 120 VCA inversor	05.06.2004
800025745 / 0340	Inspección transformador principal	10.05.2004
800025745 / 0350	Inspección transformador auxiliar	18.05.2004
800025745 / 0360	Revisión a interruptores de 13.8 KV	26.05.2004
800025745 / 0370	Revisión a cuchillas de 13.8 KV	31.05.2004
800025745 / 0380	Apoyo en puesta en servicio U-5	15.06.2004
800025745 / 0390	Limpieza tablero controlador transformador principal	04.06.2004
800025745 / 0400	Revisión y limpieza tablero ctrl. eq. SERGI	07.06.2004

Fuente: Autor con datos del departamento de programación y control.

A continuación se ilustran algunas de las actividades más importantes realizadas por parte del departamento eléctrico en el mantenimiento a la unidad GT número 5.

Figura 4.3 Desmontaje del portaescobillas.



Figura 4.4 Apoyo en extracción del rotor generador eléctrico





Figura 4.5 Desconexión del generador eléctrico



Figura 4.6 Revisión y limpieza del estator



Figura 4.7 Maniobra de la inyección de resina



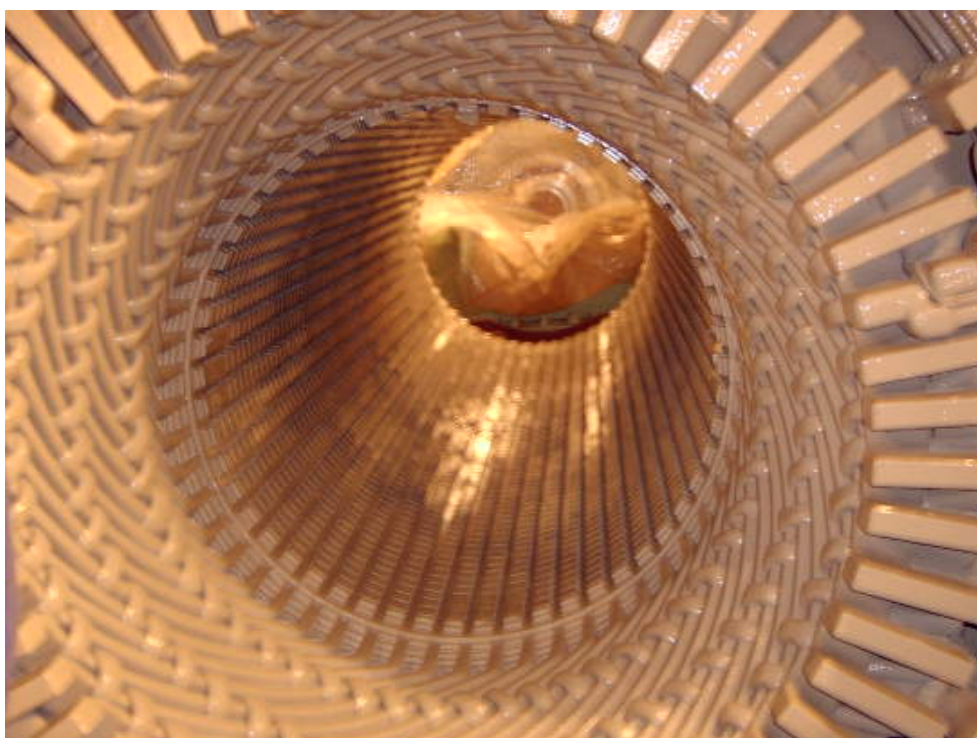


Figura 4.8 Pruebas eléctricas al rotor



Figura 4.9 Apoyo en inserción del rotor del Generador Eléctrico



Capítulo 5

RESULTADOS

5.1 Ventajas de la repotenciación

Una de las principales ventajas de la repotenciación es la de aumentar la capacidad efectiva ya que antes del proyecto la central contaba con una potencia efectiva de 750 MW, actualmente cuenta con una capacidad de 1000 MW. Es decir, aproximadamente la planta incrementó su capacidad efectiva en un 33 %.

Figura 5.1 C.T.V.M antes de la repotenciación



Fuente: archivos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Figura 5.2 C.T.V.M después de la repotenciación



Fuente: archivos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Otra ventaja importante de este proyecto es que tiene la flexibilidad de trabajar en 4 modos distintos de operación mismos que se describieron en el capítulo 3, y que son:

- Operación convencional
- Operación Híbrida
- Operación ciclo combinado puro
- Operación ciclo abierto

Con esto se garantiza una operación segura y confiable ya que se cuenta con disponibilidad de equipo para posibles eventualidades, algunos ejemplos se describen a continuación.

Un ejemplo claro es lo ocurrido recientemente en los huracanes del año 2005, pues PEMEX tuvo que limitar el combustible lo que obligo al departamento de operación a trabajar con el paquete 4 en ciclo combinado, que como ya vimos se ve limitada la capacidad del paquete a solo 344 MW, pero con una mejor eficiencia.

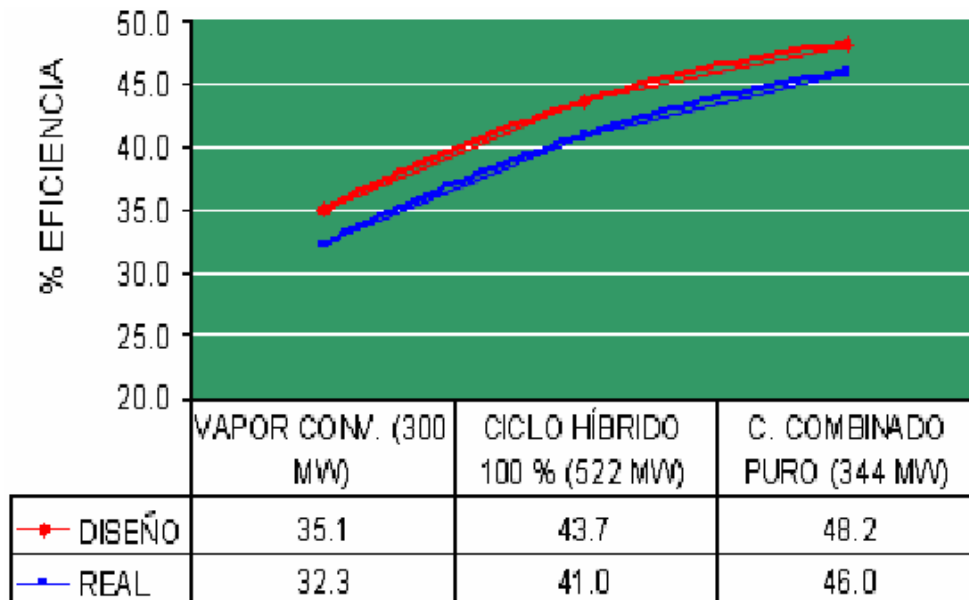
Otro ejemplo es cuando la unidad 4 tiene que salir de servicio ya sea programada o no pues podemos trabajar en ciclo abierto lo que no es muy recomendable ya que se pierde toda la energía que pueden liberar los gases de escape de la turbina en la atmósfera, lo que se convierte en pérdidas para la empresa.

Otra ventaja importante de este proyecto es la de incrementar la eficiencia del ciclo ya que como se puede observar en la figura 5.3 para el caso de operación convencional generando 300 MW se obtiene una eficiencia máxima real de 32.3 %, pero debemos considerar que si disminuye el porcentaje de carga la eficiencia también disminuye.

Cuando se trabaja en ciclo híbrido (regularmente siempre) la eficiencia aumenta hasta un 8.7 % es decir llega hasta una eficiencia máxima real de 41 % mismo que tiene entre otros beneficios la de hacer más competitiva a la planta con respecto a las demás centrales del mismo tipo.

Para el caso de ciclo combinado puro la eficiencia es aún mayor ya que alcanza un porcentaje de 46 % pero tiene una capacidad de generación de 344 MW.

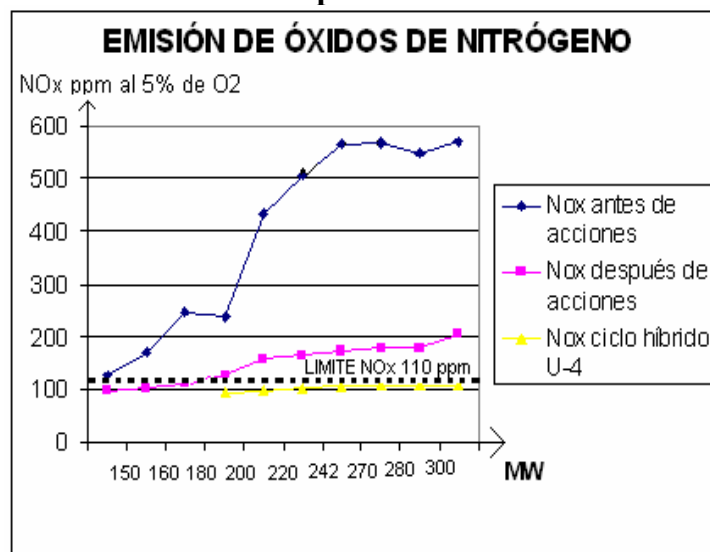
Figura 5.3 Gráfica del comportamiento de la eficiencia en los diferentes modos de operación.



Fuente: archivos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Aumentar la eficiencia se logra mediante el uso adecuado del energético que ha su vez nos lleva a otra ventaja muy importante para estos tiempos, que es la disminución de la contaminación por los gases de efecto invernadero, ya que la repotenciación de la unidad 4, ha permitido la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) del generador de vapor; a continuación se muestra una gráfica que describe el comportamiento de las emisiones de NOx antes y después de la repotenciación.

Figura 5.4 Emisión de óxidos de nitrógeno, antes y después de la Repotenciación U-4



Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Como podemos observar antes de la repotenciación se tenían emisiones de NOx de alrededor de 200 ppm muy por encima del límite permitido que es de 110 ppm, actualmente el promedio de emisiones del paquete en ciclo híbrido esta por debajo de ese límite.

Otra ventaja que nos da la repotenciación es la de ahorrar una cantidad importante de dinero, para explicar esto tomaremos en cuenta la potencia de la unidad y la cantidad de combustible que se requiere para generar esa potencia.

La unidad 4 generando 300 MW con ciclo termodinámico rankine regenerativo consume un promedio de 80 millones de ft³ /día de gas natural.

El paquete 4 generando 522 MW en ciclo híbrido consume un promedio de 123 millones de ft³ /día de gas natural.

Se puede observar que el crecimiento no es proporcional ya que para generar 522 MW en ciclo rankine regenerativo se necesita en promedio 140 millones de ft³ /día de gas natural.

Actualmente se tiene un ahorro de energía de 540 KCal/KWh lo que representa un ahorro anual de US \$46'000,000.

5.2 Desventajas de la repotenciación

La primera y más importante desventaja de este proyecto es utilizar gas natural ya que para lograr una selección adecuada, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que es retirada de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes es el costo por concepto de combustible.

El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto es debido a diversas causas, entre las que destacan:

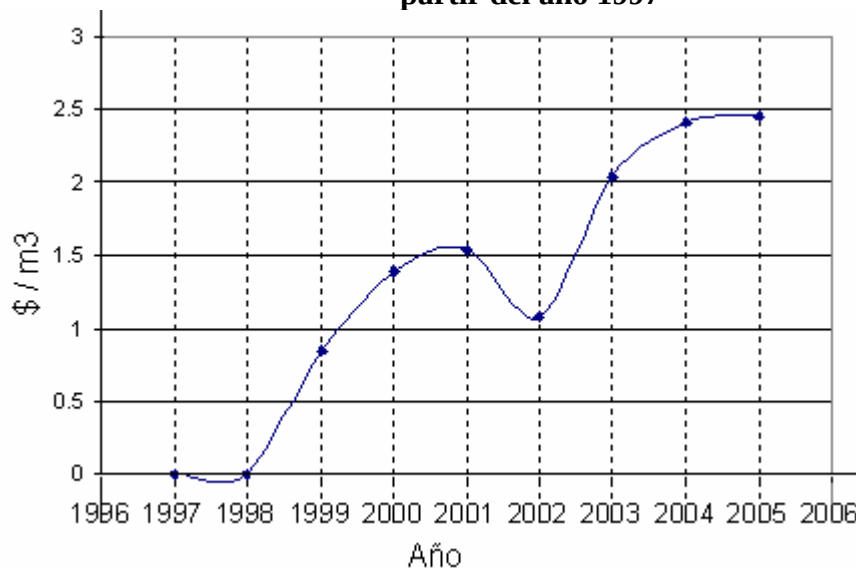
- Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "purificar" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en forma temporal, alterar el precio del petróleo.

A continuación se muestra una tabla con el precio promedio del gas natural en pesos por m³ a partir de 1997 y hasta el año 2005, este precio es el de facturación por parte de la planta y muestra el crecimiento que ha tenido desde entonces.

Tabla 5.1 Tabla que muestra el precio promedio del gas natural a partir de 1997

Año	Precio promedio (\$/m³)
1997	0.078793
1998	0.075312
1999	0.84479
2000	1.39221
2001	1.53401
2002	1.07985
2003	2.04026
2004	2.41038
2005	2.46093

Figura 5.5 Gráfica que muestra el comportamiento del precio del gas natural a partir del año 1997



Fuente: Autor con datos del departamento de análisis y resultados de la C.T.V.M

Como podemos observar el crecimiento que ha tenido el gas natural es enorme y de acuerdo a la situación actual del país este precio mantendrá este crecimiento y tal vez llegue a un precio que haga que no sea competitivo y que se tengan que buscar nuevas formas de generación

5.3 Conclusiones

La generación eléctrica es de gran importancia para el desarrollo de un país, por tal motivo analizamos cuales son las ventajas y desventajas de la repotenciación de la U-4 de la C.T.V.M. Las centrales termoeléctricas son instalaciones energéticas, en las cuales se transforma la energía natural del combustible, en energía eléctrica.

Actualmente los esquemas térmicos de las centrales emplean nuevas soluciones e implementaciones técnicas que aumentan la eficiencia y la capacidad de generación y es así que se han incorporado renovaciones como: precalentadores de tipo de contacto directo, tomas regenerativas, calentamiento previo del aire, se elevaron bruscamente las exigencias sobre la protección del medio ambiente, y se implementaron técnicas para el tratamiento de agua sin enumerar el sin fin de avances en lo que se refiere a sistemas de control electrónicos, y el avance en los descubrimientos metalúrgicos, que aumentan directamente la capacidad de las plantas de poder.

El ciclo Rankine en su forma simple es el modelo para una planta de generación con vapor en su forma más elemental y consiste en cuatro componentes principales que son: una bomba, una caldera, una turbina y un condensador. La aplicación del ciclo Rankine ha ido creciendo debido a que el avance de la tecnología ha hecho que tenga mejoras notables, por esta razón posteriormente se implementó el ciclo Rankine regenerativo y el ciclo Rankine con recalentamiento.

Actualmente se ha podido acoplar el ciclo Rankine al ciclo Brayton de una turbina de gas y se han obtenido excelentes resultados. En el análisis térmico que realizamos pudimos comparar de manera didáctica las ventajas de cada una de estas; de manera que para el ciclo Rankine básico se alcanzó una eficiencia de 33%, para el ciclo Rankine con recalentamiento se alcanzó un 36% de eficiencia y para el ciclo Brayton se alcanza una eficiencia teórica de 56%. Si tomamos como base los datos reales de las TG de la Central, hace que la eficiencia del ciclo Brayton sea del 23% para nuestro ejemplo.

Si a las tres turbinas de gas se le instalan 3 recuperadores de calor para producir calor que alimentara al ciclo Rankine básico en teoría la eficiencia se eleva al doble alcanzando una eficiencia del 43%. En la realidad para la C.T.V.M las turbinas de gas que operan en ciclo abierto alcanzan una eficiencia de 29% mientras que para el ciclo combinado esta es de un 46% lo cual nos muestra las ventajas del desarrollo tecnológico del ciclo combinado. De manera que podemos decir que la repotenciación es una opción para la generación debido a que aumenta la capacidad efectiva. En la C.T.V.M anteriormente se contaba con una potencia efectiva de 750MW y con la repotenciación esta alcanza los 1000MW, esto quiere decir que aumentó su capacidad en un 33%.

La repotenciación definitivamente tiene ventajas importantes debido a que se pueden operar en cuatro modos distintos que son: operación convencional, operación híbrida operación de ciclo combinado y operación en ciclo abierto

También podemos decir que una de las desventajas de este proyecto es la de que en la central se utiliza gas natural como combustible y este ha oscilado entre 2 y 8.5 dólares por millón de BTU`S lo que hace que esta generación varíe fuertemente en sus costos. El costo del MWh generado en esta central oscila entre 65 y 75 dólares/MWh (750 \$/MWh). La incertidumbre de los precios del gas en la actualidad ha reducido el entusiasmo en su aprovechamiento que se tenía en los años 90`s en que valía 2 dólares.

La experiencia de la repotenciación de la U- 4 de la C.T.V.M en cuatro años de operación ha sido muy positiva, pues alcanzó el incremento de potencia proyectado y ha provocado ahorros anuales de generación de 46 millones de dólares promedio.

Bibliografía

BLACK, William Z.; HARTLEY, James G. TERMODINÁMICA
Ed. CECSA

Comisión Federal de Electricidad (CFE), Generación.
<http://www.cfe.gob.mx/es/exeres/>
<http://www.hhbc0.cfemex.com/ubicacion.html>

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Evaluación y programación de inversiones. Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión de generación 2004. (COPAR 2004)

Curso para formación de Operadores de Centrales Termoeléctricas Impartido en el Centro de Capacitación de la C.T.V.M.

Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI)
<http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia>

MOONEY, David A. INTRODUCTION TO THERMODYNAMICS AND HEAT TRANSFER Ed. PRENTICE HALL

MORÁN, M. J.; SHAPIRO H. N. FUNDAMENTOS DE TERMODINÁMICA TÉCNICA. Segundo tomo. Ed. REVERTÉ, S. A.

Propuesta Técnica Central Termoeléctrica Valle de México. Licitación Pública Internacional No. 18164081-004-00. ABB ALSTOM POWER. Tomo 1.

Secretaría de Energía. Prospectivas del Sector Eléctrico 2004-2013. México, (2004)