

Mantenimiento a turbina de vapor

Luis Rodríguez

L. Rodríguez

Universidad Tecnológica del Suroeste de Guanajuato Carretera Valle de Santiago-Huamimaro Kilómetro 1.2, 20 de Noviembre, 38400 Valle de Santiago, Gto.

O. Vargas, H. Ramos (eds.). Ciencias de los Procesos Industriales, Proceedings-©ECORFAN- Spain, Madrid, 2015.

Abstract

Electricity is essential to modern life, so it is vital the generating power plants, which can be hydroelectric, geothermal, nuclear, wind and combined cycle; each is based power generation for "turbines " ; these are divided into steam turbines and gas turbines. The function of the turbines in power generation lies in converting thermal energy of a fluid, which may be liquid or gaseous nature, into mechanical energy transmitted by a shaft to the generator.

Introducción

Dada la importancia que tiene las turbinas de vapor en una planta generadora de energía, han sido motivo de innumerables estudios, tanto para mejorar su eficiencia, como también para mantenerlas en el mejor nivel de funcionamiento. Uno de los problemas más comunes que se presentan en el proceso de generación de energía es evaluar las turbinas de vapor para conocer su eficiencia. El desarrollo de nuevas técnicas de mantenimiento de las plantas de energía, ya sean predictivas, preventivas o correctivas, tiene como reducir el consumo adicional de recursos energéticos de las plantas por medio de la corrección del mal funcionamiento, y además prolongar la vida útil de los equipos. En este sentido, se considera viable en muchos de los casos mantener una monitorización continua de determinados equipos en planta (caldera, turbina, condensador, etc.) Dicha monitorización tiene como objetivo detectar los deterioros en el comportamiento del equipo y muchos de los casos permiten emprender acciones con antes de que el deterioro sea mayor.

El objetivo de este trabajo consiste en presentar un criterio de evaluación y diagnóstico de turbinas de vapor para detectar sus posibles que aparecen durante la operación, en el ciclo de la vida de las turbinas. Para desarrollar esta metodología se debe saber con precisión los diseños de las turbinas, los modos de operación, y los parámetros de control, y los conocimientos actuales de operación. También esto implica tener en cuenta el proceso de degradación física y química de los materiales del equipo, así como la incorrecta operación de la planta, como posibles causas de la desviación del funcionamiento respecto a las condiciones del diseño que proporciona las operaciones la turbina. Las turbinas de vapor hoy en día se diseñan con mayor grado de confiabilidad y adaptabilidad, con ellas se sigue manteniendo adecuado, periódico y programado en las mejores condiciones; ya que de lo contrario se tendrán fallas inesperadas. Dentro de las causas principales de paradas de las turbinas de vapor se consideran las paradas forzadas, las diferidas y las paradas planeadas. Es evidentemente necesario tener mayor conocimiento de las fallas, de los posibles efectos adversos y de la naturaleza de las soluciones a los problemas, esto se logra con la inspección de la integridad. El registro de las fallas en las turbinas de vapor a través del tiempo es una estadística para evaluar el comportamiento y asegurar cada vez con mayor certeza la solución a la falla que se puede originar. Con la finalidad de mejorar la confiabilidad y asegurar la disponibilidad de la turbina de vapor y hacer más eficiente la planta de generación, se diseñan evaluaciones a la máquina para que estas operen en excelentes condiciones.

3 Mantenimiento de turbina de vapor

Objetivos generales

El objetivo por el que me he decidido a hacer este proyecto ha sido para adquirir conocimientos sobre el mantenimiento de las turbinas de vapor, ya que una de las grandes salidas al mercado laboral son las centrales eléctricas y en ellas encontramos turbinas de vapor conectadas a un generador para producir la electricidad y otra motivación es el haber hecho mi proyecto para adquirir mi título profesional sobre la turbina de vapor ya que en la industria eléctrica; esta turbina es muy fundamental en la producción de energía eléctrica y su mantenimiento también.

Una de las cosas que me ha llamado la atención es que hasta ahora no se ha hecho ningún proyecto final de carrera sobre el mantenimiento de este tipo de máquinas, con lo que, ha sido un aliciente más para llevarlo a cabo.

Objetivos específicos:

Para poder lograr un buen funcionamiento de una turbina de vapor, es necesario conocer muy bien de que estamos hablando, así que hablaremos acerca de ¿cómo dar mantenimiento a una turbina de vapor?, y así mismo conocer las partes de una turbina y ¿Qué tipos de mantenimientos hay para mantener la turbina en un buen funcionamiento? Al igual que sucede en otras máquinas térmicas, detrás de cada avería grave suele haber una negligencia de operación o de mantenimiento, ya que las turbinas suelen ser equipos diseñados a prueba de operadores. Los principales problemas que pueden presentarse en una turbina de vapor se indican a continuación:

- Alto nivel de vibraciones.
- Desplazamiento excesivo del rotor por mal estado del cojinete de empuje o axial.
- Fallos diversos en la instrumentación.
- Vibración en reductor o alternador.
- Fuga de vapor.
- Funcionamiento incorrecto de la válvula de control.
- Dificultad o imposibilidad de la sincronización.
- Bloqueo del rotor por curvatura del eje.
- Gripaje del rotor.

3.1 Planteamiento del tema

La generación de energía eléctrica es de mucha importancia para el desarrollo del país, la industria eléctrica constituye una infraestructura obligada para el desarrollo industrial en general y para el desarrollo social. Las centrales termoeléctricas por su número y capacidad son muy importantes en el sistema eléctrico del país, todo el equipo de una central termoeléctrica es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo se clasifica a los siguientes equipos como principales:

- Generador de vapor.
- Turbina de vapor.
- Generador eléctrico.

El presente trabajo se dirige a la inspección de integridad de la turbina de vapor. Debido a ésta importancia del equipo de una central termoeléctrica, es necesario prevenir cualquier falla en la turbina de vapor, ya que, junto con las otras, es de vital importancia para la continua operación de la misma. Actualmente, en la capacidad de generación de energía eléctrica se tienen las siguientes divisiones:

- Turbinas de vapor _____ 1300 Mw.
- Turbinas de gas _____ 150 Mw.
- Turbinas hidráulicas _____ 700Mw.
- Motor diesel _____ 60Mw.

Puede observarse la importancia que tienen las turbinas de vapor en el ámbito de la generación eléctrica, por ello conocer su estado y mantener su operación se hace de capital importancia. Actualmente se cuenta con mucha buena información clasificada y preciada para conocer los problemas y fallas bajo operación de las turbinas de vapor, y además de conocer el tipo de mantenimiento aplicable (preventivo y correctivo). Con éste cúmulo de información se logran analizar las causas de las fallas de turbina, logrando así elaborar, distribuir y establecer recomendaciones adecuadas que prolongan la vida útil de las centrales de generación, así como su disponibilidad. En base a la información recabada, los análisis de fallas y las recomendaciones establecidas surge una nueva estrategia para alcanzar mayor tiempo de vida útil, menores paros de operación y mayor disposición de la central generadora, dicha estrategia es la "inspección de integridad"

¿Cómo se realiza la inspección de integridad?

¿Cuáles son las partes involucradas dentro de la turbina para realizar la inspección?

¿Qué fallas pueden presentarse en la turbina de vapor?

Estas y otras cuestiones serán aclaradas y explicadas en el desarrollo del presente trabajo, tratando de exponerlo en una forma práctica y sencilla.

3.2 Marco teórico

La energía eléctrica se produce fundamentalmente mediante el uso de turbinas de vapor, turbinas de gas, turbinas hidráulicas, motores diesel, etc. La turbina de vapor permite alcanzar la mayor capacidad de generación. Debe quedar claro que éste empleo no es el único de las turbinas de vapor, también existen aplicaciones en donde una planta de proceso tiene necesidad de grandes cantidades de calor, las industrias petroquímicas y otras. Actualmente en la producción de energía eléctrica se encuentran turbinas con capacidad hasta de 1300 Mw en una instalación, la necesidad de energía eléctrica en México es de aproximadamente 30 000 Mw y se espera un estancamiento en 36 000Mw, si existe más control demográfico.

En la potencia total de una red de un país cualquiera, se requiere que no exista una dependencia total de las turbinas de vapor no mayor al 50% de la máxima capacidad. Las ventajas de las turbinas de vapor son su alta potencia y su excelente realización dentro del ciclo Clousus-Rankine. Así mismo, pueden operar a altas r.p.m. y la instalación puede ser pequeña. Además de que la potencia de la turbina puede ser muy regulada, lo que es positivo cuando se utiliza para accionar equipos mecánicos. Al hablar de una turbina de vapor, se presentan en general de una turbina con fluido agua-vapor, que en comparación con otros fluidos (por ejemplo: mercurio, amoníaco o fluidos frío-criogénicos) tiene las siguientes ventajas:

- Agua es extremadamente barata.

- Agua no venenosa.
- Agua es muy manejable y poco corrosiva.
- Las curvas de la presión de vapor permanecen muy favorables.

La turbina de vapor se ocupa en el país para producir más del 50%, y actualmente en el mundo se ocupa un 80%, como generadoras de electricidad. Regionalmente contamos con una generación total de energía de 26288.99Gw-hr, y de ella las plantas termoeléctricas proporcionan 26035.21 Gwhr. (Más del 95%).

Tabla 3

CENTRALES, UNIDADES, CAPACIDAD EFECTIVA, GENERACIÓN BRUTA Y NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE PLANTA, TIPO DE PROCESO Y MUNICIPIO 1999					
TIPO DE PLANTA, TIPO DE PROCESO Y MUNICIPIO	CENTRALES GENERADORAS a/	UNIDADES DE GENERACIÓN a/	CAPACIDAD EFECTIVA a/ (Megawatts)	GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA (Gigawatts--hora)	GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA (Gigawatts--hora)
TOTAL	11	35	4 124.87	27741.74	26 288.99
HIDROELECTRICA	7	18	90.99	268.22 b/	253.78 b/
CATEMACO	1	4	26.00	119.24	113.75
IXTACZOQUILTLAN	2	6	36.79	3.74	3.74
MNAS, LAS	1	3	15.00	78.24	75.40
SOTEAPAN	1	1	1.60	0.00	0.00
TEOCELO	1	2	1.60	8.16	7.94
TLAPACOYAN	1	2	10.00	58.84	52.95
TERMOELECTRICA	4	17	4 033.88	27 473.52	26 035.21
VAPOR	2	9	2 217.00	15 154.71	14 228.04 c/
POZA RICA DE HIDALGO	1	3	117.00	555.41	506.89
TUXPAN	1	6	2 100.00	14 599.30	1 3721.16
CICLO COMBINADO	1	6	452.00	2 317.81	2 246.17
MEDELLIN	1	6	452.00	2 317.81	2 246.17
NUCLEOELECTRICA	1	2	1 364.88	10 001.00	9 561.00
ALTO LUCERO	1	2	1 364.88	10 001.00	9 561.00

La economía y la factibilidad de estas aplicaciones dependen de la confiabilidad de las turbinas de vapor y de la capacidad de los modelos y disposiciones geométricas seleccionadas para mejorar una condición dada del vapor, con la capacidad deseada de rendimiento o salida.

En la actualidad la industria eléctrica y otras se están enfrentando a una intensa competencia global, la cual a su vez, se ha creado una necesidad de equipo de menor costo. Producir éste equipo, sin comprometer la calidad, la eficiencia y la confiabilidad, no es fácil y solo los mejores fabricantes del mundo industrial tienen la capacidad para abordar la tarea. De igual importancia sólo se puede esperar que el ingeniero de proyecto o usuario del equipo, informado y perspicaz logre la combinación correcta de éstos dos requisitos deseables y aparentemente contradictorios: bajo costo y alta calidad. El mercado de la electricidad en el mundo está de cara a la competencia global causada por la privatización y desregulación, y ha llegado el tiempo cuando cada productor de energía debe tener plantas de energía competitivas para darse abasto con la severa situación. Bajo éstas circunstancias, las plantas de energía eléctricas del país, han sido operadas por más de 10 años y es muy probable que el deterioro de cada componente, por envejecimiento, proceda gradualmente.

Esto podría estar relacionado con la causa de accidentes críticos e interrupciones no esperadas de generación. Y esto a su vez acarrearía graves pérdidas económicas, para mayor comprensión tenemos el siguiente cuadro comparativo para el estado de Veracruz.

Tabla 3.1

USUARIOS, VOLUMEN Y VALOR DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE SERVICIO 1999			
TIPO DE SERVICIO	USUARIOS a/	VOLUMENES DE LAS VENTAS (Gigawattas-hora)	VALOR DE LAS VENTAS (Miles de pesos)
TOTAL	1 504 057	9 244.602	4 269 044
INDUSTRIAL	5 033	6 652.463	2 570 294
RESIDENCIAL	1 340 339	1 841.171	867 827
COMERCIAL	154 199	429.239	603 730
AGRICOLA	752	37.973	9 652
ALUMBRADO PUBLICO	2 376	171.656	181 360
BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS	671	46.193	34 289
TEMPORAL	687	0.907	1 892

Para evitar estos problemas por adelantado, es importante establecer la estrategia de mantenimiento y preservar la "confiabilidad y disponibilidad" de las centrales generadoras de energía eléctrica. La "inspección de integridad" es un recurso para un mantenimiento preventivo contribuyendo a las mejoras de rendimiento del equipo para aumentar la calidad de operación. Esta "inspección de integridad" es necesaria porque una planta de energía eléctrica que ha operado por un largo plazo (100 000 horas) presenta las siguientes clases de deterioro:

- Por envejecimiento de los componentes.
- Del material de fabricación.
- Del comportamiento de la calidad.

Al aplicar dicha inspección se va a prevenir un paro inesperado o no programado. Al carecer de la "inspección de integridad" aparecerá un accidente originando un paro inesperado acarreado las siguientes consecuencias:

- Pérdida de generación de energía.
- Costo adicional de reparación.
- Disminución de la disponibilidad.

La inspección de integridad por las turbinas de vapor analiza las fallas presentadas en las turbinas de vapor y en base a estas experiencias (estadísticas) se trata de prevenir la aparición de las mismas.

Partes principales.

Rotor. Parte móvil que lleva montadas las ruedas con paletas o las toberas móviles.

Toberas fijas. Transforman la presión del vapor en velocidad.

Carcasa. Cubierta o envolvente en donde van montadas las toberas fijas.

Figura 3.1 Clasificación de turbinas de vapor



Las turbinas de acción y las de reacción pueden estar formadas por varios pasos o etapas. El vapor que sale de una rueda de álabes pasa a otra y así sucesivamente, se les llama turbinas de etapas múltiples, entonces se tiene un rotor con varias ruedas y sus respectivos discos de toberas. Las turbinas combinadas están formadas por ruedas de dos tipos, las primeras ruedas son de acción y las últimas son de reacción. El recalentamiento permite seguir aprovechando el vapor en otras etapas de la turbina, o en otra turbina. Se extraen pequeñas cantidades de vapor en el recorrido interno de una turbina de varias etapas. El vapor se aprovecha en otros procesos (calentadores de agua; de aire, etc.) las extracciones aumentan la eficiencia de la central. La presión del vapor de las extracciones va disminuyendo según su localización en la turbina.

Turbina compuesta.

Los tipos de turbinas anteriores pueden agruparse en diferentes formas de tal manera que cuando el vapor sale de una turbina entra otra y así sucesivamente. Entonces cada turbina será un componente del grupo y se dice que forman una turbina compuesta.

Figura 3.2 Recalentamiento de vapor para las turbinas

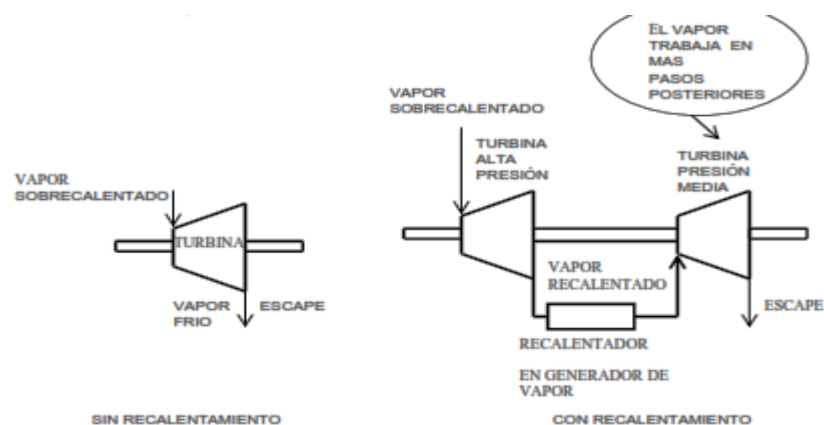


Figura 3.3 Turbina con extracciones

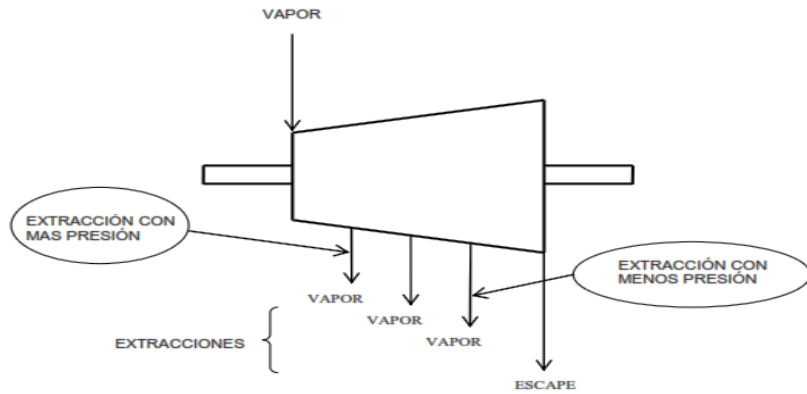


Figura 3.4 Turbinas con y sin condensador

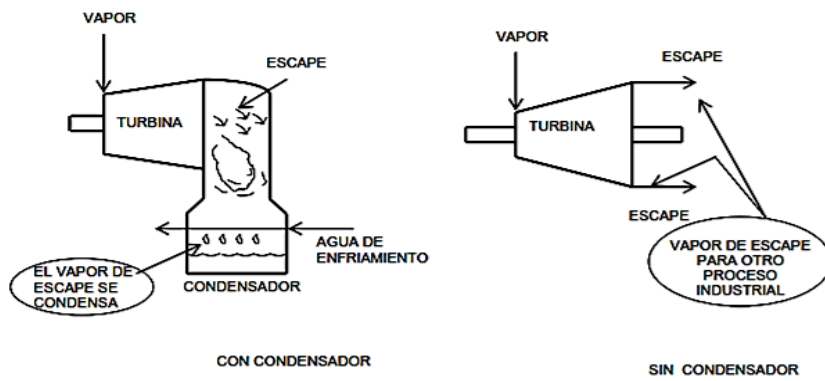


Figura 3.5 Turbina según el flujo de vapor

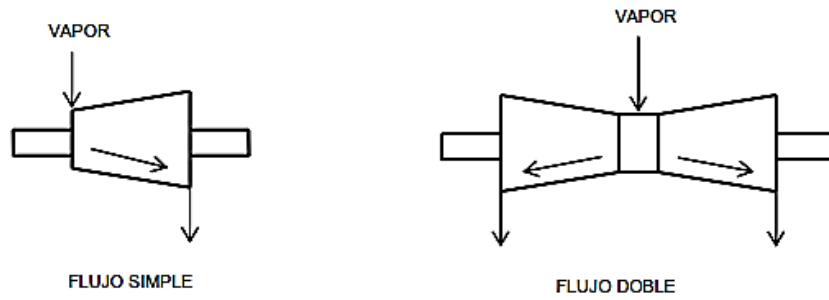


Figura 3.6 Turbinas compuestas

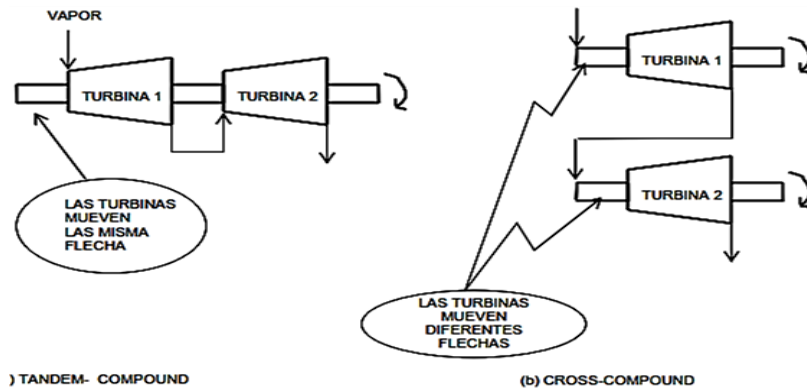
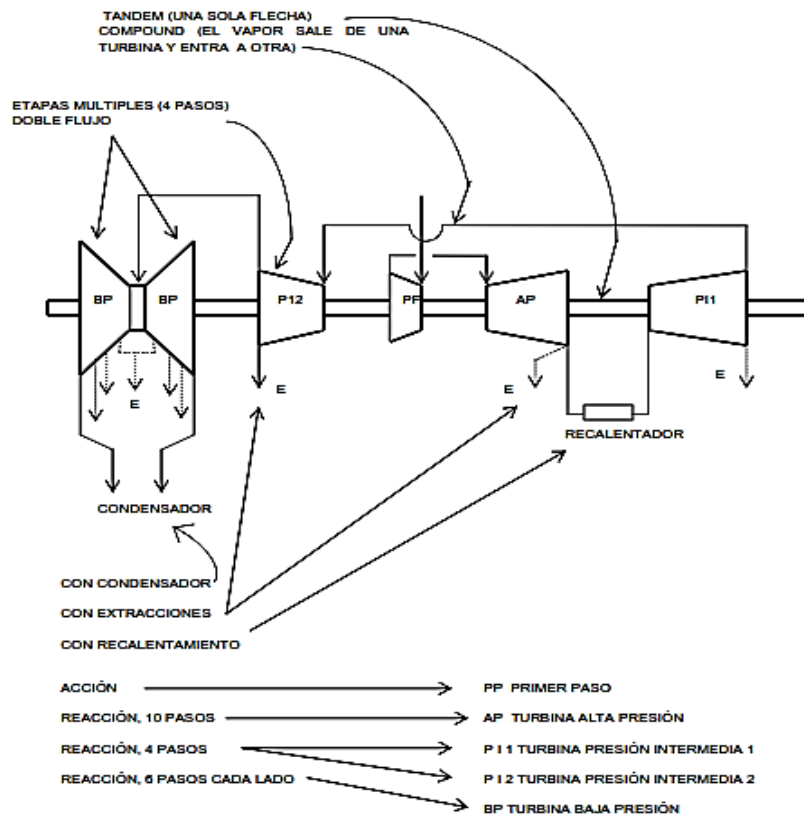


Figura 3.7 Ejemplo de una turbina típica de una central termoeléctrica (Diagrama simplificado)



Participación de la turbina de vapor en la central termoeléctrica.

Todo el equipo de una central termoeléctrica es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo, se clasifica a los siguientes equipos como principales.

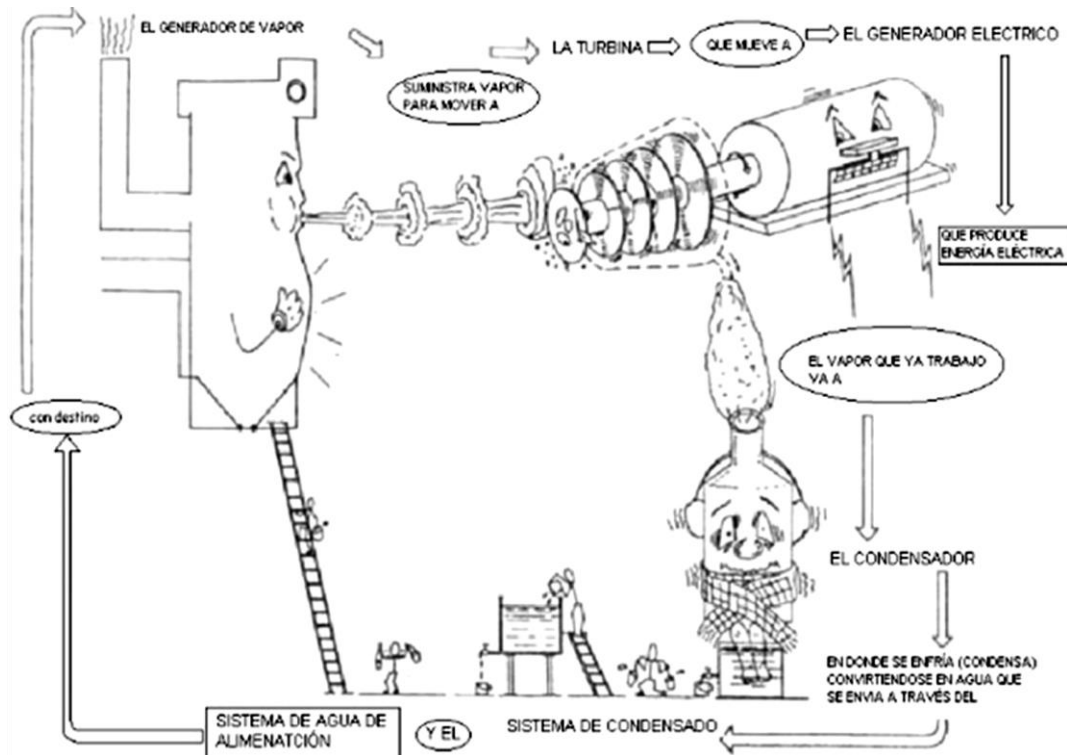
Equipo principal de una central termoeléctrica:

- Generador de vapor.
- Turbina de vapor.
- Condensador.
- Generador Eléctrico.

La turbina de vapor es el más simple, eficiente y completo de las máquinas de vapor. Comparadas con otras máquinas, que tienen las siguientes ventajas:

- Ocupa poco espacio.
- Es bastante eficiente.
- Funcionamiento relativamente silencioso y sin vibraciones.

Figura 3.8 Partes principales de una termoeléctrica



Elementos auxiliares de una turbina de vapor. De los elementos fundamentales de una turbina, existen otros elementos auxiliares que son tan importantes como los anteriores. Estos son los siguientes:

- Pistón de equilibrio.
- Cojinetes o chumaceras.
- Sistema de regulación o gobierno.
- Sistema de lubricación.
- Sistema de sellado.
- Dispositivos de protección.

Pistón de equilibrio. En todas las turbinas de reacción existe un empuje axial, que tiende a desplazar el rotor hacia el sentido del flujo de vapor. En la zona de entrada de vapor a la turbina de alta presión, el rotor está configurado para formar un pistón de equilibrio o émbolo de compensación el cual está diseñado para producir el empuje hacia la terminal de entrada de vapor a la turbina, estando en condiciones normales.

Cojines o chamuceras. Hay dos tipos de cojinetes en las turbinas de vapor, las cuales se conocen como cojinetes principales o de carga y el cojinete de empuje. Los cojinetes de carga soportan el peso del rotor de la turbina, impidiéndole cualquier movimiento del mismo en una dirección vertical. Sin embargo, si el rotor no está perfectamente balanceado, los cojinetes estarán sometidos a vibraciones considerables que puedan sobrecargarlos. Están lubricados por aceite forzado a presión y no solamente tienen por objeto su lubricación, sino mantenerlos a la temperatura de operación correcta.

El cojinete de empuje tiene como función absorber los empujes axiales a lo largo del eje y mantener el rotor en su posición correcta con respecto a las partes fijas de la turbina. Sistema de regulación o de gobierno. La función de los reguladores en las turbinas es la de mantener constante la velocidad de rotación de la misma al variar la carga. Es decir mantener la condición de operación. Para el caso de los generadores de corriente alterna se exige una frecuencia constante para lo cual debe mantenerse con mucha exactitud la velocidad de giro de la turbina. En general existen dos tipos de reguladores:

- Regulador centrífugo o de bolas.
- Regulador hidráulico.

Regulador centrífugo o de bolas. Como su nombre lo indica, el regulador centrífugo está compuesto por unos contrapesos adheridos a la flecha, que se mueven hacia adentro o hacia fuera dependiendo de la velocidad de la turbina. Este movimiento de balanceo se aprovecha para que, por medio de un mecanismo, se abra o se cierre la válvula de admisión a la turbina manteniendo la velocidad constante. Regulador hidráulico. Los reguladores hidráulicos operan regularmente mediante bombas centrífugas o de engranes montados directamente sobre la flecha de la turbina. Estas bombas trabajan con el aceite lubricante de la propia máquina, y tienen dos funciones que desempeñar, lubricar las chumaceras de la máquina y sirven como gobierno de la misma.

Sistema de lubricación. Para la lubricación, existen dos sistemas diferentes:

- Sistema de lubricación con anillo.
- Sistema de lubricación a presión.

El sistema con anillo levantador de aceite consiste solamente en la colocación de anillos en las chumaceras de tal manera que al girar levantan el aceite del recipiente de la chumacera y lo depositan en el interior de ésta. Para mantener una temperatura adecuada del aceite lubricante, se coloca un serpentín en la caja de aceite de la chumacera por el interior del cual circula agua. La cantidad necesaria de ésta se controla por medio de una válvula.

El sistema de lubricación a presión está constituido por una bomba, la cual impulsa el aceite lubricante hasta las chumaceras de la máquina. Previamente el lubricante pasa por un enfriador para mantener la temperatura deseada y por un filtro para evitar que las impurezas lleguen a las chumaceras. De las chumaceras regresa el aceite caliente por gravedad al tanque de aceite.

El sistema de sellado. En las partes del eje o rotor que sale de la envolvente, se requiere de la instalación necesaria de empaquetaduras, ya que en el lado de alta presión no permiten fugas de vapor hacia la atmósfera y ya en el lado de baja presión para evitar la entrada de aire, por consiguiente pérdida de vacío en el condensador. Los sellos o empaquetaduras se utilizan también en las carcasas y rotores entre los álabes fijos y los móviles. Los sellos son laberintos, donde el vapor se va estrangulando en los diferentes pasos hasta reducir su presión. Para evitar fugas de vapor por los claros que quedan entre la carcasa de la turbina y la flecha se han ensayado varios sistemas de sellos, pero el más usual, y que se ha popularizado más por su sencillez es el que está constituido por anillos de carbón. Están formados por varias secciones sostenidas en su periferia por un resorte de acero. Es importante que las superficies de unión sean esmeriladas perfectamente y solamente se coloca entre ellas un material sellante plástico, cuya característica principal debe ser su resistencia a las altas temperaturas, es decir, que no debe endurecerse y formarse quebradizo.

Dispositivos de protección. Existen ciertas condiciones de operación que deben ser evitadas por las turbinas por su alto grado de riesgo como son las vibraciones, velocidad excesiva de giro, bajo vacío, operar sin lubricación, excesivo desplazamiento axial, alto nivel en los calentadores de alta y baja presión y otras más. Es por eso que las turbinas cuentan con las siguientes protecciones: disparo por bajo vacío, por alto nivel en el calentador de alta presión y baja presión, por solenoide, por altas vibraciones, por sobre velocidad. La protección de sobre velocidad cuando por cualquier causa, a una turbina de vapor se le disminuye la carga en forma repentina, tendera a aumentar su velocidad de rotación, hasta valores muy altos, que podrían en peligro las partes de que está formada, e inclusive ocasionar su destrucción total. Para evitar daño se han diseñado los dispositivos "de sobre velocidad" los cuales mediante mecanismos, al alcanzar la turbina una velocidad predeterminada, cierra en forma momentánea la válvula de admisión de vapor, llamada de cierre rápido, haciendo que la turbina se pare. Este dispositivo de sobre velocidad se calibra para que opere generalmente con una velocidad de 10 a 15% mayor que la velocidad de trabajo.

Válvula centinela. Es una válvula de seguridad pequeña instalada en la parte superior de la carcasa y su función es la de operar una alarma cuando la presión en la caja de la turbina alcanza valores peligrosos, avisando en esta forma que hay algo anormal en la operación de la turbina.

Válvula de relevo atmosférica. Esta válvula de seguridad se instala entre la brida de escape de la turbina y la primera válvula de bloqueo en la línea de escape, y su función es la de proteger la carcasa de la turbina. Esta válvula deberá ser de un tamaño suficiente que permita el paso de la cantidad máxima de vapor que pasa por la turbina, sin que se eleve la presión arriba de valores permisibles.

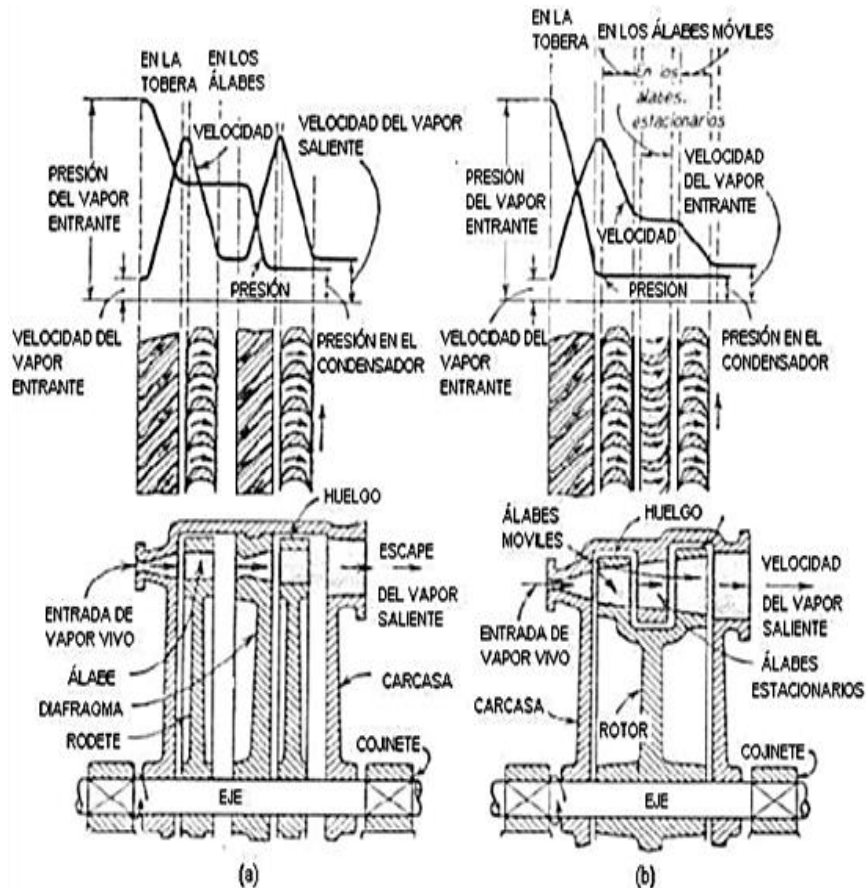
3.3 Panorama general

Las etapas de la turbina de vapor: Los escalonamientos de las turbinas tienen por objeto disminuir la velocidad del rodete conservando una velocidad de los álabes próxima al vapor óptimo con relación a la velocidad del chorro, es decir, esencialmente una mitad de la velocidad del chorro en los rodetes de las turbinas de acción con un solo escalonamiento, y la equivalente a la velocidad del chorro en los rodetes de reacción.

La velocidad de un chorro de vapor puede ser muy elevada, dependiendo de la presión y la temperatura iniciales del vapor, así como también de la contrapresión. Si toda la energía se transformase en trabajo útil con un solo escalonamiento, sería necesario que la turbina girase a una velocidad comprendida entre 20 000 y 40 000 r.p.m. Tal velocidad exigiría un reductor mecánico de dimensiones desproporcionales. Los dos tipos de escalonamiento utilizados corrientemente son: de presión y de velocidad. En el primer caso la caída de presión se produce en grupos de toberas, de forma que la velocidad resultante del vapor es suficientemente baja para ser absorbida por una velocidad razonable de rodete. Este proceso se repite tantas veces como sea necesario para expansionar el vapor completamente, y se denomina comúnmente escalonamiento Rateau.

El escalonamiento de velocidad consiste en producir una gran caída de presión en un grupo de toberas y utilizar la velocidad resultante del vapor en tantos grupos de álabes como sean necesarios. Este método de escalonamiento se conoce por principio de Curtis. La figura 1.a representa una turbina de acción con dos escalonamientos de presión (Rateau) y la figura 1.b, otra con dos escalonamientos de velocidad Curtis. La capacidad de transformación de energía del escalonamiento Curtis es más grande que la del escalonamiento Rateau con menos escalonamientos y con una construcción más económica. Sin embargo el principio Rateau es más eficiente.

Figura 3.9 Escalonamiento de velocidad o Curtis



Turbina de acción (a)
Escalonamiento de presión RATEAU (b)

Construcción de una sola válvula contra válvulas múltiples.

Se encuentran unidades de una sola válvula, cuando lo justifican las consideraciones económicas de la planta. Cuando se usan, segmentos por separado del aro de toberas se controlan por medio de válvulas de corte de accionamiento manual. Pueden especificarse las válvulas manuales para consumo reducido de vapor con carga parcial o sobre carga, o bien, para la carga de diseño con presiones reducidas de vapor. Las turbinas de válvulas múltiples limitan en forma automática la caída de presión a través de las válvulas reguladoras, con lo que se minimiza en consecuencia la pérdida por estrangulación. El beneficio principal de una turbina de válvulas múltiples es el hecho de que las boquillas que forman un arco corto son alimentadas por una sola válvula, lo cual permite una mejor relación de velocidades que aquella que se obtendría si todas las toberas disponibles se alimentaran con la misma cantidad de vapor. Los diseños de los mecanismos de distribución por las válvulas escalonarán la apertura de éstas de modo que las válvulas subsiguientes sólo se abrirán cuando la válvula anterior esté por completo abierta. Las turbinas de válvulas múltiples constituyen la mejor selección si se anticipan cambios frecuentes en la carga o salidas variables, o bien, cuando los flujos volumétricos de admisión serán elevados.

Las turbinas de una sola etapa se encuentran en seis clases de construcción.

- La clase 1 es adecuada para presiones no mayores que 250 psig (17.2 bar) y para temperaturas que no sobrepasen 500°F (260°C)

- Las clases 2 y 3 incorporan características de construcción adecuadas para una presión máxima de 700psig (48.3 bar). El límite de temperatura para la clase 2 es de 650°F, y de 750°F para la clase 3 (343 y 399 °C respectivamente).
- Para presiones superiores a 700 psig (48.3 bar), la fundición se forma a partir de un patrón diferente y, de lo contrario, se utilizan características de construcción adecuadas para una presión máxima de hasta 900psig (62 bar).
- Se requieren la clase 4,5 y 6, dependiendo de la temperatura.
- La clase 4 es adecuada hasta para una temperatura máxima de 750°F (399°C).
- La clase 5 se puede usar hasta 825° F (440° C).
- La clase 6 hasta 900° F (482° C)

3.4 Tipos y controles

En las figuras 1.4.a hasta 1.4.h se muestran diseños sin condensación con su escape hacia un cabezal del cual se usa el vapor para el proceso o para alimentar una turbina de presión más baja. En las figuras 1.4.e hasta 1.4.h se representan unidades de condensación, con el escape a la presión más baja que puede obtenerse, usando agua o aire como un sumidero de calor.

En las figuras 1.4.a y 1.4.e se ilustran las turbinas recta sin condensación y recta de condensación, tipos sencillos en los que no se extrae flujo de la turbina entre su admisión y su escape. En las figuras 1.4.b y 1.4.f se muestran las variaciones siguientes más simples, en las que se dispone de vapor para el proceso proveniente de una extracción no controlada, o no automática.

La presión de la extracción es proporcional al flujo que pasa más allá de esa extracción, a través de la unidad hasta su escape, y, de este modo, está relacionada con el flujo de vapor de admisión y la propia extracción.

Las variaciones pueden incluir dos o más de esas extracciones no controladas. En la figura 3.10 se ilustran unidades con extracción automática que suministra vapor de proceso a una presión controlada.

Las válvulas de control de la extracción regulan el flujo hacia la sección de escape de la turbina. Si un aumento en la demanda del proceso hiciera que la presión de la extracción cayera por debajo del valor de ajuste, la válvula se cierra, con lo que se reduce el flujo hacia la sección de escape, elevando la presión de la extracción y desviando un flujo adicional hacia esa extracción.

En la figura 3.10 se muestran unidades de doble extracción automática, en las que un segundo juego de válvulas internas de control de la extracción da lugar a una extracción controlada a dos presiones. Aun cuando no se muestra aquí, la triple extracción automática es una variación adicional.

Figura 3.10

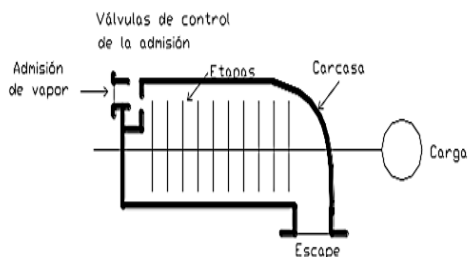


FIGURA 1.4.a RECTA DE CONDENSACIÓN

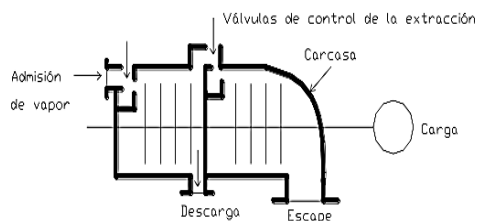


FIGURA 1.4.c SIN CONDENSACIÓN CON UNA SOLA EXTRACCIÓN AUTOMÁTICA

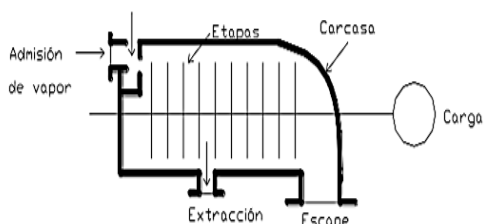


FIGURA 1.4.b SIN CONDENSACIÓN CON UNA SOLA EXTRACCIÓN NO AUTOMÁTICA

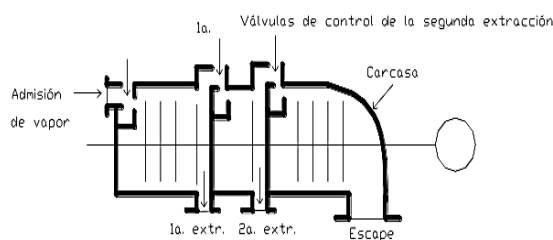


FIGURA 1.4.d SIN CONDENSACIÓN CON DOBLE EXTRACCIÓN AUTOMÁTICA

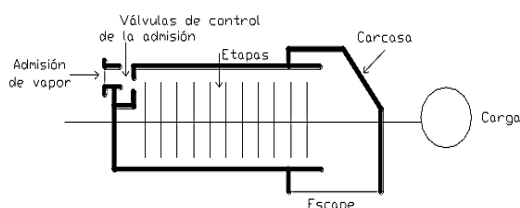


FIGURA 1.4.e RECTA DE CONDENSACIÓN

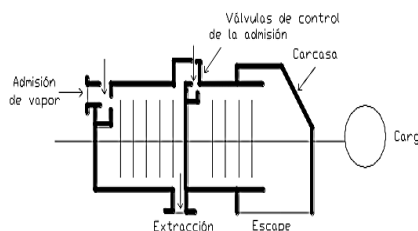


FIGURA 1.4.g DE CONDENSACIÓN CON UNA SOLA EXTRACCIÓN AUTOMÁTICA

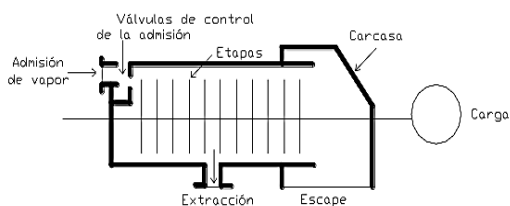


FIGURA 1.4.f DE CONDENSACIÓN CON UNA SOLA EXTRACCIÓN

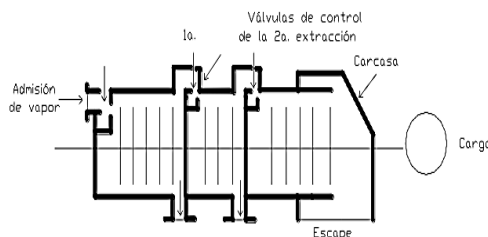


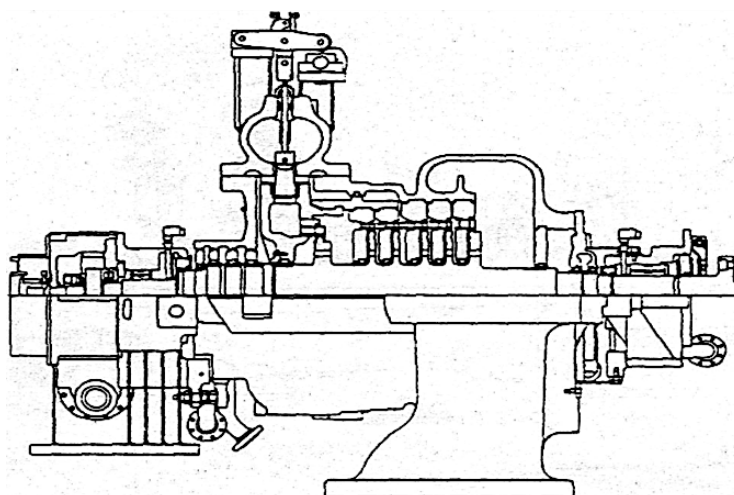
FIGURA 1.4.h DE CONDENSACIÓN CON DOBLE EXTRACCIÓN AUTOMÁTICA

Recta sin condensación. La configuración más sencilla de una turbina de vapor es el diseño de recta sin condensación. La salida de la turbina es función de las condiciones iniciales del vapor, de la presión de escape de la propia turbina y de la demanda de vapor del proceso. La producción de potencia de este tipo de unidad queda limitada por la demanda del proceso, a menos que se cree una demanda artificial mediante el uso de un desfogue del vapor en el escape.

En la figura 3.4 se muestra una sección transversal de una turbina típica de vapor sin condensación. En la caja superior se muestran las válvulas de admisión de disco con movimiento vertical, las que se colocan en posición mediante levas. La caja está formada por dos mitades, cada una de ellas fabricada a partir de una sola pieza fundida en acero. El pedestal frontal, mostrado a la izquierda, contiene el cojinete de empuje, la primera chumacera y los aparatos de control.

La turbina se encuentra anclada en su extremo de escape. La expansión térmica de la carcasa es absorbida por el soporte flexible que está por debajo del pedestal frontal. La trayectoria del vapor es el correspondiente a la de acción, del tipo de rueda y diafragma, en el que las paletas móviles van montadas en la periferia de las ruedas maquinadas a partir de una forja maciza. Los diámetros de las empaquetaduras entre las ruedas se hacen pequeños para minimizar las fugas por las empaquetaduras entre las etapas. Una flecha de diámetro pequeño actúa para minimizar los esfuerzos térmicos transitorios, con lo que optimiza las características de arranque y de carga. La mayor parte de la caída de presión en las etapas tiene lugar a través de las toberas en los diafragmas estacionarios. Las empaquetaduras de anillo, apoyadas mediante resortes, se sellan contra la flecha giratoria. A la derecha se muestra el acoplamiento sólido hacia la carga impulsada.

Figura 3.11 Vista de la sección transversal de turbina de vapor típica de transferencia mecánica

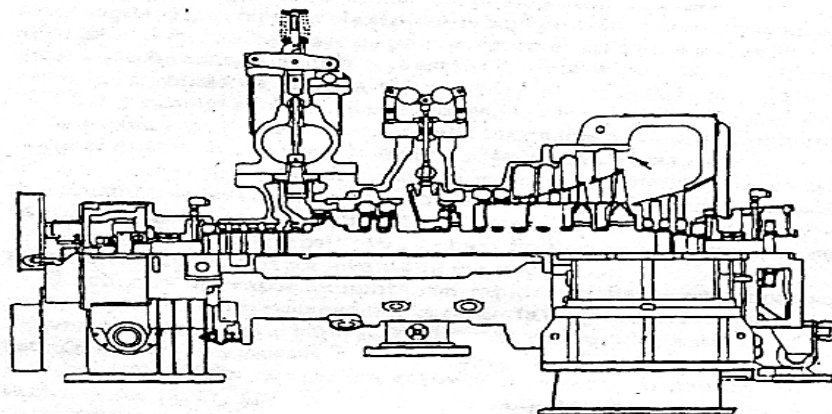


Sin condensación con extracción automática. Las plantas industriales que tienen demandas de vapor a dos o más niveles de presión se pueden beneficiar con el uso de estas turbinas. Éstas proporcionan la flexibilidad para responder de manera automática a las variaciones en las demandas de vapor, tanto en la extracción como en el escape. De condensación con extracción automática. Estas unidades proporcionan flexibilidad adicional en la operación y la capacidad de controlar la generación de energía eléctrica, así como las presiones en los cabezales para los procesos. Resultan muy adecuadas para los sistemas de generación por terceros, debido a su capacidad para manejar las variaciones en los requisitos del vapor que se extrae, manteniendo al mismo tiempo la entrega de energía eléctrica a la empresa de servicio. Se puede determinar su tamaño para que generen electricidad considerablemente en exceso de la asociada con los flujos de extracción de vapor.

Cuando el flujo de extracción o de admisión son mayores que el 25% del flujo a través de la turbina, normalmente se usa un mecanismo automático de distribución por válvulas de extracción/admisión. En la figura 3.12 se muestra una turbina de vapor de condensación y una sola extracción automática. Se trata de una máquina de una sola carcasa y flujo sencillo, con dos cojinetes. En esta máquina se utilizan válvulas de levantamiento por leva y una caja de toberas de 360°. Esta última por lo general se aplica en las turbinas con presiones de admisión de más de 900psig. (62.0 bar). En esta turbina también se utiliza una construcción de casco doble entre la caja de toberas de admisión y las válvulas de extracción. Este diseño de casco doble limita la presión y la temperatura del vapor a las que se expone la carcasa exterior, proporciona la mayor flexibilidad en la carcasa de la turbina, requerida por las máquinas que deben tolerar variaciones en el proceso. La configuración del mecanismo de distribución por las válvulas en la extracción de la figura 3.5 también es un diseño de válvula de disco con movimiento vertical, con un mecanismo de levantamiento por varilla. La caja de vapor es un diseño fabricado que se encuentra dividida para hacer pasar el flujo desde cada válvula hacia un número especificado de toberas en el diafragma de extracción.

El rango de control para estas válvulas es + 10% de la presión normal en esa etapa. El beneficio principal del mecanismo interno de distribución por válvulas en la extracción es su capacidad para controlar el flujo, desde una amplia abertura hasta sólo una pequeña, hacia la sección de condensación, según se requiera para mantener fría esa sección.

Figura 3.12 Turbina de condensación con una sola extracción automática



En la figura 3.13 se muestra una turbina de vapor de condensación con doble extracción automática. Es una máquina de una sola carcasa y flujo sencillo, con dos cojinetes. La carcasa comprende un casco de acero fundido, después de la segunda extracción, usando una unión vertical, los componentes superior e inferior de la carcasa están atornillados entre sí con una unión horizontal. Las válvulas de admisión son de disco con movimiento vertical, con un mecanismo de levantamiento por varilla. Las válvulas de extracción que se ilustran para la primera extracción son de carrete interior. Con las válvulas de carrete, un árbol de levas horizontal y externo levanta cuatro vástagos verticales. Cada vástago coloca en posición dos válvulas internas de carrete, cada una de ellas en las mitades superior e inferior de la turbina.

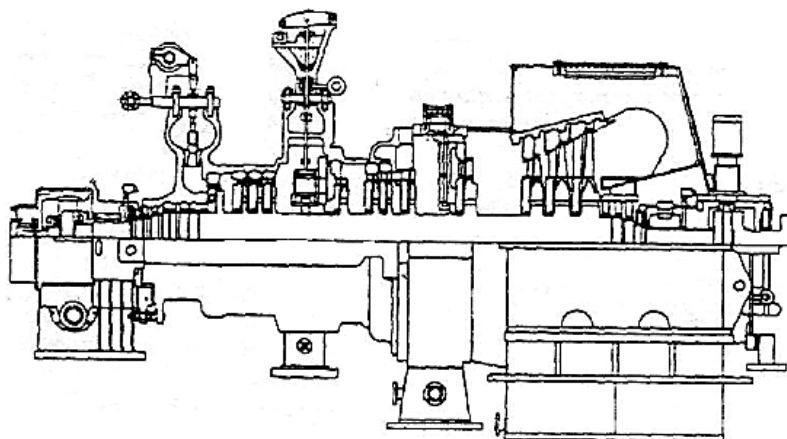
Las válvulas están diseñadas para abrir en forma secuencial, suministrando la ventaja de eficiencia de las admisiones de arcos parciales múltiples hacia el grupo de la etapa inmediato corriente abajo. Para la segunda extracción, se muestra una válvula de extracción de flujo axial. Las válvulas de rejilla o de flujo axial son adecuadas para aplicaciones de baja presión y altos flujos volumétricos.

El beneficio adicional es el claro relativamente corto que se requiere. En el extremo de baja presión, que es el extremo de propulsión, se muestra un aparato de palanca para el arranque que se usa para hacer girar la flecha cuando la turbina se está enfriando. A menudo se utilizan estos aparatos en turbinas de elevada temperatura de admisión, por arriba de 850°F (455°C), y cuando el claro del cojinete es mayor que 150pulgadas (3810mm).

La turbina con doble extracción automática que se muestra en la figura 1.7 tiene el mismo mecanismo de distribución por válvulas en la admisión que la máquina antes descrita pero, para la primera extracción, tiene uno de estos mecanismos de levantamientos de levas, con una caja fundida de toberas. Éste es el diseño que se usa normalmente para presiones modernas de extracción, que van desde 650 hasta 250 psig. (45 a 17bar). En la segunda extracción se usa el diseño de válvula de carrete levantada por varilla.

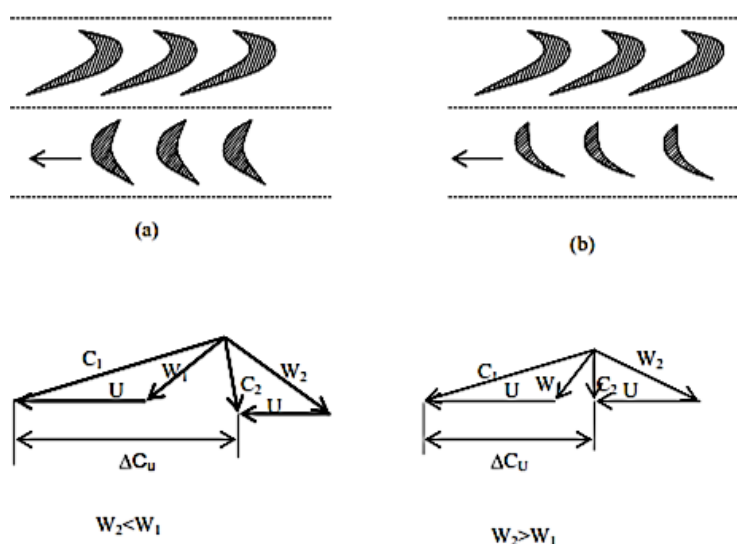
El volumen del vapor aumenta con rapidez conforme ese vapor se expande hasta la presión del condensador. Por lo tanto, la longitud de las paletas (álabes que forman el rotor de la turbina) se incrementa con rapidez entre la admisión de la sección de LP y las paletas de la última etapa.

Figura 3.13 Turbina de condensación con doble extracción



Turbinas de acción y de reacción. Históricamente, las turbinas de vapor se han dividido en turbinas de acción y de reacción, con base en el aspecto termodinámico (figura 14), y en de flujo axial y radial. La turbina de acción es adecuada para volúmenes pequeños de flujo. El subsiguiente aumento gradual, pero siempre acelerado, en el consumo de electricidad condujo a un rápido aumento gradual en las capacidades unitarias de las turbinas de las estaciones generadoras. Al principio, las salidas requeridas para las impulsiones mecánicas permanecieron más modestas, siendo la mayor de estas turbinas del tipo de acción. En los años que siguieron, las turbinas de reacción también empezaron a ser utilizadas para impulsiones mecánicas. Las cuales llegaron a ser las más grandes en servicio, que impulsaban bombas y compresores. Las diferencias esenciales entre los dos tipos se pueden considerar en dos categorías: termodinámicas y de construcción.

Figura 3.14 Acción y reacción



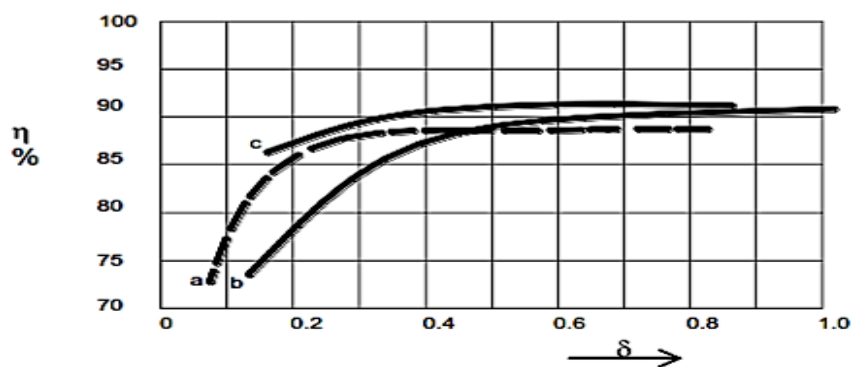
Para comparar los diseños de acción y reacción, resulta útil tomar una característica adimensional, siendo el más adecuado el coeficiente volumétrico. Si en primer lugar se compara el empalmetado de acción (curva a) con el de reacción, con sellado en la punta, es decir, sin aro de refuerzo, (curva b) se llega a la relación expresada en la tabla 3 también, a partir del gráfico 3.1, se puede ver que, con la turbina de reacción, es posible tener una mejora apreciable en la eficiencia, en especial con los bajos coeficientes volumétricos, al usar aros de refuerzo (curva c). Sobre bases económicas, esta técnica se ha convertido en una práctica estándar para las turbinas de estaciones generadoras, por encima de cierta capacidad.

El costo y la experiencia con velocidad variable son aspectos posibles, para hallar la eficiencia global de la turbina de reacción, también se deben tomar en cuenta las pérdidas debidas al émbolo compensador de empuje. Sin embargo, contemplado en su conjunto, se mantienen el hecho de que la máquina de acción tiene sus ventajas cuando, se mantiene el hecho de que la máquina de acción tiene sus ventajas cuando sus capacidades son bajas, en tanto que para las capacidades nominales medianas y elevadas, resulta importante especificar, los méritos de la construcción del tipo de reacción.

Tabla 3.2 Comparación básica entre las turbinas de acción y de reacción

CARACTERISTICAS	TURBINAS DE ACCIÓN	TURBINAS DE REACCIÓN
Eficiencia	Mejor con coeficientes volumétricos pequeños, más mala con coeficientes volumétricos medianos y grandes	Mejor con coeficientes Volumétricos medianos y grandes
Rotor	Construcción de disco	Construcción de tambor
Empaquetado	Unas cuantas etapas, amplias en la dirección axial Álabes fijos montados en diafragmas Álabes móviles en el disco del rotor	Más etapas, angostas en la dirección axial Álabes fijos montados en la carcaza o en un portador Álabes móviles en el tambor
Mantenimiento	Transcurre un tiempo más largo entre reacondicionamientos importantes	Tiempo transcurrido un tanto más corto entre reacondicionamientos importantes

Gráfico 3.1



Comparación de la eficiencia del empaquetado de acción y de Reacción: a= empaquetado de acción; b= empaquetado de reacción con sellado en las puntas; c=empaquetado de reacción con aro de refuerzo; δ =coeficiente Volumétrico $=v/r$ u; v = volumen del flujo; r =radio (centro del paso de los Álabes; u = velocidad de rotación

3.5 Diseño

Rotor. La construcción y el comportamiento del rotor son vitales en la determinación de si una turbina se comporta en forma apropiada. Las diferencias en los dos tipos de máquinas se pueden resumir como sigue:

Tipo de acción:

- Los rotores se componen de discos, hechos en general a partir de una pieza maciza.

- Desde el punto de vista de la vibración, los discos son estructuras independientes y se debe considerar su comportamiento en el diseño. En servicio, las vibraciones de estos discos se superponen a la vibración del rotor. Esto puede dar por resultado un patrón complejo de vibración.
- Los defectos del material pueden exigir que se deseche el rotor completo.
- Con los rotores de disco de diámetro relativamente pequeño, los cambios rápidos en la temperatura, por ejemplo en el arranque, vienen acompañados de una mayor tendencia a la distorsión.
- La masa principal del rotor se encuentra en su centro. Dado que los álabes se fijan en el exterior de los delgados discos, cuando se balancea, un rotor de este tipo es un tanto más sensible a la distribución uniforme de la masa de los álabes que un rotor de reacción.

Tipos de reacción:

Los rotores se producen en la forma de un tambor maquinado a partir de una pieza maciza o compuesta por forjas separadas. Se han construido en secciones soldadas entre sí.

- El rotor se puede tratar térmicamente en forma uniforme, por lo tanto, en todo él se pueden lograr excelentes propiedades de resistencia.
- El rotor se puede sujetar a pruebas con mucha facilidad.
- En el caso de rechazos, las secciones se pueden reemplazar con facilidad y Rapidez.
- En el rotor se distribuyen los esfuerzos en forma pareja.
- Si el rotor de una turbina de reacción se produce a partir de una pieza maciza, se presenta la misma situación del rotor del tipo de acción, en el caso de defectos en el material.

Velocidad crítica.

Precisamente tan básica como la cuestión de cuál es la clase de turbina más adecuada, es la cuestión de si la velocidad del rotor debe encontrarse por arriba o por debajo del valor crítico. Los dos tipos se han construido en forma su crítica y supercrítica y no se puede manifestar lógicamente una clara preferencia por uno o por el otro. Al comparar los dos tipos de máquinas, se puede suponer que el castigo en la eficiencia con la operación su crítica es mayor en el caso de la turbina de acción.

La razón de este hecho es que al aumentar la velocidad crítica del rotor, tiene que agrandarse los diámetros de los cubos, con lo cual se aumentan mucho las pérdidas por fugas, que de lo contrario sería un punto a favor de la construcción de acción. Además, los siguientes requisitos son esenciales para la operación confiable de cualquier rotor:

- Diseño apropiado del rotor y de los cojinetes.
- Selección correcta del tipo de cojinete.
- Balanceo excelente.

Empaletado.

Aparte del rotor, el empaletado de las turbinas de acción de reacción muestran las diferencias más marcadas. Por su naturaleza, la máquina de reacción requiere del 75 al 85% más etapas que una de acción, para la misma caída térmica. A pesar de esto, las carcassas de los dos tipos tienen aproximadamente la misma longitud, debido que una sola etapa de reacción es mucho más corta en la dirección axial que una etapa de acción, en donde los álabes móviles y el espacio entre los mismos abarcan más longitud.

Vibración.

Si se desea examinar el comportamiento del empaletado en operación normal, basta con considerar los esfuerzos dinámicos sobre los álabes. Las fuerzas estáticas (la fuerza centrífuga y la ejercida por el flujo) se pueden predecir con exactitud suficiente, las fallas de los álabes casi se deben por completo a los esfuerzos dinámicos. Aun cuando, en teoría, no se puede producir un conjunto de álabes sin resonancia, es posible diseñar y fabricar empaletado de modo que se eviten las resonancias peligrosas y no se presenten esfuerzos inaceptablemente elevados. Las condiciones necesarias se pueden considerar por separado para las etapas con admisión parcial y plena.

Etapas de control.

En esencia, las condiciones en la etapa de control, con admisión parcial, son las mismas para los dos tipos de máquinas. Para garantizar que esta etapa funciona de manera confiable:

- Bajo nivel de esfuerzos.
- Diseño cuidadoso de la fijación de los álabes.
- Álabes unidos para formar segmentos o paquetes.

Daños a los alabes.

Se ha sugerido que los álabes móviles de una turbina de acción se encuentran sujetos a una mayor tendencia a vibrar que los de una turbina de reacción. En ocasiones, ha salido a la superficie esta disputa en las estadísticas acerca de los daños en los álabes.

En una de éstas se lista un caso de daños a los alabes de acción por cada millón de horas de funcionamiento del componente, en tanto que ese índice para las turbinas de reacción fue sólo de una vez por cada 3.8 millones de componente-hora. Si también se toman en consideración el número de componentes (número de etapas), el promedio para una turbina de acción parecería ser de un caso de daño de los álabes en 25,000h de operación, contra uno en 56,000 h, para la turbina de reacción.

Empuje axial.

En circunstancias normales, en una turbina de acción, el empuje axial es pequeño porque nada de la caída de presión, o sólo una parte pequeña de ella, ocurre en los álabes móviles. No obstante, puede cambiar la distribución de la presión en la turbina: por ejemplo, debido a la presencia de depósitos sólidos sobre los álabes. En ese caso, pueden surgir fuerzas considerables de empuje y éstas pueden presentar un peligro mayor para la turbina de acción que para la máquina de reacción, en virtud de que la presión más elevada en el frente de la fila móvil actúa sobre todo el disco.

Los agujeros maquinados en los discos tienden a equilibrar estas diferencias de presión. Las variaciones en el empuje no presentan problemas en las turbinas de reacción, si cada carcasa de las mismas se les coloca su propio émbolo compensador, lo cual siempre es el caso con las turbinas de una sola carcasa. El émbolo compensador suele formarse con varios diámetros escalonados, de modo que las condiciones anormales de empuje, causadas por depósitos de minerales o por cambios en los gastos de extracción no tengan efecto, o ese efecto sea pequeño, sobre la confiabilidad de la turbina.

3.6 Mantenimiento

Mantenimiento preventivo: Una turbina de vapor es un equipo especialmente agradecido con el mantenimiento preventivo. Al ser un equipo en general bien conocido (es la máquina térmica más antigua), los fabricantes suelen haber resuelto ya la mayor parte de sus problemas de diseño. Por tanto, una operación cuidadosa y un adecuado plan de mantenimiento programado se traducen necesariamente en una alta disponibilidad.

Figura 3.15 Rotor de turbina durante una revisión



Mantenimiento operativo diario.

- Comprobación de alarmas y avisos.
- Vigilancia de parámetros (niveles de vibración, revoluciones, temperaturas de entrada y salida del vapor, presiones de entrada y salida, presión, temperatura y caudal de aceite de lubricación, presión de vacío del depósito de aceite de lubricación, comprobación de nivel de aceite, presión diferencial de filtros, entre otros).
- Inspección visual de la turbina y sus auxiliares (fugas de aceite, fugas de vapor, fugas de agua de refrigeración, ruidos y vibraciones anormales, registro de indicadores visuales).

Mantenimiento Quincenal

- Inspección visual de la turbina.
- Inspección de fugas de aceite.
- Limpieza de aceite (si procede).
- Comprobación del nivel de aceite.

- Inspección de fugas de vapor.
- Inspección de fugas de agua de refrigeración.
- Lectura de vibraciones (amplitud).
- Inspección visual de la bancada.
- Purga de agua del aceite de lubricación.
- Inspección visual del grupo hidráulico de aceite de control.
- Inspección visual del sistema de eliminación de vahos.

Tareas de mantenimiento de carácter mensual

- Muestra de aceite para análisis.
- Purga de agua del aceite.
- Comprobación de lubricación de reductor y de alternador.
- Análisis del espectro de vibración en turbina, reductor y alternador, a velocidad nominal.

Revisión anual. Si se realizan todas las actividades que se detallan en esta lista, en realidad se están eliminando todas las causas que provocan las averías más frecuentes. Si se compara esta lista de tareas con la lista de averías más frecuentes se puede comprobar que esta revisión está orientada a evitar todos los problemas habituales de las turbinas. La razón de la alta disponibilidad de estos equipos cuando se realiza el mantenimiento de forma rigurosa es que realmente se está actuando sobre las causas que provocan las principales averías.

Figura 3.16 Analizador de vibraciones



- Análisis del espectro de vibración de turbina, reductor y alternador, a distintas velocidades y en aceleración. Se verifica así la posible ausencia de problemas en cojinetes, el estado de la alineación y el equilibrado de los tres equipos. Es importante tener en cuenta que es mucho más adecuado realizar el análisis con los detectores de posición del eje con los van equipados las turbinas, en vez de hacerlo con sensores tipo 'acelerómetro' que se instalan en la carcasa.

- Inspección boroscópica de álabes. Con esta tarea se comprueba el estado de los álabes, las posibles incrustaciones que puedan haber aparecido en la superficie de éstos y defectos en algunos de ellos, por roces o impactos.
- Apertura de cojinetes y comprobación del estado. Cambio de cojinetes si procede. La mayor parte de los cojinetes pueden cambiarse o revisarse sin necesidad de abrir la turbina. Esto garantiza un funcionamiento ausente de vibraciones causadas por el mal estado de los cojinetes de apoyo y/o empuje.
- Cambio de aceite, si procede (según análisis). Si es necesario se sustituye el aceite, pero no es habitual cambiar el aceite de forma sistemática sin haber detectado síntomas de que está en mal estado. Esta acción evita trabajar con un aceite en mal estado y garantiza la ausencia de problemas de lubricación.
- Cambio de filtros de aceite. Esto garantiza el buen estado del aceite y la filtración de partículas extrañas.
- Inspección de la válvula de regulación de turbina. Esto garantiza el buen estado de los elementos internos de la válvula, su correcto funcionamiento, y la comprobación del filtro de vapor de la válvula, lo que hará que la regulación sea la correcta, no haya problemas de sincronización ni de regulación y no pasen elementos extraños a la turbina que puedan haber sido arrastrados por el vapor.
- Inspección del grupo hidráulico. Cambio de filtros y de aceite, si procede.
- Inspección del sistema de eliminación de vahos. El funcionamiento a vacío del depósito de aceite garantiza que los vapores que se produzcan, especialmente los relacionados con el agua que pueda llevar mezclado el aceite, se eliminan. Eso ayudará a que la calidad del aceite de lubricación sea la adecuada.
- Comprobación de pares de apriete de tornillos. El apriete de los tornillos de sujeción a la bancada y los tornillos de la carcasa, entre otros, deben ser revisado. Esto evitará, entre otros, problemas de vibraciones debidos a un deficiente anclaje.
- Comprobación de alineación de turbina-reductor y reductor-alternador. Se haya detectado o no en el análisis de vibraciones, es conveniente comprobar la alineación mediante láser al menos una vez al año. Esto evitará problemas de vibraciones.
- Comprobación del estado de acoplamiento turbina reductor y reductor-alternador. La comprobación visual de estos acoplamientos elásticos evitará entre otros efectos la aparición de problemas de vibración.
- Calibración de la instrumentación. Muchas de las señales incorrectas y medidas falsas que provocarán un mal funcionamiento de la turbina pueden ser evitados con una calibración sistemática de toda la instrumentación.
- Inspección visual de los sellos laberínticos, por si se hubieran dañado desde la última inspección.

- Comprobación de la presión del vapor de sellos. La presión de sellos debe estar regulada a una presión determinada, ni más ni menos. Una menor presión hará que el vapor escape al exterior, se pierda energía y se puedan provocar algunos daños (en algunos casos la contaminación del aceite, al entrar ese vapor en el cojinete, que suele estar muy cerca; en otros, puede afectar a algún sensor de medida no preparado para recibir el vapor caliente).
- Termografía de la turbina. Esta prueba, a realizar con la turbina en marcha, permitirá saber si se están produciendo pérdidas de rendimiento por un deficiente aislamiento o por fugas de vapor.
- Limpieza y mantenimiento del cuadro de control. Curiosamente, muchas averías en sistemas eléctricos y electrónicos están causados por la suciedad. Mantener los cuadros en su correcto estado de limpieza garantiza la ausencia de estos problemas.
- Inspección del virador. El virador es un elemento importantísimo durante las paradas. Un mal funcionamiento supondrá una dificultad o imposibilidad de arrancar la turbina. La inspección es sencilla y garantiza el correcto arranque tras una parada.
- Prueba de potencia. Al finalizar la inspección será conveniente comprobar las prestaciones de la turbina, especialmente la potencia máxima que es capaz de alcanzar.
- Limpieza de alternador. La limpieza interior del alternador especialmente los que se refrigeran por aire, suelen realizarlo empresas especializadas, con productos especiales. Garantiza la ausencia de graves averías.
- Verificación eléctrica del alternador. Es necesario verificar tanto el alternador como sus protecciones. En el caso de que el personal habitual no tenga los conocimientos oportunos es conveniente realizarlo con empresas especializadas.
- Cambio de filtros del alternador. Los filtros de aire del alternador, especialmente en los refrigerados con aire, tienen como misión garantizar que aire en contacto con los bobinados está limpio. La comprobación del estado de estos filtros y su sustitución aprovechando la parada anual suelen garantizar la ausencia de problemas en la filtración del aire.

Figura 3.17 Rotor de turbina durante una revisión

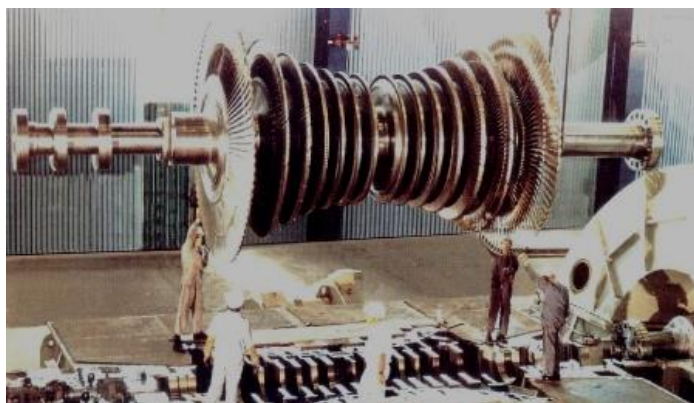
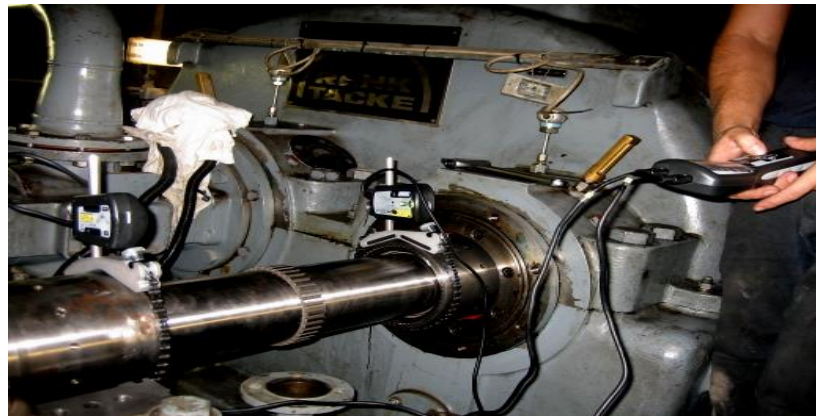


Figura 3.18 Cojinete de apoyo radial



Figura 3.19 Alineación por láser de turbina de vapor



Principales repuestos:

Del análisis de las averías que puede sufrir una turbina se deduce el material que es necesario tener en stock para afrontar el mantenimiento. Todas las piezas que la componen pueden dividirse en cuatro categorías:

- Tipo A: Piezas que es necesario tener en stock en la planta, pues un fallo supondrá una pérdida de producción inadmisibles. Este, a su vez, es conveniente dividirlo en tres categorías:
 - Material que debe adquirirse necesariamente al fabricante del equipo. Suelen ser piezas diseñadas por el propio fabricante.
 - Material estándar. Es la pieza incorporada por el fabricante del equipo y que puede adquirirse en proveedores locales.
 - Consumibles. Son aquellos elementos de duración inferior a un año, con una vida fácilmente predecible, de bajo coste, que generalmente se sustituyen sin esperar a que den síntomas de mal estado. Su fallo y su desatención pueden provocar graves averías.
- Tipo B: Piezas que no es necesario tener en stock, pero que es necesario tener localizadas. En caso de fallo, es necesario no perder tiempo buscando proveedor o solicitando ofertas. De esa lista de piezas que es conveniente tener localizadas deberemos conocer, pues, proveedor, precio y plazo de entrega.

- Tipo C: Consumibles de uso habitual. Se trata de materiales que se consumen tan a menudo que es conveniente tenerlos cerca, pues ahorra trámites burocráticos de compra y facilita la operatividad del mantenimiento.
- Tipo D: Piezas que no es necesario prever, pues un fallo en ellas no supone ningún riesgo para la producción de la planta (como mucho, supondrá un pequeño inconveniente).
- En cuanto a los criterios de selección del stock, hay que tener en cuenta cuatro aspectos:
 - Criticidad del fallo. Los fallos críticos son aquellos que, cuando suceden, afectan a la seguridad, al medioambiente o a la producción. Por tanto, las piezas necesarias para subsanar un fallo que afecte de manera inadmisiblemente a cualquiera de esos tres aspectos deben ser tenidas en cuenta como piezas que deben integrar el stock de repuesto.
 - Consumo. Tras el análisis del histórico de averías, o de la lista de elementos adquiridos en periodos anteriores (uno o dos años), puede determinarse que elementos se consumen habitualmente. Todos aquellos elementos que se consuman de forma habitual y que sean de bajo coste deben considerarse como firmes candidatos a pertenecer a la lista de repuesto mínimo. Así, los elementos de bombas que no son críticas pero que frecuentemente se averían, deberían estar en stock (retenes, rodetes, cierres, etc.). Determinados elementos sensores, como termopares, sensores de posición, presostatos, etc., que trabajan en condiciones difíciles que por tanto sufren averías frecuentes, suelen formar parte de este stock por su alto consumo. Por último, aquellos consumibles de cambio frecuente (aceites, filtros) deberían considerarse.
 - Plazo de aprovisionamiento. Algunas piezas se encuentran en stock permanente en proveedores cercanos a la planta. Otras, en cambio, se fabrican bajo pedido, por lo que su disponibilidad no es inmediata, e incluso, su entrega puede demorarse meses. Eso puede suponer una alta indisponibilidad del motor, en caso de llegar a necesitarse. Por tanto, aquellas piezas necesarias para la reparación de un fallo no crítico cuya entrega no sea inmediata y pueda demorarse durante meses, podría ser interesante que en algunos casos formaran parte del almacén de repuesto.
 - Coste de la pieza. Puesto que se trata de tener un almacén con el menor capital inmovilizado posible, el precio de las piezas formará parte de la decisión sobre el stock de las mismas. Aquellas piezas de gran precio (grandes ejes, coronas de gran tamaño, equipos muy especiales) no deberían mantenerse en stock en la planta, y en cambio, deberían estar sujetas a un sistema de mantenimiento predictivo eficaz. Para estas piezas también debe preverse la posibilidad de compartirse entre varias plantas. Algunos fabricantes motores ofrecen este interesante servicio.

Teniendo en cuenta todo esto, las piezas que suelen mantenerse en stock para afrontar el mantenimiento de una turbina de vapor son los siguientes:

Tabla 3.3 Repuestos

Descripción del repuesto habitual para turbinas de vapor
Juego de cojinetes radiales y axiales
Tarjetas de entradas/salidas del sistema de control
Sellos de carbón (si los tiene)
Válvula de admisión: elementos internos de la válvula, set completo + filtro de vapor
Instrumentación: -Sensores de velocidad y posición (pick-up) -Sensores de temperatura y termopares -Sensores de presión -Transmisores
Manómetros y termómetros visuales
Filtros de aceite y aire
Filtros de aire del alternador
Válvulas manuales y trampas de vapor

Causas principales de paradas forzadas:

Con respecto a la categoría más costosa y que causa más problemas, la de las paradas forzadas, el resumen de un análisis anual de 60 turbogeneradores durante un periodo de dos años aporta los siguientes datos:

Principales causas de las paradas forzadas.

Causa porcentaje del tiempo de paro forzoso.

1. Depósitos internos en la ruta del vapor 50
2. Inducción o inyección de agua 21
3. Alimentación de aceite lubricante 16
4. Sistema de control 4
5. Problemas varios en las válvulas de la turbina
6. Sistema hidráulico de alta presión 2
7. Diversos problemas electrónicos en la turbina
8. Problemas varios en el generador 2
9. - Sistema estático de excitación 0.5
10. Problemas eléctricos varios en la turbina.
11. Varios 0.4100

Es evidente que los depósitos en la ruta del vapor, los problemas de inducción o inyección de agua y las fallas del sistema de lubricación representan el 87% del total el tiempo perdido por paradas forzosas. También es importante notar que estas causas específicas reflejan en gran parte la calidad del diseño de la central, y de las condiciones generales ambientales y de explotación. Si bien es cierto que existe una necesidad constante de mejorar el diseño de los turbogeneradores, también es evidente que para lograr una mejora general en la disponibilidad de las máquinas es necesario considerar las funciones y condiciones de explotación. Algunas razones de fallas no figuran en la lista de las causas principales de paradas forzosas, que son, en realidad, conspicuas por su ausencia. Entre las faltantes se encuentran los cambios en la alineación, vibraciones, fallas de álabes y toberas, y grietas en la carcasa de fundición. Estos no son errores de omisión; estadísticamente y en la práctica, estas simplemente no son causas significativas de paradas forzosas.

Paradas diferidas.

Las paradas diferidas son menos críticas en cuanto a su impacto en el funcionamiento de la central, aunque en si pueden causar problemas considerables. Las causas más prominentes de dicho tipo de paradas son:

Causas de paradas diferidas:

1. Fugas en el sistema de lubricación o en el sistema hidráulico.
2. Fugas en el enfriador (aceite/ aire/ hidrógeno)
3. Cambio en la calidad de respuestas o eficacia del sistema de control
4. Mal funcionamiento de los instrumentos
5. Mal funcionamiento de algún componente eléctrico, electrohidráulico o mecánico-hidráulico no crítico
6. Cambio prolongado en el nivel de temperatura de los cojinetes
7. Cambio prolongado en el nivel de las vibraciones
8. Fuga de vapor

Causas de paradas planeadas:

1. Abertura programadas con inspección y mantenimiento completos
2. Inspección y mantenimiento parciales o limitados programados
3. Efectos de las prácticas de explotación de la central (depósitos, corrosión, etc.)

Históricamente, el tiempo de las paradas planeadas representa pérdida más grande en la disponibilidad de las unidades turbogeneradoras. Con las inspecciones principales, incluyendo una abertura de la turbina, programada cada tres años, el tiempo de las paradas planeadas variara, sobre una base anual prorrateada, desde aproximadamente 50 horas para una unidad de 5 000 kW hasta aproximadamente 12 horas para una unidad de 40 000 kW.

Evidentemente, en cualquier caso determinado, el tiempo de inspección es afectado en un grado considerable por las demandas de mantenimiento general de la central, la disponibilidad de piezas de repuesto, las condiciones laborales locales, y una variedad de otros factores. Estas consideraciones externas pero muy reales hacen que la interpretación de los tiempos de paradas indicados en los estudios periódicos sea un proceso un tanto incierto, pero los tiempos indicados anteriormente parecen ser razonablemente representativos de los casos normales. Los trabajos limitados de inspección y mantenimiento del turbogenerador se planean habitualmente para que coincidan con otras paralizaciones breves programadas de la central. Cuando planean debidamente como parte de un programa de mantenimiento total integrado de los turbogeneradores, las inspecciones parciales pueden representar un factor clave en la reducción de la duración de las inspecciones principales y en la prolongación de los intervalos entre inspecciones.

Recomendaciones:

El fin de las siguientes recomendaciones es el de reducir al mínimo la probabilidad de que surjan problemas en los álabes de la última etapa debidos al funcionamiento con alta presión de escape, y para contribuir a la certidumbre de que la acción de alarma y disparo será iniciada oportunamente:

1. Evítense las presiones de escape superiores a 5 pulgadas hga
2. Las pruebas de telemetría han revelado amplitudes de vibración bajo cargas livianas con alta presión del escape que podrían, en un álabe seriamente erosionado por el agua o con una grieta por tenso corrosión, resultar en una falla por la prolongación de tales discontinuidades.
3. La alarma de vacío deberá fijarse a 5 pulgadas hga si durante el funcionamiento la presión en el escape aumenta por sobre 5 pulgadas hga, la carga deberá reducirse hasta que se restablezca el vacío correcto. Debido al riesgo de vibraciones u oscilaciones aerodinámicas, la reducción de la carga para mejorar la presión en el escape no deberá llegar a menos del 30% de la capacidad nominal mientras la presión supere las 5 hga, si la presión en el escape excede las 5 hga al alcanzarse el 30% de la capacidad nominal, la unidad deberá ser disparada, asegurándose de que todas las válvulas de la turbina se cierren antes de que se abra el disyuntor principal, para evitar un incidente de exceso de velocidad.
4. El ajuste del disparo por vacío debe reducirse de 10 pulgadas hga a 7.5 pulgadas hga. Esto ofrecerá una medida adicional contra el funcionamiento inadvertido a presiones muy superiores a 5 pulgadas hga. La verificación y reajuste de la alarma y del disparo deben hacerse prontamente.
5. El vacío de puesta en marcha debe ser el mejor que se pueda lograr, debiéndose evitar presiones en el escape superiores a 5 pulgadas hga.
6. El vacío no debe interrumpirse antes de que la velocidad se reduzca a 2000-2500 RPM para las turbinas con las velocidades nominales de 3000-3600 RPM, y a 900-1200 RPM para las velocidades nominales de 1500- 1800 RPM. En el caso de una condición de emergencia que requiera que la turbina sea detenida lo más pronto posible, puede ser necesario interrumpir el vacío inmediatamente para reducir al mínimo las averías generales que pudiera sufrir la unidad.

Alta temperatura de escape:

La unidad puede funcionar continuamente bajo carga liviana cuando la temperatura de la cubierta del escape es 175°F. Debe recordarse que hay dos razones para controlar la temperatura del escape:

1. Para impedir que la temperatura elevada levante el cojinete debido a la dilatación del acero más caliente desde la línea del suelo hasta su junta horizontal en las patas laterales. Esto cargaría al cojinete, causando una posible inestabilidad.

2. La segunda razón es impedir un enfriamiento rápido de la carcasa del escape, la cual es de construcción más liviana que el rotor, causando una dilatación diferencial entre el rotor y la carcasa que podría afectar la tolerancia axial entre las partes giratorias y las estacionarias.

Condiciones anormales en la admisión.

Debe mencionarse que pueden surgir los siguientes problemas en el caso de periodos prolongados de condiciones poco comunes en la admisión.

1. Las presiones y/o temperaturas elevadas aumentan los esfuerzos de trabajo de las piezas a contener la presión. Las mismas pueden, si son lo suficientemente altas, aumentar la fluencia del material y causar cambios permanentes en las piezas. Eso podría causar fugas de vapor u otros cambios en los espacios libres que afectaran el juego radial y axial de las partes.

2. El funcionamiento a baja temperatura tiene el efecto, bajo cualquier carga determinada, de desplazar la región húmeda de la unidad hacia la admisión y de aumentar el contenido de humedad en las etapas del escape. Este efecto puede verse como una erosión acelerada en los diafragmas y en los álabes más largos.

Recomendaciones para un programa efectivo de Inspección.

El propósito de un programa de observación o supervisión es el de identificar el deterioro del servicio o de la condición física, usando como referencia una norma establecida anteriormente. El primer paso en la preparación de un programa de inspección es identificar la relación que existe entre causa y efecto; este proceso comienza con la presunción de que existe un problema determinado.

Se establece el efecto probable, se identifican los síntomas detectables y, finalmente, se selecciona un procedimiento apropiado de diagnóstico. Esta es a la secuencia usada para desarrollar esta información sobre rotores de turbinas; y deja ver cómo puede reunirse esta información básica para servir de guía en la planificación de la instrumentación y de los procedimientos de diagnóstico.

Niveles de inspección:

Algunas condiciones que reflejan las buenas condiciones físicas de la maquinaria se pueden determinar con las mediciones cuantitativas hechas con las herramientas o instrumentos disponibles actualmente. Otras condiciones deben ser evaluadas mediante alguna otra forma de inspección que requiere que se saque de servicio el equipo, ya sea con desmontaje parcial o sin él. Un programa bien planeado de inspecciones parciales, en que cada una de las cuales tenga como final determinación o verificación de una condición específica es, por lo tanto, una parte esencial de cualquier programa completo de inspección de la maquinaria. Todo programa debe reconocer que hay varios niveles prácticos de inspección. Esta condición se efectúa clasificando los procedimientos de diagnóstico en tres niveles de inspección:

1. En servicio.

2. Parada/inspección parcial.

3. Parada/abertura total.

El objetivo es destacar las oportunidades para obtener el máximo de información con la máquina en servicio. Un programa efectivo de inspección es más que una simple colección de sensores y de instrumentos indicadores y registradores. La información, una vez adquirida, es inerte hasta que ha sido analizada, y el análisis es de poco valor hasta que es interpretado. La interpretación generalmente involucra o una comparación con valores aceptables o la aplicación de un criterio experimentado. En cualquier de los dos casos, se implica el uso de límites apropiados u otras normas de evaluación.

Límites.

El análisis y la interpretación apropiados de los datos de la inspección son orientados por los límites de su significado. Hay tres clases de límites que deben considerarse:

1. Límites firmes.
2. Límites de cambios en etapas.
3. Límites de tendencias.

En algunos casos, varios de los límites anteriores pueden tener relación con una misma condición, pero en diferentes oportunidades. Un límite firme es fijo; no es negociable, no varía con el tiempo, y normalmente no debe ser excedido, dependiendo de la naturaleza del problema, cada fabricante provee límites firmes apropiados a su equipo. He aquí algunos valores típicos. Esta tabulación no es completa, pero es ilustrativa de la naturaleza general y nivel de los límites firmes.

Los cambios en etapas derivan su significado del hecho que es una señal de cambio. Un cambio significativo es lo suficientemente grande como para no entrar dentro de una banda de dispersión, y persiste. La mayoría de los cambios que se observan en situaciones típicas son transitorios y no persisten. Un cambio en etapa que persiste puede no implicar una acción inmediata, pero plantea la cuestión de su causa. Los cambios en etapas deben relacionarse con las condiciones de funcionamiento de punto de referencia para separar los causados por el deterioro de la máquina de los causados por variaciones en los parámetros del funcionamiento, tales como la carga o temperatura inicial del vapor. La capacidad para predecir tendencias cuando se observan los cambios es particularmente importante para la planificación del mantenimiento. La observación de los cambios progresivos, debidamente relacionados con las condiciones de referencia, es una indicación segura de que hay alguna clase de deterioro.

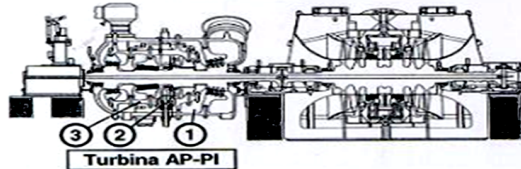
Como en el caso de los cambios de etapa, la magnitud de la variación entre observaciones sucesivas debe ser lo suficientemente grande como para que no se encuentre dentro de una banda de dispersión, y de los cambios sucesivos deben ser en la misma dirección, aumentando o decreciendo constantemente.

Cuando estos términos son extrapolados hasta los límites del deterioro, la inspección o mantenimiento pueden programarse de acuerdo con una base planificada.

Figura 3.20 Partidas de inspección

Partidas de inspección recomendada para turbina de vapor

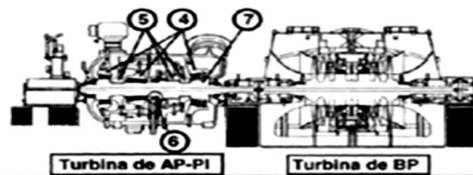
No.	Partidas de inspección	Método de inspección	Propósito de la inspección	Posibles problemas
1	Carcasa exterior de turbina de AP+PI T-1 Superficie interior de carcasa y parte de soldadura de espiga Rodar	MT	Grietas debido al esfuerzo térmico y fatiga etc. Corrosión y deterioro del material debido al desplazamiento etc.	Iniciación y propagación de grietas, falla de carcasa Fuga de vapor de la junta horizontal
2	Anillo de sello de compansión T-3 Distancia entre el anillo de sello de compansión y la carcasa interior T-4 Anillo de sello de compansión y pasador de seguro	Dimensión PT	Cambio de diámetro debido al desgaste	Vibración del manguito de entrada Fuga en el sello del manguito
3	Carcasa interior de turbina de AP+PI T-5 Toda la superficie de la carcasa interior T-6 Parte de soldadura a) Junta de soldadura de capa de boquillas con carcasa interior b) Parte con curva de tubo de balance T-7 Inspección metalúrgica a) Espiga de sello de etapas Curtis b) Espiga de cámara de impulso c) Espiga de escape de turbina de AP d) Espiga de entrada de vapor de calentamiento e) Sello horizontal T-8 Tornillo a alta temperatura	MT UT MT, Réplica MT o PT, UT, HT	Grietas debido al esfuerzo térmico y fatiga etc. Verificación del deterioro del material Grietas y deterioro del material debido al desplazamiento etc.	Falla de carcasa Igual Iniciación y propagación de grietas, falla de carcasa Falla de boquilla Fuga de vapor de la junta horizontal



HT: Prueba de dureza
UT: Prueba de ultrasonido
MT: Prueba de partículas magnéticas
VI: Inspección visual

Partidas de inspección recomendada para turbina de vapor

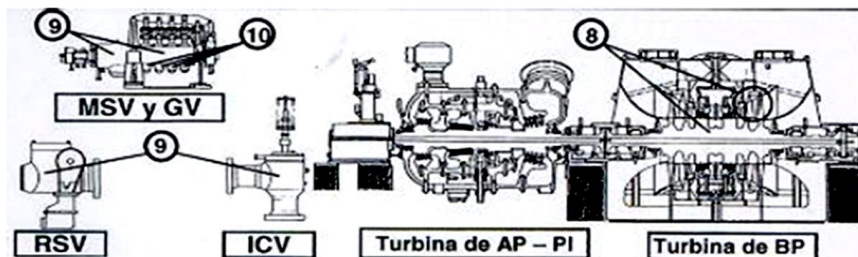
No.	Partidas de inspección	Método de inspección	Propósito de la inspección	Posibles problemas
4	Anillo de álabes de turbina de AP+PI T-9 Toda la superficie del anillo de álabes T-10 Inspección metalúrgica a) Parte de alta temperatura b) Sello horizontal T-11 Torno a alta temperatura	MT HT, Réplica MT o PT, UT, HT	Grietas debido al esfuerzo térmico y fatiga etc. Verificación del deterioro del material Grietas y deterioro del material debido al desplazamiento, etc. Corrosión y deterioro del material Fatiga etc.	Falla del anillo de álabes Iniciación y propagación de grietas, falla de anillo de álabes Fuga de vapor de la junta horizontal
5	Anillo de válvulas T-12 Toda la superficie del anillo de válvulas T-13 Tornillo de alta temperatura	MT MT o PT, UT, HT	Grietas debido al esfuerzo térmico y fatiga etc.	Falla del anillo de válvulas Fuga de vapor de la junta horizontal
6	Brazo de etapas de control T-14 Brazo de etapa de control	MT, Dimensión	Erosión y grietas de esp. afiladas	Disminución de comportamiento Erosión y falla de álabes estables
7	Rotor de turbina de AP+PI y carcasa de álabes T-15 Superficie exterior del rotor T-16 Agujero central del rotor T-17 Espiga de álabes de entrada (cono de refuerzo desprendido) T-18 Ranura y raíz de álabes (Primera etapa de AP y PI)	VI, MT o PT, UT, HT, Réplica VI, MT, UT, Dimensión Dimensión VI, MT, Réplica	Grietas debido al desplazamiento y fatiga térmica Igual Deformación debido al desplazamiento Grietas debido al desplazamiento y fatiga térmica, etc.	Estrés del rotor debido a propagación de grietas Igual Falla de anillo de reflector Espiga durante la operación Falla de álabes durante la operación



HT: Prueba de dureza
UT: Prueba de ultrasonido
MT: Prueba de partículas magnéticas
VI: Inspección visual

Partidas de inspección recomendada para turbina de vapor

No.	Partidas de inspección	Método de inspección	Propósito de la inspección	Posibles problemas
8	Rotor y álabes de turbina de BP T-19 Superficie exterior del rotor T-20 Agujero central del rotor T-21 Estrella de álabes de extremo de BP (L.O) T-22 Poste de álabes de extremo de BP (L.O) T-23 Ranura y raíz de álabes de extremo de BP (L.O) T-24 Álabes estacionarios especiales de extremo de BP (L.O y L-1)	VI, MT o PT, UT VI, MT, UT, dimensión VI, PT, dimensión VI, PT VI, MT, espigas PT	Grietas Grietas Erosión debido a humedad Grietas debido a la SCC o fatiga por corrosión Grietas debido a la SCC o fatiga por corrosión Grietas debido al deterioro del material o SCC	Estrés del rotor debido a la propagación de grietas Igual Disminución de comportamiento y falla de álabes Falla de álabes durante la operación Igual Falla de álabes durante la operación
9	Válvulas principales (MSV, GV, RSV y ICV) T-25 Superficie interior y asiento de bonete (superficie interior y asiento de bonete) T-27 Tornillo a alta temperatura	MT o PT HT, réplica MT o PT, UT, HT	Grietas debido al deterioro del material o al esfuerzo térmico Verificación del deterioro del material Grietas y deterioro del material debido al desplazamiento, etc.	Falla del cuerpo de la válvula Iniciación y propagación de grietas Fuga de vapor de la válvula y fuga de vapor Falla de tornillo fuga de vapor del bonete
10	Tubería de alta temperatura (GV a carcasa de turbina) T-26 Junta de soldadura de la tubería T-29 Inspección metalúrgica (Junta de soldadura)	MT HT, réplica	Grietas debido al desplazamiento y fatiga térmica Verificación del deterioro del material	Falla de la tubería Iniciación y propagación de grietas Fuga de la tubería y fuga de vapor



HT: Prueba de dureza
UT: Prueba de ultrasonido
MT: Prueba de partículas magnéticas
VI: Inspección visual

Renglones de mantenimiento.

- Válvulas de cierre.
- Válvulas de control.
- Carcasas.
- Cajas de empaquetadura.
- Cajas de descarga o de escape.
- Diafragmas.
- Tobera plana.
- Rotor.
- Huelgo y alineamiento.
- Chumaceras y sellos.
- Sistema de sello de vapor.
- Soporte delantero.
- Dispositivos reguladores.
- Montaje de propulsión o de ensamblaje de accionamiento.
- Bombas de aceite y tanque de aceite.
- Dispositivos externos.
- Control electro hidráulico.

3.7 Conclusiones

Con base a lo anterior, se puede concluir que realizando una inspección de integridad en las turbinas de vapor, se reducen en gran medida las paradas forzadas por fallas inesperadas. El mantenimiento adecuado es de una importancia definitiva para lograr la vida de la turbina de vapor, evitar tiempos de interrupción y reducir a un mínimo las faltas de producción.

Un programa bien planeado de inspecciones parciales en cada una de las cuales tenga como fin la determinación o verificación de una condición específica es, por tanto, una parte esencial de cualquier programa de inspección integral. Se recomienda llevar a cabo un registro o historial del comportamiento de las turbinas de vapor, para posteriores consultas de apoyo.

3.8 Referencias

www.cdigital.uv.mx (PDF)

www.renovetec.com/mantenimientoturbinasvapor