

Cogeneración

Implantación, seguimiento y explotación de proyectos de eficiencia energética en una planta de cogeneración

El contrato de "ahorros compartidos" es un sistema de financiación mediante el que las empresas de servicios energéticos asumen los riesgos económicos del proyecto, recuperándolos después según los ahorros provenientes de la implantación, el seguimiento y la explotación de los mismos. En este artículo se analizan los resultados obtenidos en una planta de cogeneración.

Juan Manuel García Horrillo, Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S. A. (SEDAESA)
David Velázquez Alonso, Director General de DVA Global Energy Services, S. L.
Rocío González Falcón, Profesora del Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla.



DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La planta de cogeneración en ciclo combinado objeto de estudio se encuentra ubicada dentro de una refinería de petróleo, abasteciendo a procesos de vapor y produciendo simultáneamente electricidad.

Consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación con postcombustión y una turbina de vapor.

La turbina de gas produce en torno a 40 MW eléctricos con un rendimiento del 30%. Esta turbina cuenta con una inyección de vapor a la cámara de combustión, lo cual aumenta la potencia disminuyendo además la producción de grupos NO_x .

Los gases de escape de dicha turbina, que se encuentran a una temperatura aproximada de 540 °C, se introducen en una caldera de recuperación con postcombustión

que consume unos 50 MW de gas natural produciendo vapor a 480 °C y 86 barg. La caldera cuenta además con un soplante de aire fresco que se emplea en caso de fallo o mantenimiento de la turbina de gas.

Este sistema se vuelve especialmente importante en plantas donde la producción de vapor es un parámetro crítico.

El vapor generado se introduce en una turbina de vapor de contrapresión, fijada a 4 kg/cm², y con una extracción lateral controlada de vapor a proceso de 20 kg/cm².

Esta turbina produce aproximadamente 12 MW eléctricos y se dispone, además, de estaciones reductoras-atemperadoras suficientes para puentear la turbina de vapor en caso de que falle o que la demanda de vapor de la planta exceda la capacidad de la turbina de vapor.

Los consumos energéticos medios asociados a la planta son los siguientes:

- En torno a 12,8 t/h de gas natural consumido en la cámara de combustión de la turbina de gas y en la postcombustión de la caldera.
- 130 t/h de agua tratada que es convertida en vapor en su paso por la caldera.

PROCESO DE MODELADO DE LA PLANTA

Para la simulación de los proyectos de ahorro y la determinación de la línea base de consumo durante el proceso de medida y verificación de los ahorros, se desarrolló un modelo de la planta de cogeneración en diseño y operación, empleando el programa de simulación Thermoflex.

La simulación se realizó a partir de datos de diseño de los equipos, simulándose inicialmente los equipos independiente-



mente, para posteriormente ensamblarlos en la planta completa y proceder a su calibración.

El objetivo fundamental que se ha perseguido durante la simulación de la planta ha sido crear un modelo que represente a la cogeneración en su estado actual, estado que se encuentra caracterizado por el deterioro sufrido por los equipos a lo largo de los años desde el estado de diseño en que se encontraba inicialmente.

Se validó el modelo en diferentes condiciones de funcionamiento de la planta. En los parámetros representativos, los errores cometidos por el modelo fueron menores del 1%.

IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

A partir de un estudio de optimización energética de la planta se identificaron un total de ocho proyectos de ahorro con periodos de retorno de entre cero y tres años. Dos de los proyectos analizados fueron escogidos para la implantación.

El primer proyecto se basa en la instalación de un intercambiador entre el desgasificador que alimenta de agua a la caldera y el economizador de la misma.

De este modo, se reduce la temperatura del agua de entrada a la caldera elevando la del agua de aporte que se introduce al desaireador, consiguiéndose de esta forma un ahorro de vapor en este último equipo, si bien la entrada del agua más fría a la caldera supone un consumo extra de combustible.

La ventaja del proyecto radica en que el consumo de vapor ahorrado supone un ahorro mucho mayor que la subida de coste que se produce derivada del aumento de consumo de gas natural. Además, debido a la entrada del agua más fría a la caldera se reduce la temperatura de salida de los humos en chimenea.

El segundo proyecto consiste en la reconversión del economizador de la caldera ampliando la superficie de transferencia



debido a la alta temperatura de los humos de escape.

En el caso de estudio, la temperatura se ha reducido desde los 190 °C del caso base hasta 165 °C. De este modo, al aumentar la temperatura del agua en el economizador hasta un mayor nivel, se consigue una reducción del consumo de combustible de un 6,5%.

SEGUIMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE PROYECTOS DE AHORRO

Para la valoración de los ahorros tras la implantación de los proyectos se empleó la opción C del Protocolo Internacional de Medida y Verificación de ahorros (IPMVP), midiendo el consumo de energía de toda la instalación, o de parte de ella.

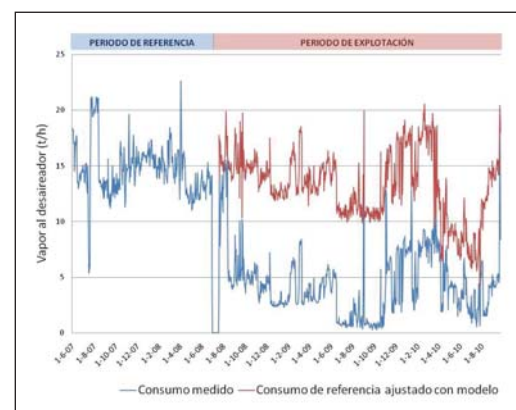
Esta medición se realiza de forma continua durante el periodo contractual de ahorro. Se realiza un análisis de toda la información de los equipos de medida de la empresa de suministro durante el periodo de referencia y el periodo demostrativo dado que se utilizó la monitorización ya existente en la planta. La determinación de las variaciones de la línea base frente a cambios de operación

se establecieron mediante el modelo calibrado de la planta.

En la figura se muestran los resultados de la M&V de ahorros correspondientes a la reducción de vapor al desaireador.

RESULTADOS

Durante los dos años posteriores a la implantación de los proyectos se alcanza un 97% de los ahorros previstos. En la tabla siguiente se representan los ahorros alcanzados durante los dos años de explotación posteriores a la implantación de los proyectos de ahorro y eficiencia.



	Ahorro GN	Ahorro vapor	Ahorro total	% de los ahorros esperados
Ahorros anuales esperados	250.000 €	820.000 €	1.070.000 €	—
Periodo 2008	112.541 €	907.936 €	1.020.477 €	95%
Periodo 2009	93.984 €	945.314 €	1.039.298 €	97%