

Localización de entradas de aire en condensadores de centrales térmicas mediante el test de helio



Francisco Manzano-Agugliaro*
Javier Carrillo-Valle**

Dr. Ingeniero Agronomo
Ingeniero Industrial

* UNIVERSIDAD DE ALMERÍA. Escuela Politécnica Superior. Dpto de Ingeniería Rural. La Cañada de San Urbano - 04120 Almería. Tfno. +34 950 014091. fmanzano@ual.es

** ENDESA GENERACIÓN S.A. Dpto. de Ingeniería de Explotación. Carretera Faro-mesa Roldán, s/n - 04140 Carboneras (Almería). Tfno: +34 950 008047. javier.carrillo@endesa.es

Recibido: 17/09/2010 • Aceptado: 11/01/2011

Location of air in-leakage in power plants condensers by helium test

ABSTRACT

- Power plants need to reduce operating costs to be competitive, by eliminating correctable causes of wasted energy and minimizing lost revenue due to forced outages. The main cause of these problems is the excessive air in-leakage in condensers. High air-leakage causes turbine back pressure to rise, dissolved oxygen (DO) concentration to increase and the plant heat rate (CE) to deteriorate to higher values. The development of methods to detect air in-leakage has involved from the methods based of foam, smoke and various audio methods, but it generated high levels of uncertainty. The method discussed in this study is the trace gas method, using helium (He), which has been tested in a power plant of 550 MW, with good results.
- **Keywords:** air in-leakage, turbine back pressure, dissolved oxygen, heat rate.

RESUMEN

Las centrales térmicas, se ven en la necesidad de reducir los costes de operación para ser competitivas, mediante la eliminación de causas corregibles de derroche de energía y reduciendo al mínimo las pérdidas de ingresos por interrupciones forzadas. La principal causa de estos dos problemas es la excesiva entrada de aire en los condensadores. Elevadas entradas de aire causan que la presión de descarga de turbina aumente, la concentración de oxígeno disuelto (OD) se incremente y el consumo específico de planta (CE) se penalice a valores más elevados. El desarrollo de métodos para detectar entradas de aire ha evolucionado desde los métodos basados en espuma, humo y sistemas de audio, aunque generaban alto nivel de incertidumbre. El método que se analiza en este estudio, es el método del gas de traza utilizando Helio (He), el cuál se ha comprobado en una Central Térmica de 550 MW con buenos resultados.

Palabras clave: entradas de aire, presión de descarga de turbina, oxígeno disuelto, consumo específico.

1. INTRODUCCIÓN

En el escenario energético de referencia, marcado por una profunda crisis financiera y económica, se prevé que la demanda mundial de energía primaria aumente un 1,5% anual entre 2007 y 2030, y pase así de algo más de 12.000 millones de toneladas equivalente de petróleo (tep) a 16.800 millones de tep, es decir, un incremento total del 40% en el período considerado (AIE, 2009). Esto debe ser conseguido a través de los avances en la tecnología actual, las mejoras significativas en rendimiento y la reducción de emisiones. Según el compromiso de los países firmantes del protocolo de Kyoto, entre los que se encontraba España, era reducir el total de las emisiones de los gases de efecto invernadero en al menos un 5% en el período del año 2008 al 2012, tomando como año de referencia el año 1990 (ONU, 1998).

Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria, representando más de tres cuartas partes del incremento general (AIE, 2009), por lo que las tecnologías más probables de cubrir esta necesidad, debido a su madurez, son Centrales Térmicas de Carbón, Nucleares y Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Esto también se ve

reflejado en el panorama energético nacional, ya que dentro del parque generador del sistema peninsular, el carbón representa un 12%, la nuclear un 8% y el ciclo combinado un 24% de la potencia instalada, y a la hora de dar cobertura a la demanda de energía eléctrica en el año 2009, estas tecnologías representaron el 60% de la producción total anual (REE, 2009).

En la Figura 1 se observa el porcentaje de producción, por tecnologías, para el año 2009.

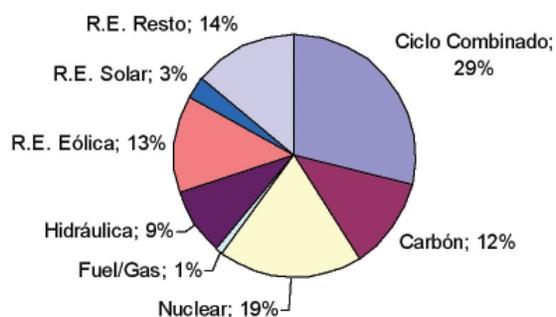


Figura 1: Cobertura demanda anual del sistema peninsular (REE, 2009)

Actualmente existen en nuestro país más de 1.000 centrales de producción de energía eléctrica. De esta cifra, cerca de 200 son térmicas convencionales y sólo 9 nucleares. Las centrales térmicas suponen una potencia total instalada de más de 27.000 MW, por tanto la potencia media de estas

centrales, es de unos 140 MW. Los nueve grupos nucleares en funcionamiento corresponden a siete centrales que sumaron en el año 2000 una potencia instalada de casi 8.000 MW, el 14% de la potencia total; no obstante, su producción de energía eléctrica llegó al 28% del total, lo que se debe a su elevado factor de carga (UNESA, 2010).

Un hecho destacable es que tanto en Centrales de Carbón, Nuclear como Ciclo Combinado, se emplean como máquina de trabajo turbinas de vapor, por lo que se requiere la necesidad de condensadores eficientes con alto rendimiento. En la Figura 2, se muestra un condensador de superficie típico, indicando sus componentes fundamentales.

La función del condensador es condensar el vapor procedente del escape de turbina, una vez expandido en los cuerpos de baja presión, al entrar en contacto con la parte exterior de los tubos del haz tubular, generalmente de aleaciones de cobre por su conductibilidad térmica y recorridos interiormente por agua de circulación. El agua condensada es recuperada en el pozo caliente y aspirada por las bombas de condensado de nuevo al ciclo, de forma que solo haya que realizar pequeñas aportaciones de agua para compensar las pérdidas por venteos, drenajes, etc.

Se trata de un equipo esencial, ya que sus condiciones determinan el salto entálpico disponible del vapor y, por ende, la potencia total obtenida, producto del primero por el caudal de vapor expandido, como se aprecia en el diagrama entalpía(h) – entropía(s) de la Figura 3 a). Para conseguir un máximo aprovechamiento de la expansión en turbina el condensador trabaja en vacío (Garrido, 1969). El vacío se

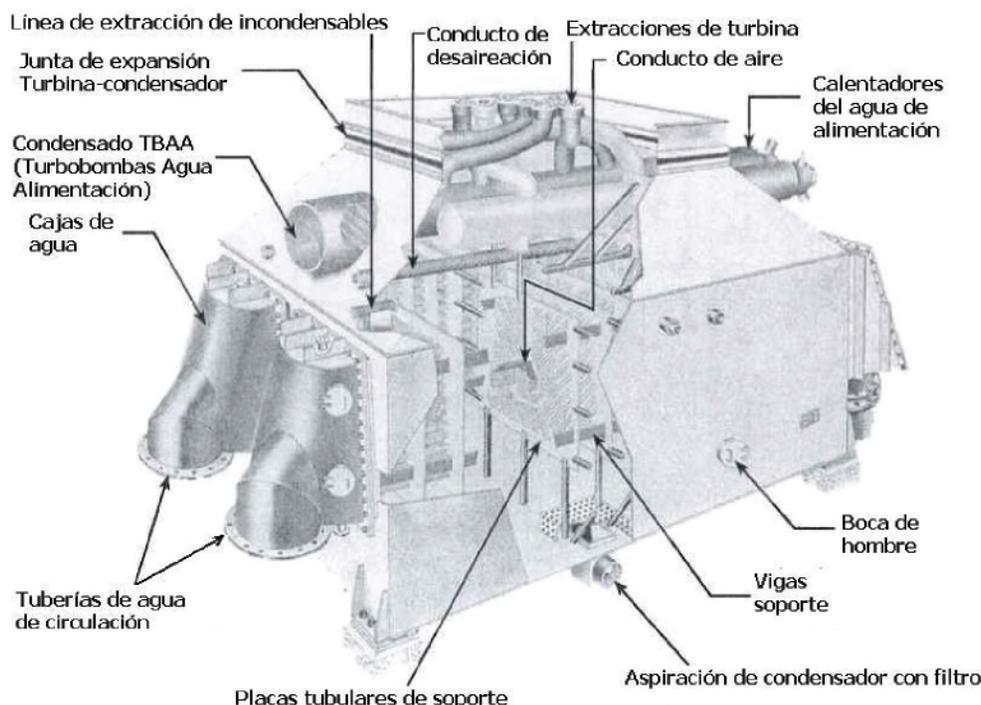


Figura 2: Condensador de superficie típico (EPRI, 2001)

produce en el condensador por el proceso de condensación y el cambio de volumen específico del vapor a líquido. Un vacío en el condensador bajo corresponde a una temperatura de saturación baja. En el diagrama h-s representado en la Figura 3 b), se observa cómo aumenta el área del diagrama (1'-2'-3-4-5-6s'), al disminuir la presión del condensador (que es función de la temperatura de saturación):

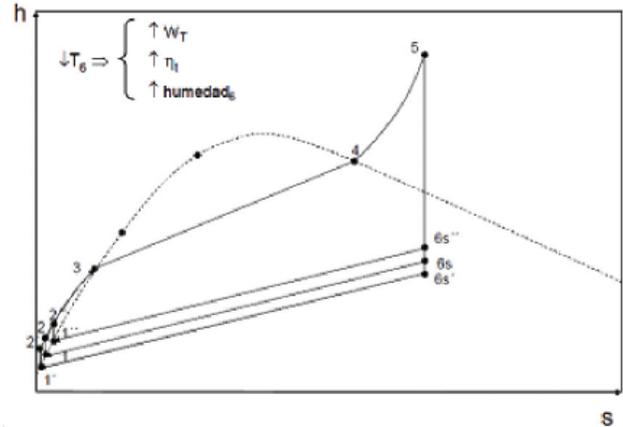
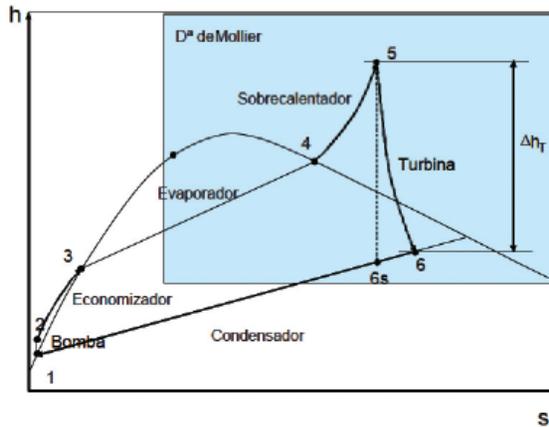


Figura 3: Diagrama h-s del ciclo simple de Rankine de una Turbina de vapor: a) Trabajo de expansión en turbina real vs ideal, b) Influencia de la presión en el condensador

Como contrapartida, al trabajar con presiones sub-atmosféricas se tiene un aumento de la cantidad de líquido en la descarga y un aumento del volumen específico, lo que conlleva un aumento en las dimensiones de la carcasa del condensador, así como una disposición de los tubos que permita el flujo de vapor a la región interior del haz tubular, como se indica en la Figura 4:

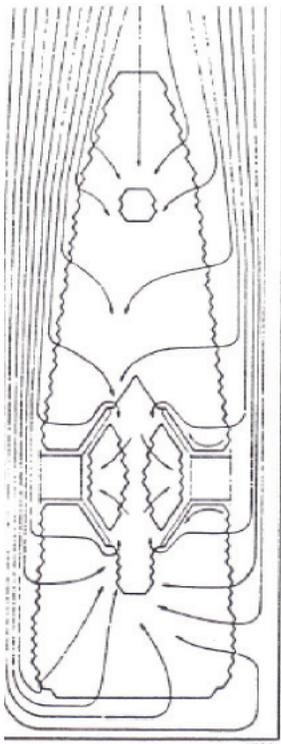


Figura 4: Distribución del vapor de descarga en el condensador

de esos gases no condensables. Estos últimos deben ser evacuados para evitar un aumento de la presión parcial, y por consiguiente, una pérdida de vacío.

En la Figura 5 se aprecia como los gases no condensables tienen tendencia a fluir hacia la zona más fría, es decir, a la entrada del agua de circulación debido a que la presión parcial del vapor es más baja en esta zona, y ahí se conecta mediante una línea a un aspirador externo para ventilar dichos gases del condensador.

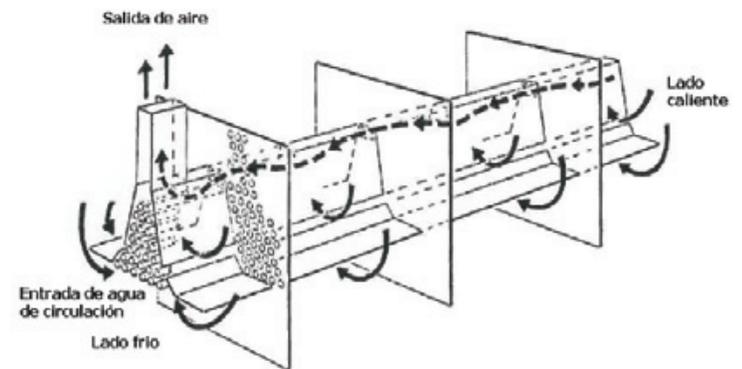


Figura 5: Circulación de los gases incondensables en el condensador

Como aspirador externo, se emplean normalmente eyectores, como el mostrado en la Figura 6, que utilizando como fluido motor vapor convenientemente acelerado a través del perfil convergente- divergente del área de paso, produce una depresión (efecto venturi) y permite la aspiración de la mezcla de aire y vapor (Fernández, 2004).

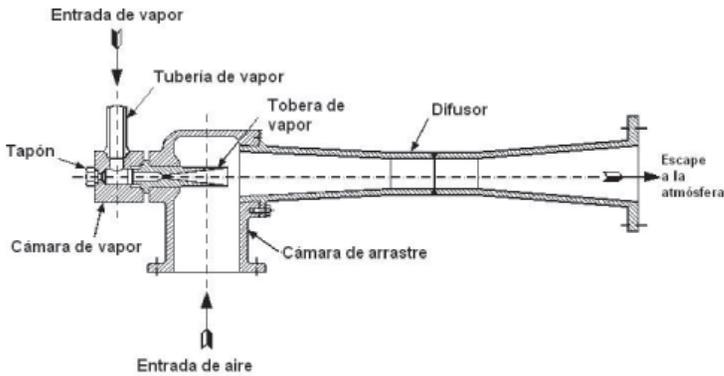


Figura 6: Esquema funcionamiento eyector de vapor

En el caso de una central, donde el vacío requerido es alto, es necesario utilizar dos (2) ó tres (3) eyectores en paralelo con varias etapas para obtener un aumento suficiente de la presión de la mezcla para su descarga a la atmósfera. Se utilizan condensadores inter-etapas para condensar el vapor a la salida de la primera etapa, y el calor latente absorbido se recupera en el condensado que es utilizado como fluido refrigerante. También se reduce la temperatura y el volumen del vapor antes de entrar en la siguiente etapa.

Normalmente hay una cantidad residual de fugas, establecida por diseño, pero si esta cantidad aumenta por encima de un valor umbral, representa unos efectos que tiene unos altos costes asociados:

- Exceso de vapor de proceso necesario para poner en servicio más eyectores
- Posibilidad de aparecer fenómenos de corrosión en componentes críticos (Caldera y Turbina)
- Reducción del coeficiente de transmisión térmica en los tubos del condensador por el efecto de aislamiento del aire que rellena el espacio entre los tubos del condensador “air binding”
- Aumento del CE de la planta, debido a un aumento de la presión del condensador

Desviación Presión (mm Hg)	Potencia Turbina (MW)					
	100	200	400	600	800	1000
2,54	31,25	62,5	125	187	250	312,5
5,08	62,5	125	250	375	500	625
7,62	91,75	187	375	562,5	750	937,5
10,16	125	250	500	750	1.000	1.250
12,7	156	312,5	625	937,5	1.250	1.562,5

Tabla 1: Coste anual (miles de \$) de la desviación de presión en el condensador, en función de la carga generada (EPRI, 2008)

Todas las centrales térmicas, para cumplir con el ciclo de Rankine, descrito en la Figura 3, necesitan tener un foco frío, que es el condensador. Este se encuentra en vacío, para

maximizar el rendimiento del ciclo. Un elemento que se encuentra en vacío, es susceptible de tener fugas, (en este caso son entradas de aire). Por tanto en todas las centrales térmicas, cuando la presión del condensador está en valores mayores de los de diseño, sin un motivo que lo justifique, como por ejemplo el aumento de la temperatura del agua de refrigeración, se deberían realizar pruebas de detección de fugas. En nuestro caso al emplear agua de mar, en determinadas épocas del año el rendimiento se verá afectado por la temperatura de la misma, así en verano se tendrá menor rendimiento que en invierno por este efecto. Dado que hay motivos para evidenciar las pérdidas de vacío, no es una prueba que deba incluirse en un plan de Mantenimiento Preventivo.

La existencia de una entrada de aire, su localización, el tamaño relativo y finalmente su cuantificación en unidades estándar aceptables requiere un exhaustivo esfuerzo de supervisión y vigilancia por parte del personal de las Plantas. Generalmente un aumento en la entrada de aire, está asociado a un acontecimiento súbito, es decir, rotura de tuberías, válvulas automáticas que quedan en posición abierta, desgaste en juntas de expansión, etc. Hay dos parámetros que son fundamentales para el seguimiento en continuo y ofrecen el primer indicio de la presencia de una fuente de entrada de aire, y son la presión en el condensador y el OD, los cuáles con cambios tan pequeños como 3,80 mmHg ó 3-4 ppb son observables variaciones en la entrada de aire que ascienden a 25,5 m³/h (EPRI, 2008).

Una vez evaluada la existencia de la/s entrada/s de aire, es necesario determinar la localización exacta de la/s misma/s. Existen varias metodologías para la búsqueda de fugas: Sonda Multisensor (MSP), Tecnología Infrarrojos (IRT), Ultrasonidos...; sin embargo éstas ofrecen ciertas incertidumbres o son de coste elevado. El método comúnmente utilizado para la detección de fugas es el del gas de traza o indicador, utilizándose helio (He) ó hexafluoruro de azufre (SF₆). El SF₆ es 4 órdenes de magnitud más sensible, sin embargo, su reconocimiento como gas de efecto invernadero limita su uso en algunas organizaciones (EPRI, 2001). El He es una gas de traza excelente porque es el más ligero de los gases inertes, y por lo tanto penetra fácilmente por las fugas pequeñas, asimismo, está disponible a un coste razonable y es completamente inocuo y no reactivo (Varian, 2003).

Bajo este contexto se ha elaborado el presente artículo, que tiene como objetivo establecer un procedimiento de aplicación sistemática de la prueba de He para la detección de entradas de aire en condensadores de Centrales Térmicas. Finalmente se ilustra su aplicación, analizando un caso real en un Condensador de una Central Térmica de 550 MW.

2. PROPUESTA METODOLÓGICA

La detección de fugas mediante un gas de traza en cualquier equipo estanco requiere un diferencial de presión

entre el interior y el exterior del componente en prueba, de forma que el gas es esparcido en la zona de mayor presión y migra a través de las fugas o escapes a la zona de menor presión.

La prueba de He en un condensador de superficie, consiste en rociar el gas en las proximidades de éste y en aquellos componentes que se encuentren sometidos a vacío. El He se desplaza a través de los escapes a la carcasa del condensador, a la zona de gases incondensables, de donde será extraído mediante los eyectores de vapor, junto con el resto de gases presentes (O₂, CO₂, etc.). La fuga es identificada cuando una muestra de incondensables contiene una traza de He al pasar por un espectrómetro de masas situado en un eyector y muestra una gráfica similar a la de la Figura 7, el tiempo de respuesta depende de la proximidad al eyector, en general el tiempo de respuesta no excede de 20 segundos, si en este tiempo no ha habido respuesta, se puede desplazar la prueba emplazamiento. Si por el contrario ha habido respuesta positiva, hay un incremento de la línea base, dado por la tasa de respuesta, se debe esperar, el tiempo de fondo para estabilizar la línea base a los valores originales, esto puede durar entre 5 y 6 veces el tiempo de respuesta dependiendo de la magnitud de la misma.

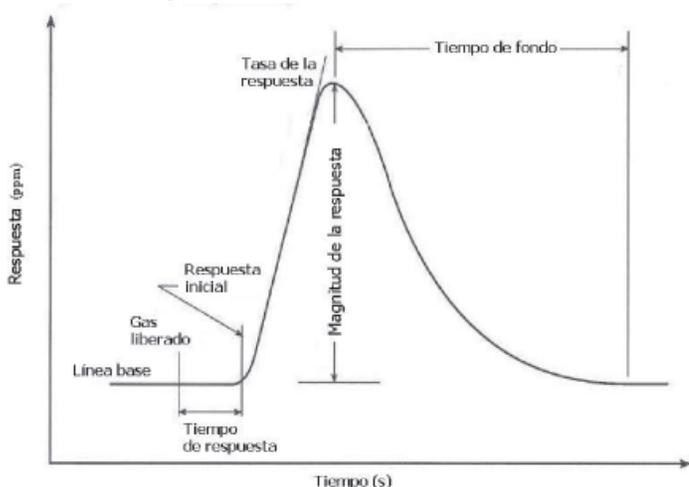


Figura 7: Respuesta tipo espectrómetro de masas (EPRI, 2008)

La interpretación de la señal requiere la evaluación de la magnitud, el tiempo de respuesta, la pendiente y el tiempo de fondo de la señal de respuesta, teniendo en cuenta:

1. Si dos zonas de ensayo próximas muestran picos de magnitud iguales o casi iguales, la que muestre menor tiempo de respuesta, se asocia con la localización de la fuga.
2. La inclinación de la pendiente se refiere a la rapidez con que el gas es arrastrado a la fuga. Si las magnitudes y los tiempos de respuesta de varias tomas son similares, una mayor pendiente de subida, es decir, un menor tiempo transcurrido entre el inicio de la señal y el pico de la señal, indica en qué toma se localiza la fuga o la pérdida más significativa en caso de haber varias.

3. Alternativamente si las diferencias son imperceptibles, observando el tiempo de fondo, es decir, el tiempo desde el pico de la señal hasta su vuelta a fondo, para las indicaciones de igual magnitud, aquella que tenga menor tiempo será que la ubicación de la toma está más cerca de la fuga.

La aplicación del He implica cierta destreza, ya que en el entorno de una Planta, múltiples fugas pueden coexistir en las proximidades, por lo que se debe aislar una fuga específica del resto, para lo cual, la liberación del gas se hace en la periferia de los primeros componentes manteniendo la distancia del gas del resto y se toma nota del tiempo de fondo. El proceso se repite para el resto de componentes.

El equipo necesario para la prueba, incluye:

- Equipo de inyección de gas: botellas de He, provistas de manorreductores con sonda para liberación del gas.
- Equipo de muestreo: que se encuentra instalado en un eyector de servicio. Como se requiere una muestra seca, consta de una bomba de vacío, un serpentín integrado en hielo, seguido de dos secadores en serie antes de entrar en el analizador.
- Analizador de gases: es un espectrómetro de masas de He, el cual, ioniza los gases en vacío, acelera los iones a través de un voltaje fijo, y después separar los iones haciéndolos pasar por un campo magnético. Una ranura, adecuadamente ubicada, permite que sólo pasen y sean reunidos los iones de He. La corriente resultante es amplificada, y un gráfico de barras como el de la Figura 8, indica la presencia y la cantidad de He.

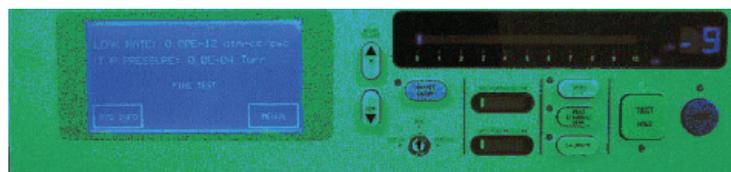


Figura 8: Visualización gráfico de barras espectrómetro de masas 959 (Varian, 2003)

Una vez instalado el equipo, es preciso realizar un “disparo” de prueba de He con el propósito de comprobar el correcto montaje y funcionamiento del equipo, y establecer un tiempo de respuesta base para comparar con todas las lecturas posteriores (rango normal 30-45 s).

Los intentos de cuantificar el tamaño de fuga dentro de esta metodología, permite designaciones como “pequeña”, “media” o “alta” para caracterizar la fuga en función de las divisiones en las lecturas del espectrómetro de masas, según la Figura 8.

Finalmente, se plantea un procedimiento de búsqueda ordenada y sistemática, registrando los componentes que se hayan inspeccionado, con el objetivo de evitar pérdidas de tiempo en fugas ya encontradas.

La búsqueda de fugas debe comenzar en el piso de turbina, en un extremo de la máquina y continuar en ese mismo piso,

incluyendo los equipos sometidos a vacío, hasta llegar al otro extremo. Luego se procede de manera similar en los pisos inferiores, es decir, la prueba debe hacerse de arriba hacia abajo, ya que la combinación de calor de convección con la ventilación normal del edificio hacen que el flujo de aire desplace al He hacia arriba. Al comenzar la prueba en los pisos elevados, la posibilidad de confusión se reduce.

de trabajo y 3 botellas de He, empleando un mínimo de 2 personas, una se dedica a inyectar el gas por las distintas zonas susceptibles de fuga, y otra en el equipo final para interpretar los resultados, ambos comunicados mediante radio enlace. En la realización de la prueba no se realizó ninguna medida de seguridad especial, se aplicaron los EPI,s adecuados de cualquier instalación industrial, como precaución

I. Piso Turbina	II. Piso Intermedio	III. Piso Bajo
A. Turbinas de Baja Presión	A. Junta expansión turbina-condensador	A. Penetraciones Condensador
1. Sellos y bridas	B. líneas de eliminación de aire	1. Líneas de condensado
2. Discos de ruptura	1. Líneas	2. Drenajes calentadores
3. Bocas de hombre	2. Válvulas de aislamiento	B. Bridas de caja de agua
4. Línea reparto vapor (Crossover)	3. Válvulas rompedoras de vacío	C. Pozo caliente
a. Juntas de expansión	C. Calentadores agua alimentación	1. Transmisores de nivel
b. Penetraciones de turbina	1. Montados en el cuello del condensador	2. Líneas de condensado
5. Penetraciones de turbina bajo la falda	a. Penetraciones juntas de expansión	D. Soportes condensador
a. Penetraciones de carcasa	2. Montados en Planta	E. Bombas de condensado
b. Penetraciones de sensores	a. Líneas de extracciones de vapor	1. Filtros de aspiración
c. Válvulas, líneas, varios, etc	1. Juntas acero inoxidable	2. Juntas expansión y bridas
B. Bombas de agua de alimentación	2. Costuras de soldadura	3. Junta del eje
1. Turbina de vapor	b. Carcasa calentadores	F. Equipo eliminación incondensables
a. Sellos y bridas	c. Válvulas seguridad	1. Eyectores de vapor
b. Discos de ruptura	d. Drenajes	a. Bridas y conexiones roscadas
C. Drenajes de válvula de parada	D. Bocas de hombre condensador	b. Condensador intermedio
d. Válvula aislamiento conducto vapor escape	E. Sección superior cajas de agua	c. Junta purga condensado
e. Juntas expansión conducto vapor de escape	F. Drenajes válvula parada	d. Válvulas aislamiento
	a. Antes del asiento	e. Drenajes
	b. Después del asiento	
	G. Tanque drenajes calentadores	
	H. Condensador vapor de sellos	

Tabla 2: Zonas y componentes que deben ser inspeccionados

Por otro lado, el registro de componentes, a modo de “check-list” debe ser incluido en el procedimiento de la prueba, para asegurar que todos los componentes que puedan contribuir a las entradas de aire al sistema son inspeccionados y además, facilitar el análisis detallando el orden en que se realiza la prueba. Se inicia, con la revisión de los diagramas de flujo de la Planta para establecer los límites de inspección (puntos no sometidos a vacío); y posteriormente se hace una visita a campo conjuntamente con el personal de planta para identificar los equipos.

3. APLICACIÓN PRÁCTICA

Se ilustra la metodología propuesta, aplicándola al caso real de un condensador de superficie de una Central Térmica de 550 MW, que utiliza agua de mar como agua de circulación. El tiempo medio de la revisión total de la instalación y botellas de helio empleadas dependerá de las dimensiones de la instalación, en nuestro caso fueron 2 días

especial en los paros de la prueba, las botellas de gas (He) se comprobaba que estuviesen aseguradas correctamente. Lo habitual para realizar esta prueba es subcontratar a una empresa especializada, que cuente con dos operarios: uno para la inyección del gas con cualificación media, y otro para la interpretación de las respuestas con cualificación alta.

El condensador lo diseñó *Asea Brown Boveri* (ABB) y consta de dos carcasas, una por cada cuerpo de la turbina de baja presión. Sus parámetros fundamentales se resumen en las Tablas 3 y 4:

Nº de carcasas	2
Nº de pasos por tubos	1
Nº de tubos por carcasa	18.000
Ø Tubo (mm)	25,4
Longitud del tubo (mm)	9.600
Espesor del tubo	0,5
Material tubo	Titanio

Tabla 3: Datos de diseño geométrico del condensador

caudal de descarga de turbina (kg/s)	140
Energía del vapor (kW)	328,3
Vacío abs.(mbar)	41,4/52,4
Tª agua circulación a la entrada (°C)	20/24,78
Caudal de agua circulación (m³/s)	16,78

Tabla 4: Datos de condiciones de operación del condensador

Cada carcasa del condensador tiene dos pasos por tubos paralelos de agua de circulación, de forma que ésta tiene una configuración seriada.

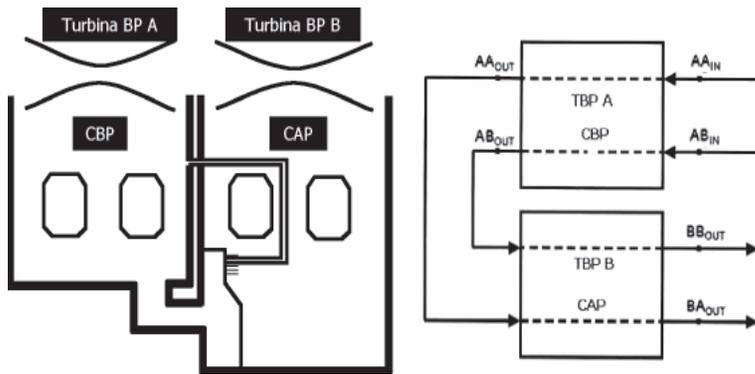


Figura 9. Diagrama de Flujos en el condensador estudiado, Central 550 MW

Se hace referencia de acuerdo con su correspondiente cuerpo de turbina de baja presión, es decir, la carcasa de la turbina de baja presión A (TBP A) corresponde a la carcasa de baja presión del condensador (CBP), mientras que la carcasa de la turbina de baja presión B (TBP B) corresponde a la carcasa de alta presión del condensador (CAP), véase Figura 9.

El sistema de extracción de incondensables consta de 3 x 50% eyectores de vapor, es decir, que sólo son necesarios por diseño 2 quedando uno en reserva, fabricados por *Hick Hargreaves & CO LTD*, y cada eyector posee dos etapas.

Se ha observado que el condensador posee un historial de bajo rendimiento, por lo que se sospecha que puedan existir entradas de aire, por ello se plantea aplicar la metodología del test de He descrita.

3.1. DATOS INICIALES

A continuación, se muestran los valores de los parámetros de control:

Presión en el condensador

La instrumentación necesaria para medir la presión en el condensador con mayor precisión es como la que se muestra en la Figura 10, con tres transmisores de presión (dos por encima y uno por debajo del haz tubular) por cada carcasa del condensador, de forma que se obtenga un promedio de la presión exacta.

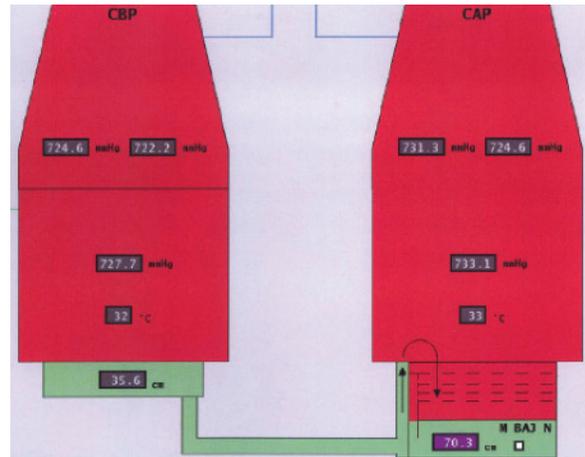


Figura 10: Distribución de transmisores de presión en el condensador

Alta Presión en el condensador, según Figura 11, donde los valores de presión deberían ser de 730 mmHg en CBP y 722 mmHg en CAP, y se aprecia una oscilación importante:

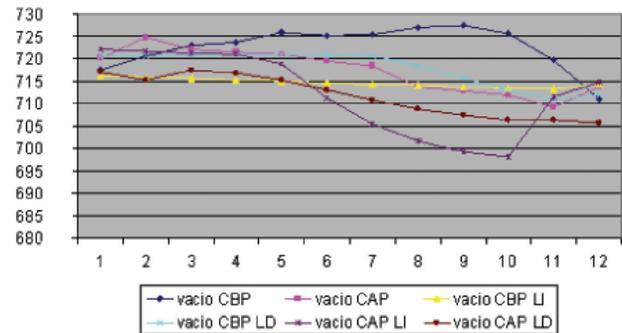


Figura 11: Oscilación de la presión en el condensador

- Alto nivel de Oxígeno Disuelto: el valor objetivo debería ser 10 ppb (EPRI, 2008) y se ha observado 30 ppb.
- En la Figura 12 se muestra el número de eyectores en servicio desde el año 1998, obsérvese que desde el año 2001 la Operación se realiza con tres eyectores de servicios simultáneamente, cuando lo ideal sería sólo dos según diseño, y mantener el tercero en reserva.

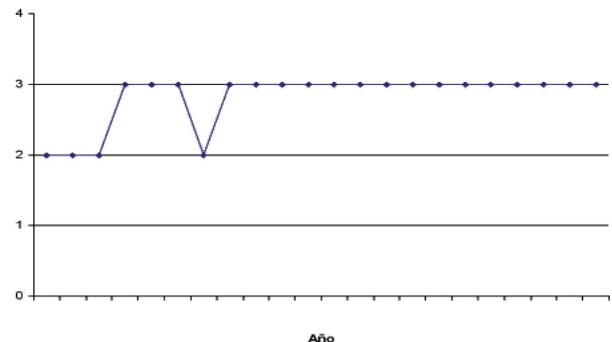


Figura 12: Número de eyectores en servicio

Con los tres factores mencionados, está justificado realizar un test de He para comprobar las posibles entradas de aire.

3.2. TEST DE HELIO

El test de He se aplicó al tren de la turbina de baja presión y al condensador, con el propósito de verificar la estanqueidad de los componentes sometidos a vacío. Previo a la prueba se realizó una ronda de por el ciclo, para examinar las posibles zonas de fuga y establecer un registro de inspección *Check-list*.

Para la prueba, se utilizó un espectrómetro de masas de He, modelo *Varian 959*, que se conectó a la tubería de incondensables del eyector C, para tomar la muestra de He. El disparo de prueba, se realizó a través de una conexión a una válvula del tanque de drenajes, Figura 13.

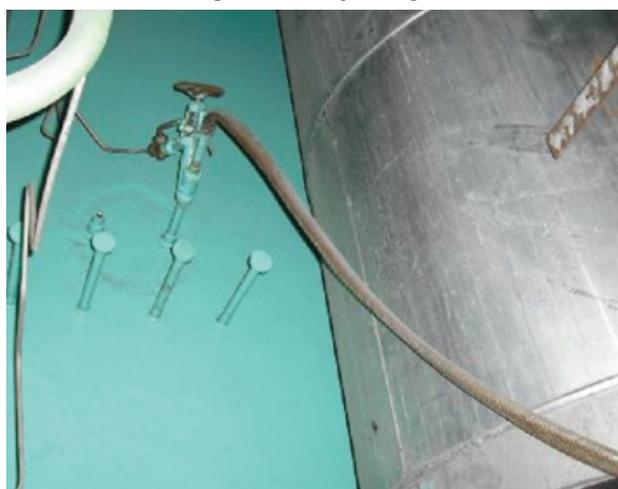


Figura 13: Válvula de inyección del disparo de prueba

La comunicación entre los operador de monitorización y el de rociado de He, se estableció a través de dos radios

Carcasa	Piso	Lado	Localización	Comentario	Magnitud
A	2	Izquierdo	Falda/Instrumentación	Fuga Termopar	Alta
B	2	Izquierdo	Falda/Instrumentación	Fuga Termopar	Pequeña
B	1	Izquierdo	Junta expansión	Fuga detectada	Media
B	1	A mitad	Junta expansión	Fuga detectada	Media
B	1	Final	Junta expansión	Fuga detectada	Media
B	1	Derecho	Junta expansión	Fuga detectada	Media
A	1	Izquierdo	Junta expansión	Fuga detectada	Media
A	1	A mitad	Junta expansión	Fuga detectada	Media
A	1	Final	Junta expansión	Fuga detectada	Media
A	1	Derecho	Junta expansión	Fuga detectada	Media
A	1	Derecho	Calentador nº 3	Fuga detectada	Pequeña
-	1	Derecho	Sellado condensador	Fuga detectada	Pequeña
A	0	Izquierdo	Conexiones	Fuga detectada	Pequeña
B	0	Izquierdo	Conexiones	Fuga detectada	Pequeña
B	0	Final	Instrumentación/Indicador de nivel	Fuga detectada	Pequeña
B	0	Final	Calentador 1B-2B/Drenaje de emergencia	Fuga detectada	Pequeña

Tabla 3: Localización de las entradas de aire detectadas por el test de He

inalámbricos. La unidad estaba operando al 95% de la carga base y la presión en el condensador era de 35 mmHg.

4. RESULTADOS

Mediante el Test de He, se han identificado varias entradas de aire en el tren de la turbina de baja presión y el condensador. La localización de las mismas, así como su tamaño se muestra en la siguiente Tabla 3.

En cuanto a los resultados obtenidos, cabría destacar que la mayor fuente de fuga encontrada ha sido en el conducto de un termopar, en el lado izquierdo de la falda de la turbina de baja presión A, y a raíz de su localización, el personal de planta procedió a su reparación como se muestra en la figura 14 a) y b).

En la Figura 15 se observa la mejora en el vacío del condensador de 6 mmHg, inmediatamente después de la reparación. Según los valores de la tabla 1, esto puede suponer un ahorro cercano a los 400.000 \$ al año. Otro parámetro de monitorización del condensador que se ve afectado, es la disminución de temperatura del pozo caliente, debido a que con la mejora de vacío la presión en el condensador es menor, y por consiguiente la temperatura de saturación del vapor de agua asociada a dicha presión.

Las resto de fugas identificadas, o bien su reparación no implica una contribución a la mejora del vacío debido a su tamaño, o bien sólo se pueden reparar en fase de parada de la Central.

El tamaño de las fugas en la junta de expansión se clasificó como “media”, pero dado que esta fuente de fuga se ha observado en todos los lados de cada carcasa del condensador, el impacto acumulado de todas ellas, debe ser clasificado como “alto”.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se ha demostrado la importancia de la detección de fugas en condensadores de Centrales Térmicas, se ha visto la eficacia del test de He, puesto que es un gas inocuo y se puede emplear con la Central en Operación normal, permitiendo incluso pequeñas reparaciones sin parada de la misma. Así se ha puesto de manifiesto que la eficacia en el control y seguimiento de las entradas de aire en los condensadores de las Unidades Generadoras de energía eléctrica, son de vital importancia para la



Figura 14: a) Localización de fuga en conducto termopar b) fuga reparada

optimización del ciclo termodinámico, lo cual repercute directamente en la disminución de los costes, y por tanto en la mejora de beneficio.

Además queremos realizar las siguientes recomendaciones, como posibles pasos a seguir deducidos de la aplicación de esta prueba, y que deberían ejecutarse para eliminar los factores que puedan contribuir a reducir el rendimiento del sistema:

1. Inspeccionar, la posible existencia de fisuras en el perímetro de la junta de expansión. Esto se debe hacer durante una parada o revisión de Grupo. Para ello se pueden utilizar para su evaluación Ensayos No Destructivos (END) tales como Líquidos Penetrantes (LP), rayos X, Ultrasonidos (UT).
2. Para discriminar el responsable del aumento de presión en el condensador, se propone la instalación de tomas de presión en las líneas de extracción de incondensables, y poder conectar instrumentación de precisión (MSP) y monitorizar desde la Sala de Control, midiendo por un lado la cantidad precisa de aire en el condensador y al mismo tiempo, la capacidad de extracción de los eyectores.

Las mayores dificultades encontradas en la aplicación del método descrito son:

1. La interpretación de las respuestas del espectrómetro de masas, que requiere cierta experiencia.
2. Discriminar las entradas de aire en un entorno de múltiples fugas próximas, sin falsear la medida, a la hora de cuantificarla.

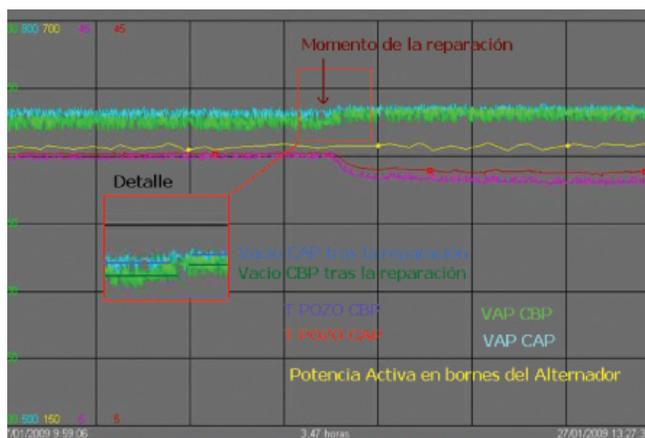


Figura 15: Mejora de la presión de vacío en el CBP y CAP

TABLA DE ABREVIATURAS EMPLEADAS

Abreviatura	Significado
CE	Consumo Específico
Tep	Toneladas Equivalentes de Petróleo
Ppb	Partes Por Billón
OD	Oxígeno Disuelto
CBP	Condensador Baja Presión
CAP	Condensador Alta Presión
TBP A	Turbina Baja Presión A
TBP B	Turbina Baja Presión B
MW	Megawatios
h	Entalpia
s	Entropía
mmHg	Milímetros de Mercurio
MSP	Sonda Multisensor
IRT	Tecnología Infrarrojos
END	Ensayos No destructivos
UT	Ultrasonidos
LP	Líquidos Penetrantes

6. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de la Energía (AIE). 2009. "World Energy Outlook, Resumen Ejecutivo". [en línea] [Consulta: 10 de abril de 2010]. Disponible en la Web: http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WE02009_es_spanish.pdf
- Electric Power Research Institute (EPRI). 2001. "Condenser Application and Maintenance Guide", Palo Alto, CA:2001. 1003088.
- Electric Power Research Institute (EPRI). 2000. "Condenser In-Leakage Guidelines", Palo Alto, CA:2000. TR-112819.
- Electric Power Research Institute (EPRI). 2008. "Air In-Leakage and Intrusion Prevention Guidelines", Palo Alto, CA:2008. 1014125.
- Fernández-Benítez JA. *Centrales Termoeléctricas Convencionales*. 2004, capítulo 18. ISBN: 84-609-3442-X.
- Garrido AJ. "Cálculo de las características principales de los condensadores de superficie" *DYNA Ingeniería e Industria*. 1969. Vol.1, p 1. ISSN 0012-7361.
- ONU (Organización de las Naciones Unidas). 1998. Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. FCCC/INFORMAL/83. Disponible en la Web <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>. [Consulta: 15 de mayo de 2010]
- Red Eléctrica de España (REE). 2009. "Avance del informe 2009. El Sistema Eléctrico Español". [en línea] [Consulta: 10 de abril de 2010] Disponible en la Web: http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- UNESA (Asociación española de la industria eléctrica). 2010. [en línea] [Consulta: 10 de noviembre de 2010] Disponible en la Web: <http://www.unesa.net>
- Varian "Detector de Fugas Espectrómetro de Masas por Medio de Helio. Modelo serie 959", Manual de funcionamiento. 2003. [en línea] [Consulta: 17 de abril de 2010] Disponible en la Web: <http://www.varianinc.com/image/vimage/docs/products/vacuum/manuals/leakdetect/shared/959ops.pdf>