

Control del Rendimiento y Diagnóstico Termoeconómico de Centrales Termoeléctricas

Jesús A. Remiro y Miguel A. Lozano

GITSE, Dpto. de Ingeniería Mecánica, C/ Maria de Luna s/n, 50018 Zaragoza-España
(e-mail: mlozano@unizar.es)

Resumen

En este artículo se muestra como el diagnóstico termoeconómico ayuda al ingeniero a detectar las anomalías de funcionamiento que disminuyen la eficiencia de una central termoeléctrica, a identificar los equipos en que se producen y a estimar su impacto en consumo adicional de combustible según dos métodos complementarios. Se explican los fundamentos del diagnóstico comunes a ambos métodos y el modo particular en que cada uno de ellos determina el impacto de combustible debido al mal funcionamiento de los equipos. Los métodos se aplican al diagnóstico de la operación de una central y se analiza la calidad de los resultados tomando en consideración las incertidumbres de los datos.

Palabras clave: diagnóstico energético, coste exergético, rendimiento, termoeconomía

Performance Monitoring and Thermoeconomic Diagnosis of Thermal Power Plants

Abstract

This paper outlines how thermoeconomic diagnosis helps plant personnel to detect possible malfunctions that affect the efficiency of a thermal power plant, to identify the components where these malfunctions have occurred and to calculate their impact on fuel consumption. Two methods of evaluating the contribution of the plant components to overall performance deviation are presented. The theoretical background on which both methods are based is given first, followed by a description of how the deviations caused by each component can be isolated in each method. The proposed methods have been applied to a thermal power plant allowing to diagnose the operation of the plant as well as to evaluate the validity of the performed analysis taking into account the uncertainties of the measured data.

Keywords: energy diagnosis, exergetic cost, performance, thermoeconomics

INTRODUCCIÓN

El diagnóstico de la operación de un sistema energético consiste en descubrir e interpretar los signos de un mal funcionamiento de los equipos que lo componen y cuantificar sus efectos en términos de consumo adicional de recursos; es decir, saber dónde, cómo y qué parte del consumo global de recursos puede ser ahorrado, manteniendo constantes la cantidad y especificaciones de los productos del sistema, así como los condicionantes externos que afectando a su comportamiento no pueden ser manipulados por el operador (Lozano et al., 1994).

El diagnóstico de los sistemas energéticos forma parte de las estrategias de mantenimiento correctivo. Una vez que se conoce, a través del diagnóstico, el mal comportamiento de ciertos equipos y su efecto individualizado sobre el consumo adicional de recursos del sistema con relación a una referencia, cabe aprovechar esta información para mejorar la operación tomando las acciones correctivas pertinentes. En el caso de las centrales termoeléctricas el mal funcionamiento de ciertos equipos como las calderas comienza a tener un gran impacto económico incluso para pequeñas desviaciones de su comportamiento con respecto al esperado por diseño (Rodríguez et al., 2002). Por ello deben buscarse unos resultados del diagnóstico que tengan la máxima certidumbre compatible con la cantidad y calidad de medidas disponibles (Lozano y Remiro, 2000). También resulta deseable que el diagnóstico sea en tiempo real para facilitar el mantenimiento rápido de la central tras detectar los primeros síntomas de degradación del comportamiento de los equipos. En definitiva, un buen sistema de diagnóstico debería aprovechar toda la instrumentación disponible en planta y en todo momento (Gay et al., 2004).

Los procedimientos normativos, como por ejemplo las ASME Performance Test Codes, fueron concebidos, sobre todo, como test de aceptación de los equipos, y son fuentes de información muy útiles para diseñar los procedimientos de diagnóstico en tiempo real de los sistemas energéticos. Pero padecen de dos inconvenientes serios: uno es la rigidez en el tratamiento de la información, que puede ser superado utilizando técnicas de reconciliación de datos (Veverka y Madron, 1997); y otro su carácter aislado y local

(equipo a equipo) que impide un análisis directo del efecto de la degradación del comportamiento de los equipos en el conjunto del sistema (ASME, 1993). Para superar esta limitación se han propuesto en años recientes distintos métodos de diagnóstico que se han aplicado tanto en centrales termoeléctricas convencionales (Prasad et al., 1999) como a centrales de ciclo combinado con turbina de gas (Mathioudakis et al., 2002). Entre ellos se encuentran los métodos de diagnóstico termoeconómico que utilizan el concepto de coste exergético (Lozano y Valero, 1993) para valorar el consumo de combustible debido a las irreversibilidades locales. Una revisión de los métodos de diagnóstico termoeconómico puede verse en Lazzareto et al. (2006).

En este artículo se muestran los fundamentos de los métodos modernos de diagnóstico y se aplican a la central termoeléctrica de la Fig. 1.

MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO

La teoría del diagnóstico debe explicar la desviación en el consumo de recursos con respecto a una referencia. La explicación puede darse a partir de las desviaciones que han sufrido las variables medidas en la prueba de rendimiento, pero de este modo resulta difícil inferir las verdaderas causas de la ineficiencia del sistema energético. La causa primera de la desviación en el consumo de recursos del sistema, a excepción de lo que puedan suponer los cambios en las condiciones ambientales o la programación defectuosa de los sistemas de control, es la degradación o derrota del funcionamiento de los equipos. Los objetivos de la teoría del diagnóstico son: i) definir unos parámetros de diagnóstico adecuados para los equipos que sean calculables a partir de las medidas, ii) obtener sus desviaciones con respecto a una referencia, y iii) calcular los efectos de estas desviaciones sobre el consumo global de recursos. El estado de referencia del sistema energético representa el límite de ahorro en el consumo de recursos que se puede conseguir con acciones correctas de mantenimiento. El estado de referencia se caracteriza porque no existen malfunciones o derrotas en los equipos, es decir, los equipos se comportan según diseño aunque no funcionen necesariamente a régimen nominal, y porque la demanda del sistema y las condiciones no controlables por el operador toman los valores de la prueba de rendimiento.

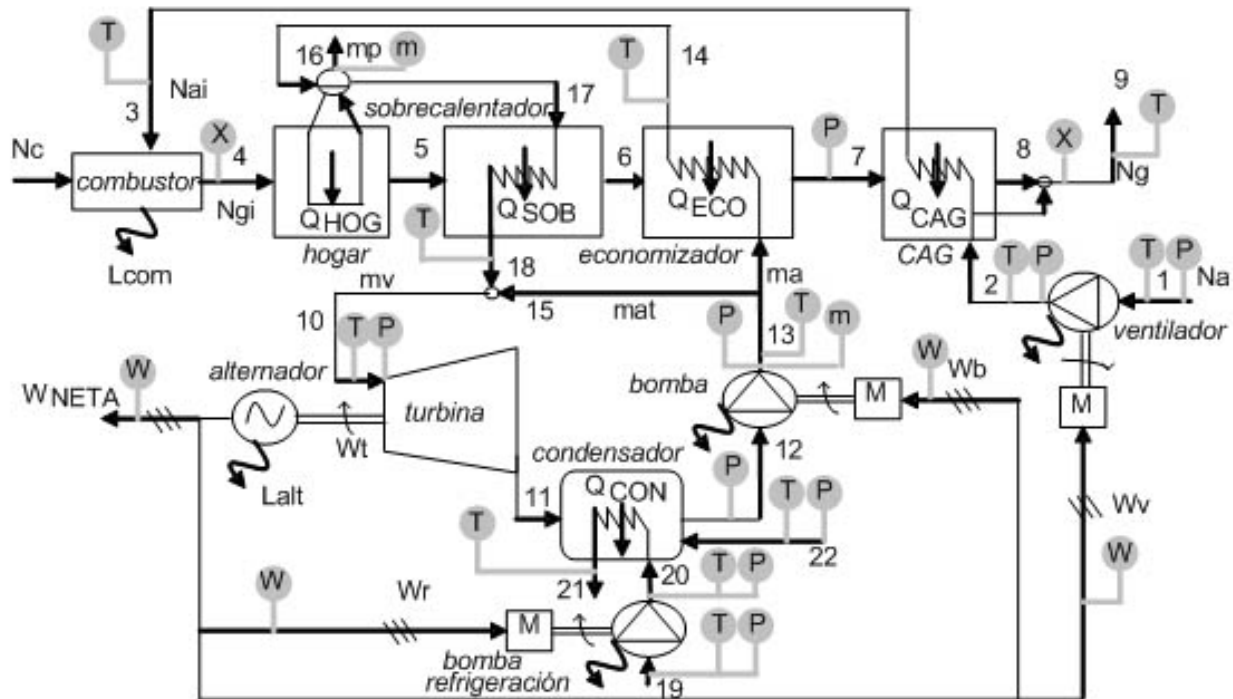


Fig. 1: Diagrama de flujos de la central termoeléctrica indicando las medidas disponibles

La expresión matemática del diagnóstico de un sistema energético es una ecuación que relaciona el consumo adicional de recursos del sistema con las desviaciones de los parámetros de diagnóstico de sus equipos j

$$F^O - F^R \cong \sum_j (\delta F / \delta f)_j (f^O - f^R)_j \quad (1)$$

donde F es el consumo global de recursos del sistema, f es un parámetro de diagnóstico característico del equipo, O y R indican condiciones reales de operación y de referencia, respectivamente. La ecuación (1) expresa el consumo adicional $F^O - F^R$ como un sumatorio de términos asociados a las malfunciones de los equipos $f^O - f^R$. El diagnóstico de la operación del sistema requiere: i) calcular el estado de operación O a partir de un conjunto suficiente de medidas, ii) establecer el estado de referencia R a partir del conocimiento del sistema energético (diseño), y iii) determinar el efecto de la malfunción de cada equipo sobre el consumo de recursos.

Un buen método de diagnóstico nos ayudara a definir los parámetros f adecuados para los equipos y a estimar el consumo marginal de recursos globales $\delta F / \delta f$ que implica su variación.

A continuación se analizan distintos métodos de diagnóstico de centrales termoeléctricas.

Diagnóstico convencional

Los procedimientos normativos fueron los primeros en afrontar el diagnóstico de las centrales. Su objetivo primordial es calcular los rendimientos energéticos de los equipos individuales. Para ello seleccionan los conjuntos de medidas más convenientes y establecen procedimientos de cálculo que indican incluso la secuencia de resolución de las ecuaciones. Sus ventajas aprovechables en el diagnóstico son: i) una definición precisa de las variables, ecuaciones y proceso de cálculo, y ii) una selección apropiada de las medidas a realizar y la instrumentación a emplear, garantizando la certidumbre de los resultados con un coste económico razonable.

La debilidad de los procedimientos normativos proviene de su rigidez en el tratamiento de la información. No ofrecen soluciones cuando falla alguna de las medidas ni aprovechan la disponibilidad de medidas redundantes. Otra limitación de los procedimientos normativos es que, por su carácter aislado y local, no permiten el diagnóstico global; es decir, aunque permiten obtener la desviación de los parámetros de eficiencia de los distintos equipos con relación al estado de referencia, no son capaces de valorar los efectos de estas desviaciones sobre el consumo global de recursos del sistema.

Los métodos convencionales de diagnóstico proponen un análisis del sistema por contabilidad energética para lo que calculan la energía de sus flujos de recursos, productos y pérdidas. En los últimos años han ido incorporando también la contabilidad exergética y la comparación del estado de operación del equipo o planta con el de referencia.

En la Tabla 1 se dan las medidas disponibles, junto con sus incertidumbres asociadas, para

una prueba de rendimiento realizada en la central tomada como ejemplo (ver Fig. 1).

La Tabla 2 muestra el balance exergético de la central en las condiciones de operación y referencia, desglosando el incremento del consumo de combustible de la central en los flujos de pérdidas de exergía al ambiente y en las exergías destruidas en los equipos. Esta información resulta insuficiente para el buen diagnóstico del funcionamiento de la central.

Tabla 1: Medidas de la prueba de rendimiento

Condiciones ambientales		Medidas internas	
T ₁	25,0 ± 0,2 °C	m ₁₃	56,63 ± 0,15 kg/s
P ₁	1,0 ± 0,005 bar	T ₁₃	51,11 ± 0,2 °C
T ₁₉	28,5 ± 0,1 °C	P ₁₃	67,779 ± 0,5 bar
P ₁₉	1,0 ± 0,010 bar	T ₂₀	28,51 ± 0,2 °C
T ₂₂	25,0 ± 0,1 °C	P ₂₀	1,8454 ± 0,020 bar
P ₂₂	1,0 ± 0,01 bar	T ₂	29,96 ± 0,2 °C
P ₁₂	0,1261 ± 0,0015 bar	P ₂	1,0484 ± 0,005 bar
Consignas de control		T ₁₄	265,27 ± -2,0 °C
W _{NETA}	50000 ± 40 kW	T ₃	333,34 ± 0,7 °C
T ₁₀	500,0 ± 3,5 °C	T ₁₈	551,97 ± 3,5 °C
P ₁₀	60,0 ± 0,4 bar	T ₉	182,74 ± 0,5 °C
O _{2i}	1,8 ± 0,025 % vol	T ₂₁	38,98 ± 0,5 °C
Medidas externas		P ₇	1,0263 ± 0,010 bar
m _p	0,50 ± 0,002 kg/s	W _b	533,6 ± 1,0 kW
O _{2e}	2,3 ± 0,041 % vol	W _v	419,7 ± 1,0 kW
L _{com}	1,0 ± 0,1 %	W _r	324,0 ± 2,0 kW
		L _{alt}	2405 ± 20 kW

Tabla 2: Balance exergético de la central termoeléctrica

FLUJOS	REFERENCIA		OPERACIÓN		DIFERENCIA (kW)
	Exergía (kW)	(%)	Exergía (kW)	(%)	
ENTRADAS (FUEL)					
Combustible	193236,0	100,00	204338,0	100,00	11102,0
SALIDAS UTILES (PRODUCTO)					
Potencia eléctrica neta	50000,0	25,87	50000,0	24,46	0,0
PERDIDAS DE EXERGÍA					
Flujo gases de escape	1258,2	0,65	2951,7	1,44	1693,5
Calor en Condensador	3624,4	1,88	3839,3	1,88	214,9
DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA					
Turbina	15122,9	7,83	15848,1	7,76	725,2
Bomba Ciclo	129,7	0,07	147,8	0,07	18,1
Condensador	5714,8	2,96	6841,0	3,35	1126,2
Ventilador	351,1	0,18	416,3	0,20	65,2
Calentador aire-gases	2239,2	1,16	4035,4	1,97	1796,2
Combustor	48645,0	25,17	49155,1	24,06	510,1
Economizador	17595,0	9,11	20626,1	10,09	3031,1
Hogar-Sobrecalentador	45319,7	23,45	46624,3	22,82	1304,6
Bomba refrigeración	60,8	0,03	64,4	0,03	3,6
Atemperación vapor	1043,2	0,54	1384,5	0,68	341,3
Alternador	2132,0	1,10	2405,0	1,18	273,0
IRREVERSIBILIDAD TOTAL	143236,0	74,13	154338,0	75,54	11102,0

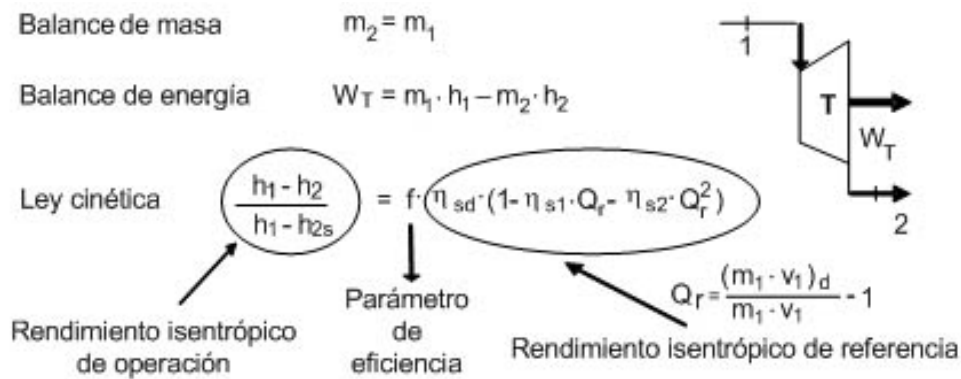


Fig. 2: Modelo matemático de una turbina

Diagnóstico energético por simulación

La idea central del diagnóstico energético por simulación es un modelo matemático global con carácter predictivo derivado de las leyes cinéticas de los equipos. Combinando en el mismo programa de cálculo las ecuaciones correspondientes a los diferentes equipos de la central puede determinarse la sensibilidad del consumo global de recursos frente a cambios en los parámetros de diagnóstico de los equipos individuales. En la Fig. 2 se representa como ejemplo el modelo matemático predictivo de una etapa de turbina. En este caso la ley cinética se expresa a través de una ecuación que relaciona el rendimiento isentrópico de la etapa de turbina, calculado a partir de propiedades termodinámicas de los flujos físicos dependientes de las medidas (operación), y el rendimiento isentrópico garantizado por el fabricante para las mismas condiciones de operación (referencia). El cociente entre los dos rendimientos constituye el parámetro de eficiencia f de la turbina. De forma semejante se han definido parámetros de eficiencia para otros equipos de la central a partir de otro tipo de leyes como las de transferencia de calor en intercambiadores, pérdidas de presión en conductos, rendimientos electromecánicos en motores y generador eléctricos, etc. (ver Tabla 4).

Con información detallada sobre el diseño de la planta resulta posible elaborar un modelo matemático predictivo de la misma y elegir un conjunto adecuado de parámetros para el diagnóstico que estará formado por tres subconjuntos. En primer lugar tenemos los parámetros que reflejan las malfunciones o derrotas de los equipos. Los denominaremos parámetros de eficiencia de los equipos (condiciones internas controlables) y el responsable de la operación de la planta tiene

en su mano adoptar las medidas pertinentes de mantenimiento correctivo. A continuación tenemos los parámetros de control (condiciones externas controlables) indicando la programación defectuosa de los sistemas de regulación, y que precisan la actuación del controlador de la planta para corregir sus efectos negativos (Verda y Borchellini, 2004). Finalmente el conjunto se completa con los parámetros de diagnóstico sobre los que no hay opción de actuar (condiciones externas no controlables) como son las condiciones ambientales y de cuyos efectos no cabe responsabilizar al personal implicado en la gestión de la planta.

Diagnóstico termoeconómico

El diagnóstico termoeconómico es otra forma diferente de realizar el diagnóstico. La Termoeconomía ofrece una explicación del proceso de formación del coste exergético de los flujos de un sistema energético, que puede ser aprovechada para diagnosticar su operación. La exergía de un producto es una propiedad termodinámica que se define como el mínimo trabajo técnico necesario para obtenerlo y es independiente del proceso teórico utilizado para ello. Puesto que los procesos reales son irreversibles resulta que la exergía necesaria para obtener un producto, denominada coste exergético, es función del proceso implicado en su formación. El coste exergético de un producto es pues su exergía más las exergías perdidas y destruidas en su producción. El cociente entre el coste exergético y su exergía es el coste exergético unitario k^* (Lozano y Valero, 1993). Este término tiene para el diagnóstico el significado de consumo marginal, calculado éste en términos de consumo adicional de exergía de recursos debido a la variación de la cantidad de producto expresada en exergía (Lozano et al., 1994).

El diagnóstico termoeconómico se plantea sobre una estructura productiva del sistema energético analizado. Esta estructura es un diagrama conceptual que expresa el objetivo productivo del sistema y sus equipos explicando como se encadenan las transformaciones energéticas en el proceso de formación de los flujos internos y productos del sistema (Frangopoulos, 1987). El mismo sistema puede ser representado mediante diferentes estructuras productivas (Arena y Borchiellini, 1999) pero al formular la estructura productiva deben cumplirse las siguientes reglas: i) los flujos de la estructura productiva se definen a partir de propiedades termodinámicas de los flujos físicos, ii) los recursos consumidos (fuel) por un equipo o subsistema de la estructura aparecen como flujos de entrada, mientras que su producto es el flujo de salida útil, y iii) el producto de cada equipo se utiliza como recurso o fuel de otros equipos y/o como producto final del sistema energético.

El funcionamiento de un equipo se caracteriza a través de los consumos exergéticos unitarios de recursos locales κ_{ij} , que relacionan el consumo local de recursos F_{ij} provenientes del equipo i que es necesario para producir una unidad de producto P_j en el equipo j . Es fácil comprender que estos coeficientes técnicos de producción son los parámetros de diagnóstico del método termoeconómico. El diagnóstico termoeconómico de la planta se obtiene a través de la fórmula

$$F^O - F^R \cong \sum_j [\sum_i k^*_i (\kappa_{ij}^O - \kappa_{ij}^R)] P_j \quad (2)$$

Esta fórmula indica que para una producción final fija de la planta, cada una de las malfunciones representadas por $\kappa_{ij}^O - \kappa_{ij}^R$ provocan un incremento en el consumo de recursos cuyo valor es $k^*_i (\kappa_{ij}^O - \kappa_{ij}^R) P_j$.

La Fig. 3 muestra la estructura productiva de la central. Se aprecia como los equipos de la caldera se han agrupado en dos subsistemas diferenciados por su función: por un lado el subsistema formado por combustor, calentador aire-gases y ventilador, cuya función es producir gases calientes (exergía térmica) a partir de la energía del combustible (exergía química); y por otro el subsistema formado por economizador, sobrecalentador y hogar, cuya misión es convertir la exergía de los gases en exergía (componente térmica) del vapor. A continuación se describe el proceso productivo. La exergía del combustible se

transforma en exergía de los gases en el combustor y CAG que se convierte a exergía térmica del vapor en los intercambiadores del generador. La exergía del vapor produce trabajo mecánico en la turbina que se transforma en electricidad en el alternador. Tras descontar la electricidad consumida en el ventilador y las bombas del ciclo y circuito de refrigeración, el resto constituye el producto final de la central. El condensador disminuye la entropía del flujo de condensado cerrando el ciclo; por lo tanto su producto se define como un flujo ficticio denominado negentropía que se consume en el resto de los equipos del ciclo de vapor. La bomba del ciclo aporta la exergía de presión que se consume en el generador de vapor y turbina.

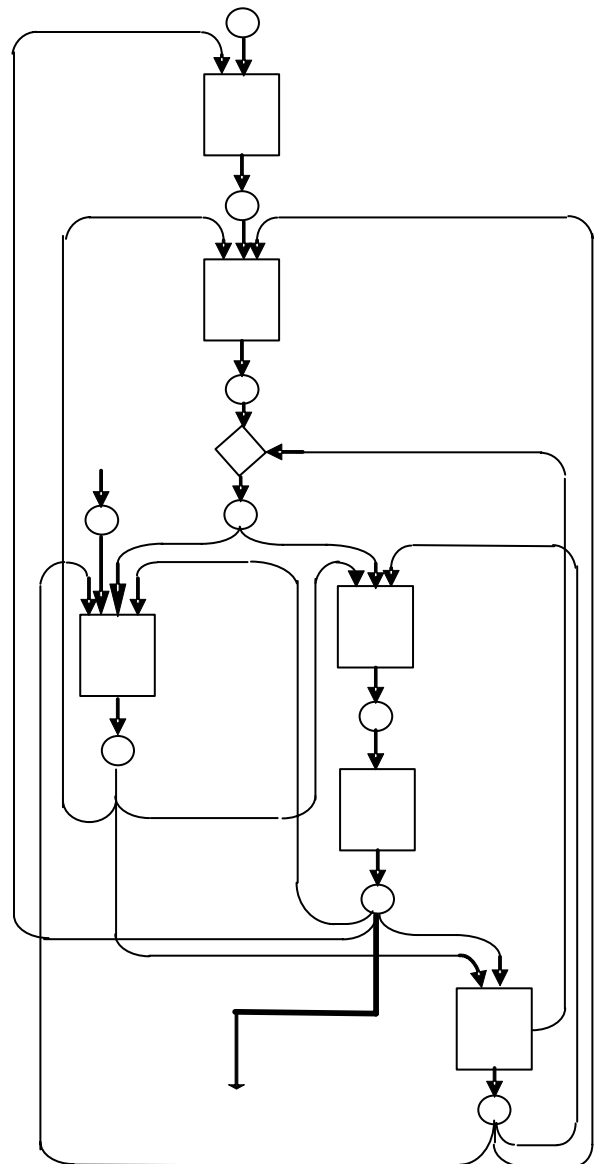


Fig. 3: Estructura productiva de la central

Tabla 3: Fuegos, productos y subproductos de la estructura productiva

FUNCION	FLUJO EXERGÉTICO	ORIGEN
1. Combustor, ventilador y calentador aire-gases		
Fuel	$F_{01} = N_c \cdot PCI$	0. Recurso global (combustible)
	$F_{61} = W_v$	6. Alternador
Producto	$P_1 = N_{gi} \cdot (b_4 - b_7)$	<i>Exergía térmica gases</i>
2. Generador de vapor		
Fuel	$F_{12} = N_{gi} \cdot (b_4 - b_7)$	1. Combustor, ventilador y calentador
	$F_{52} = (m_a + m_{at}) \cdot v_{13} \cdot (P_{13} - P^0) - m_v \cdot v_{13} \cdot (P_{10} - P^0)$	5. Bomba
	$F_{42} = (m_v \cdot s_{10} + m_p \cdot s_{16} - (m_a + m_{at}) \cdot s_{13}) \cdot T^0$	4. Condensador
Producto	$P_2 = m_v \cdot (b_{10} - v_{13} \cdot (P_{10} - P^0)) - (m_a + m_{at}) \cdot (b_{13} - v_{13} \cdot (P_{13} - P^0))$	<i>Exergía térmica agua-vapor</i>
3. Turbina		
Fuel	$F_{23} = m_v \cdot (b_{10} - v_{13} \cdot (P_{10} - P^0)) - m_v \cdot (b_{11} - v_{13} \cdot (P_{11} - P^0))$	2. Generador de vapor
	$F_{53} = m_v \cdot v_{13} \cdot (P_{10} - P^0) - m_v \cdot v_{13} \cdot (P_{11} - P^0)$	5. Bomba
	$F_{43} = m_v \cdot (s_{11} - s_{10}) \cdot T^0$	4. Condensador
Producto	$P_3 = W_t$	<i>Trabajo mecánico</i>
4. Condensador		
Fuel	$F_{24} = m_v \cdot (b_{11} - v_{13} \cdot (P_{11} - P^0)) - (m_v + m_p) \cdot (b_{12} - v_{13} \cdot (P_{12} - P^0))$	2. Generador de vapor
	$F_{54} = m_v \cdot v_{13} \cdot (P_{11} - P^0) - (m_v + m_p) \cdot v_{13} \cdot (P_{12} - P^0)$	5. Bomba
	$F_{64} = W_r$	6. Alternador
Producto	$P_4 = (m_v \cdot s_{11} + m_p \cdot s_{16} - (m_a + m_{at}) \cdot s_{12}) \cdot T^0$	<i>Negentropía</i>
5. Bomba		
Fuel	$F_{65} = W_b$	6. Alternador
	$F_{45} = ((m_a + m_{at}) \cdot (s_{13} - s_{12})) \cdot T^0$	4. Condensador
Producto	$P_5 = (m_a + m_{at}) \cdot (v_{13} \cdot (P_{13} - P^0) - v_{13} \cdot (P_{12} - P^0))$	<i>Exergía mecánica agua-vapor</i>
Subproducto	$S_{52} = (m_a + m_{at}) \cdot ((b_{13} - v_{13} \cdot (P_{13} - P^0)) - (b_{12} - v_{13} \cdot (P_{12} - P^0)))$	<i>Exergía térmica agua-vapor</i>
6. Alternador		
Fuel	$F_{36} = W_t$	3. Turbina
Producto	$P_6 = W_{NETA} + W_b + W_v + W_r$	<i>Electricidad</i>

Los fuegos, productos y subproductos de la estructura productiva de la Fig. 3 se definen en la Tabla 3 (Remiro, 2005).

En cada equipo de la estructura productiva se conserva el coste exergético (la suma de los costes exergéticos de los recursos es el coste exergético del producto). Los balances de costes de los equipos proporcionan el coste unitario de sus productos.

Como ejemplo véase en la Fig. 4 como el balance de costes para el subsistema 1 de la Fig. 3 determina el coste de la exergía térmica de los gases.

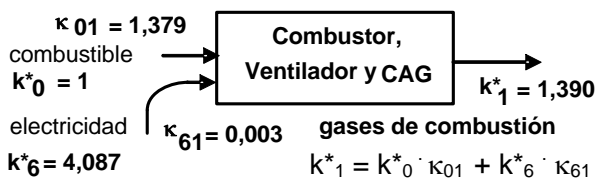


Fig. 4: Producción en el subsistema 1

RECONCILIACIÓN DE DATOS

Las tareas de diagnóstico conllevan conjuntos de datos diferentes, lo que produce cambios en el flujo de información que se procesa. Se debe determinar el estado de funcionamiento de la planta y sus parámetros de diagnóstico a partir de las medidas de una prueba de rendimiento. También hay que calcular el estado de referencia que corresponde a la hipotética operación más eficiente de la planta. Para afrontar estas situaciones y en general para aprovechar toda la instrumentación disponible en la central, el procedimiento de diagnóstico elaborado utiliza la reconciliación de datos.

La reconciliación consiste en resolver un programa de optimización que tiene como restricciones a las ecuaciones del modelo matemático de la planta incluyendo las leyes cinéticas y termoeconómicas usadas para el diagnóstico. El objetivo a minimizar es la diferencia entre las variables estimadas por el modelo matemático y las propias medidas.

Las ventajas de las técnicas de reconciliación son: i) afrontan las tareas de diagnóstico utilizando todas las medidas disponibles, no solo las medidas de un test de aceptación; ii) la certidumbre de los resultados es tan elevada como permite el conjunto de medidas disponibles; iii) calculan el estado de la planta con instrumentación insuficiente o redundante gracias a la clasificación de variables y ecuaciones; iv) detectan la descalibración de los instrumentos de medida aprovechando la disponibilidad de instrumentación redundante; y v) realizan el diagnóstico de unas zonas de la planta a pesar de que la medición sea insuficiente en otras (Lozano y Remiro, 2001).

APLICACIÓN

Se ha elaborado un programa de cálculo para diagnosticar la operación de la central termoeléctrica de la Fig. 1. El modelo matemático engloba el conjunto de la central y tiene carácter predictivo pues incluye las ecuaciones del modelo físico expresando leyes cinéticas de los procesos de transformación energética de los equipos. También incorpora las ecuaciones del modelo termoeconómico que calculan los consumos unitarios de recursos locales en los equipos de la estructura productiva y los costes exergéticos de sus productos. Al construir el modelo matemático se ha desagregado la central en equipos de modo que las medidas disponibles permitan describir los fenómenos físicos con precisión razonable con sus variables y ecuaciones.

A continuación se describen los resultados obtenidos cuando la central opera con las medidas de la Tabla 1. El consumo adicional de combustible respecto a la referencia o impacto total ($F^O - F^R = 204338 - 193236 = 11102$ kW con incertidumbre relativa de 0,4%) se puede explicar con los diagnósticos energético y termoeconómico. En las Tablas 4 y 5 se muestran los resultados del diagnóstico de la central termoeléctrica. En la Tabla 4 se muestran los impactos en el consumo de combustible originados por cada una de las desviaciones de los parámetros de eficiencia de las leyes cinéticas (diagnóstico energético por simulación) y en la Tabla 5 los ocasionados por las desviaciones de los consumos exergéticos unitarios de recursos locales de los equipos (diagnóstico termoeconómico). Ambos tipos de parámetros de eficiencia son dos formas de ver las malfunciones de los equipos y los dos métodos de diagnóstico

permiten detectar las causas del consumo adicional de combustible de la planta a través de la desviación sufrida por sus parámetros de eficiencia con respecto a los valores de referencia. En ambos casos se consigue desglosar el consumo adicional de combustible de la central como una suma de los impactos de las malfunciones de los equipos que la forman. Podemos concluir que los dos métodos nos aportan resultados coherentes y complementarios entre si.

Los resultados de diagnóstico de las Tablas 4 y 5 son acompañados por sus incertidumbres. No se pueden diagnosticar correctamente los fenómenos cuyos parámetros de eficiencia asociados tienen incertidumbres elevadas. La incertidumbre de las medidas en planta produce un umbral de malfunción mínima de los equipos que no podemos diagnosticar con certeza. En nuestro caso no son fiables los diagnósticos de las bombas, ventilador y algunas pérdidas de presión (incertidumbre relativa > 50%). Esta situación no invalida el diagnóstico global pues los impactos que originan (un total de 99 kW) no superan el 1% del impacto total.

De entre los impactos más importantes cabe destacar el causado por la variación del factor de corrección del rendimiento isentrópico de la turbina (4167 kW con incertidumbre relativa de 27%), seguido por los correspondientes a la transferencia de calor en el economizador, calentador aire-gases, hogar y por el correspondiente al rendimiento del alternador, con incertidumbres relativas menores (<10 %).

Desde el enfoque termoeconómico los impactos más importantes son los originados por la variación en los consumos unitarios de: i) exergía de gases en el generador de vapor (3634 kW con incertidumbre relativa de 8%), ii) componente térmica de la exergía del vapor en la turbina (2375 kW con incertidumbre relativa de 34%), y iii) componente térmica de la exergía del vapor en el condensador (2374 kW con incertidumbre relativa de 16%). En la Fig. 3 se anotan las exergías y los costes exergéticos unitarios de los productos de los equipos que forman la estructura productiva. Resulta interesante ver como aumentan los costes unitarios al avanzar en el proceso productivo, provocando que la misma variación de las exergías perdida ó destruida en los equipos origine un mayor incremento en el consumo de combustible de la central.

Tabla 4: Consumo adicional de combustible debido a los equipos (Diagnóstico energético)

Parámetros de eficiencia	f^R	f^O	$f^O - f^R$	$\delta F/\delta f$ (kW)	Impacto ($\delta F/\delta f$) ($f^O - f^R$) (kW)	Incertidumbre relativa (%)
Rendimiento isentrópico turbina	1	0,985	-0,015	-277800	4167	27
Ensuciamiento del economizador (Transferencia de calor)	1	0,850	-0,150	-14940	2241	5
Rendimiento alternador	1	0,995	-0,005	-259400	1297	8
Ensuciamiento del calentador (Transferencia de calor)	1	0,850	-0,150	-8567	1285	4
Ensuciamiento del hogar (Transferencia de calor)	1	0,770	-0,230	-4900	1127	6
Ensuciamiento del condensador (Transferencia de calor)	1	0,880	-0,120	-6483	778	19
Ensuciamiento del sobrecalentador (Transferencia de calor)	1	0,910	-0,090	-5056	455	16
Rendimiento isentrópico bomba del ciclo					99	>50
Rendimiento isentrópico bomba de refrigeración						
Rendimiento ventilador						
Pérdidas de presión tuberías						
SUMA DE IMPACTOS					11449	

Tabla 5: Consumo adicional de combustible debido a los equipos (Diagnóstico termoeconómico)

SUBSISTEMA	RECURSO	k^*_i	κ_{ij}^R	κ_{ij}^O	$\kappa_{ij}^O - \kappa_{ij}^R$	P_i (kW)	Impacto $k^*_i (\kappa_{ij}^O - \kappa_{ij}^R) P_j$ (kW)	Incertidumbre relativa (%)
COMBUSTOR, VENTIL. Y CAG	Combustible	1,00	1,36953	1,37880	0,00927	148199	1340	19
	Electricidad	4,08	0,00250	0,00283	0,00032		186	4
GENERADOR VAPOR	Exergía térmica gases	1,39	1,82854	1,86204	0,03350	79589	3634	8
	Negentropía	0,30	1,36227	1,35535	-0,00691		-154	>50
	Exergía mecánica	5,43	0,00053	0,00061	0,00007		32	>50
TURBINA	Exergía térmica vapor	2,99	1,24772	1,26282	0,01509	53682	2375	34
	Negentropía	0,30	0,25412	0,26938	0,01526		231	31
	Exergía mecánica	5,43	0,00639	0,00656	0,00016		45	32
CONDENSADOR	Exergía térmica vapor	2,99	0,08975	0,09644	0,00668	122429	2374	16
	Exergía mecánica	5,43	0,00000	0,00000	0,00000		0	0
	Electricidad	4,08	0,00267	0,00264	-0,00002		-12	>50
BOMBA	Exergía térmica vapor	2,99	-0,01930	-0,02207	-0,00276	401	-3	>50
	Negentropía	0,30	0,23069	0,23925	0,00856		1	>50
	Electricidad	4,08	1,31578	1,32906	0,01327		20	>50
ALTERNADOR	Trabajo mecánico	3,90	1,04166	1,04690	0,00523	51277	1018	8
SUMA DE IMPACTOS							11086	

CONCLUSIONES

Aunque el incremento del consumo de combustible de una central termoeléctrica con relación a una referencia puede cuantificarse a partir de las medidas, esto no basta para inferir las causas que lo han originado. Un buen diagnóstico de la operación debe ser precedido por un desarrollo conceptual que explique el origen de dicho incremento. Las primeras causas, a excepción de lo que puedan suponer los efectos de las condiciones ambientales o la programación defectuosa de los sistemas de control, son el mal funcionamiento de los equipos de proceso. Por ello para realizar el diagnóstico de la central es necesario definir unos parámetros de eficiencia de los equipos, que pudiendo ser calculados a partir de las medidas, caractericen su malfunción.

En este trabajo se ha mostrado como pueden integrarse las metodologías de diagnóstico basadas en: 1) la simulación en tiempo real con modelos matemáticos que predican el comportamiento físico de los equipos y 2) el análisis termoeconómico que define una estructura productiva para describir las transformaciones energéticas. Además, la incorporación de técnicas de reconciliación de datos nos ha permitido disponer de un diagnóstico más fiable de la operación. De este modo puede alcanzarse, incluso en tiempo real, una causalización correcta del consumo adicional de combustible de la central con la máxima certidumbre que permite la cantidad y calidad de las medidas disponibles.

REFERENCIAS

- Arena, A.P y R. Borchiellini, *Application of different productive structures for thermoeconomic diagnosis of a combined cycle power plant*, Int. J. Therm. Sci., Vol. 38, 601-612 (1999).
- ASME, *ASME PTC-PM-1993: Performance Monitoring Guidelines for Steam Power Plants* (1993).
- Frangopoulos, C.A., *Thermoeconomic Functional Analysis and Optimization*, Energy, Vol. 12, 563-571 (1987).
- Gay, R.R., C.A. Palmer y M.R. Erbes, *Power Plant Performance Monitoring*, R-Squared (2004).
- Lazzaretto, A. y otros 6 autores, *Four approaches compared on the TADEUS (Thermoeconomic approach to the diagnosis of energy utility systems) test case*, Energy, Vol. 31, 1586-1613 (2006).
- Lozano, M.A. y A. Valero, *Theory of the Exergetic Cost*, Energy, Vol. 18, 939-954 (1993).
- Lozano, M.A. y otros 3 autores, *Thermoeconomic diagnosis of thermal power plants*. En Energy for the 21st century. Conversion, utilisation and environmental quality, Ed. E. Carnevale, SGE Padova, 149-156 (1994).
- Lozano, M.A. y J.A. Remiro, *Diagnóstico de calderas de vapor. Aplicación de la técnica de reconciliación de datos*, Ingeniería Química, N° 372, 117-123 (2000).
- Lozano, M.A. y J.A. Remiro, *Diagnóstico con reconciliación de datos en sistemas energéticos*, Información Tecnológica, Vol. 12, N° 2, 99-104 (2001).
- Mathioudakis, K., A. Stamatis y E. Bonataki, *Allocating the Causes of Performance Deterioration in Combined Cycle Gas Turbine Plants*, ASME J. Eng. Gas Turbines Power, Vol. 124, 256-262 (2002).
- Prasad, G., E. Swidenbank y B.W. Hogg, *A Novel Performance Monitoring Strategy for Economical Thermal Power Plant Operation*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, 802-809 (1999).
- Remiro, J.A., *Integración de metodologías de diagnóstico de la operación de centrales termoeléctricas*, Tesis doctoral, Dpto. Ing. Mecánica, Univ. de Zaragoza, España (2005).
- Rodriguez, F. y otros 3 autores, *OPTICOM: Advanced automatic monitoring system of local combustion conditions for improving boiler performance in PC power plants*, Fuel, Vol. 81, 637-645 (2002).
- Veverka, V. y F. Madron, *Material and energy balancing in the process industries*, Elsevier (1997).
- Verda, V. y R. Borchiellini, *Exergetic and economic evaluation of control strategies for a gas turbine plant*, Energy, Vol. 29, 2253-2271 (2004).