

MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD EN COGENERACION

En el presente artículo se describen dos posibilidades de aumentar la rentabilidad de las plantas de cogeneración en ciclo combinado: inyección de vapor en turbina de gas y condensación en contrapresión de turbina de vapor. También se analizan las diversas opciones de condensación y se determinan los costes de producción de electricidad en ambos casos.

DIEGO FRAILE
Powertec Española, S.A.

1. INTRODUCCION

La cogeneración es ya reconocida en prácticamente todos los sectores industriales como una tecnología fiable, eficiente y rentable para sus procesos.

En los años pasados estaba económicamente incentivada, por los precios de compra y venta de electricidad relativamente elevados.

Con la nueva legislación del sector eléctrico en España, con la convergencia en la UE y la consiguiente bajada de precios de la electricidad, tanto de venta como de compra, al mismo tiempo que suben los precios del gas natural, influidos sobre todo por el cambio del dólar, los márgenes en las plantas de cogeneración se están estrechando y se hace más necesario utilizar todos los medios a nuestro alcance para aumentar la eficiencia y, por tanto, la rentabilidad de las plantas de cogeneración, vía disminución del coste de producción de electricidad.

Es evidente para todos los conocedores de esta tecnología que para conseguir la mejor rentabilidad de un proyecto, se debe comenzar con un buen dimensionamiento. Como

se ha demostrado en otros artículos anteriores [1, 2, 3] esto quiere decir que la planta de cogeneración ha de suministrar todo el calor y frío necesario para el proceso en el menor nivel entálpico posible. Esto aconseja en algunos casos cambiar las condiciones del proceso [4].

Una vez dimensionada la planta y seleccionados adecuadamente los equipos principales, hay que optimizar el diseño. Esto que antes tenía menos relevancia, está adquiriendo una importancia mucho mayor, siendo la clave en algunos casos para el éxito económico del proyecto. La optimización del diseño tiene dos aspectos diferentes: por una parte la introducción de elementos que aumentan el rendimiento de la planta y, por otra, los que le dan más flexibilidad, aunque en algunos casos el elemento en cuestión produce los dos efectos.

Para aumentar el rendimiento podemos referirnos al enfriador evaporativo [5], enfriador con agua fría del aire de entrada a turbina [6], el segundo nivel de presión en caldera de alta presión,

intercambiador de agua de aporte, entre otros.

Para aumentar la flexibilidad de la planta, tenemos los acumuladores de vapor, condensadores de vapor e inyección de vapor. En este artículo nos referiremos a la utilización de sistemas de condensación de vapor (tanto con aire como con agua) y a la inyección de vapor en la turbina de gas. Estos sistemas han adquirido gran importancia, ya que permiten variar la relación calor/electricidad producida, y esto, teniendo en cuenta la gran diferencia de precios de electricidad para cada uno de los períodos de discriminación horaria, puede representar una forma de mejorar los costes de explotación de una forma considerable.

2. CONDENSACION DE VAPOR

En plantas de ciclo combinado es más económico normalmente disponer de un sistema de condensación del vapor para los excedentes de calor en caldera de recuperación, que tirar calor por una chimenea *by-pass*, puesto que se produce una cierta cantidad de electricidad (15 a 30% del calor dependiendo de la presión de condensación). Los sistemas de *by-pass* tienen la desventaja adicional de producir más pérdidas de calor permanentes en la caldera, del orden del 1...2%. Además con un sistema de condensación no se tira agua de buena calidad, como ocurre en el caso de soplar vapor directamente a la atmósfera.

2.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA

Existen dos posibilidades: condensación a presión y condensación a vacío.

La *condensación a presión* consiste en condensar vapor de contrapresión de una turbina de vapor. Esto se realiza así en el caso de disponer de excedentes ocasionales de vapor, como en el caso de plantas de papel, donde hay variaciones bruscas en la demanda de vapor por roturas de papel.

En el caso de excedente perma-

nente de calor es más rentable condensar a vacío, puesto que el rendimiento es mucho mayor, del orden del doble. En este caso hay que mantener un mínimo de caudal a condensación (del orden del 10% del máximo) para asegurar la refrigeración del cuerpo posterior de turbina.

Cuando se condensa a presión, es fácil condensar por aire (aerocondensadores), lo que no consume agua, como en el otro caso, de condensación con agua (el consumo de agua es del orden de 1,5 veces el vapor a condensar, dependiendo del tipo, tamaño de torre y calidad del agua de aporte). El balance teniendo en cuenta también la inversión es tal que normalmente se opta por los aerocondensadores.

En la fotografía de la figura 1, puede verse una instalación de aerocondensadores sobre una turbina de gas, en una fábrica integrada de celulosa y papel, que posee un ciclo combinado de turbina de gas



Fig.1. Aerocondensadores sobre una turbina de gas

LM 2.500 con turbina de vapor de 20 MW.

En el caso de *condensación a vacío*, por el contrario, existe la desventaja adicional de la condensación por aire de que el vacío que se puede obtener es menor, lo que como es sabido se traduce en una disminución importante de la potencia a extraer de la turbina.

2.2. ANALISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONDENSACION

A título de ejemplo podemos comparar una instalación de aerocondensadores de 50 t/h con otra instalación de la misma potencia con condensador de agua, suponiendo un período de funcionamiento anual de 2.000 horas. Se ha supuesto una contrapresión de 4 barg, un precio de agua de 25 pta/t y un precio de electricidad de 9 pta/kWh

En la Tabla I se puede ver la razón de poner aerocondensadores en el caso de condensación a presión. Además, no se ha tenido en cuenta que la instalación de condensación por agua es más cara de operación y mantenimiento.

De igual manera, se puede comparar una instalación de aerocondensadores, para turbina de condensación a vacío, de 140 t/h, con otra de la misma potencia con condensador de agua, suponiendo un período de funcionamiento anual de 8.000 horas.

En la Tabla II se puede ver la razón de poner normalmente condensación por agua en el caso de condensación a vacío, salvo en casos muy excepcionales de escasez grande de agua, puesto que es más barato de inversión y de funcionamiento. La razón más importante es que con agua se puede llegar a un nivel de vacío mayor. El presente cálculo corresponde a una temperatura ambiente de diseño de 38°C, en que se puede conseguir 0,2 bara de presión de condensación con aerocondensadores, mientras que con agua se puede bajar con facilidad de 0,1 bara. El consumo eléctrico de las dos instalaciones es bastante parecido.

2.3. RENTABILIDAD DE CONDENSACION

Vistos estos criterios generales de selección del tipo de instalación, vamos a estudiar el efecto económico de utilizar el sistema de condensación también para aumentar la producción de electricidad en horas de alto precio eléctrico.

Los costes de producción han de calcularse para cada planta en particular, con las características de los equipos concretos. Los cálculos que siguen son valores aproximados para mostrar algunas conclusiones generales, pero cada planta puede y debe modelizarse para saber en cada momento el coste marginal de producción de diferentes maneras y compararlo con el precio, para así minimizar el coste de explotación.

Hemos calculado primero el coste de producción de electricidad a condensación suponiendo que se está condensando vapor a 4 barg y que este vapor se produce en una caldera de recuperación de cogeneración a 60 barg. El resultado es un coste variable medio de 11 pta/kWh, suponiendo un precio de gas natural de 2 pta/te PCS. Este precio puede ser algo menor en el caso normal de turbina sobredimensionada, porque al aumentar la carga de la turbina, por aumento del caudal de contrapresión, aumenta también el rendimiento de la misma.

Este mismo cálculo se ha realizado para una instalación con condensación a vacío, resultando un coste variable medio de 5,5 pta/kWh.

Si comparamos estos costes de producción con un precio medio de venta actual (energía+potencia) resultan los datos en pta/kWh indicados en la Tabla III.

Estos costes se han calculado para un precio medio de gas de 2 pta/te PCS. Los precios de venta corresponden al año 1998 para potencia instalada de 15 MVA a 30 MVA, suponiendo una potencia garantizada disponible del 90% de la media para venta.

La Tabla habla por sí misma, es muy rentable condensar en punta, es rentable condensar a vacío en llano y, en valle, la condensación a vacío está al límite, siendo absolu-

Tabla I Comparación de sistemas de condensación a presión		
Unidad	Condensación por agua	Condensación por aire
Inversión total, pta	70	80
Consumo de agua, t/h	60	0
Mpta/año	-3,0	0
Consumo eléctrico, kW	200	150
Mpta/año	-3,6	-2,7
Retorno, años		2,6

Tabla II Comparación de sistemas de condensación a vacío		
Unidad	Condensación por agua	Condensación por aire
Inversión total, pta	300	625
Consumo de agua, t/h	200	0
Mpta/año	-40	0
+ aumento de producción		
-consumo eléctrico, kW	1.750	-950
Mpta/año	+126	-68

Tabla III Coste de producción de electricidad a condensación (pta/kWh)				
Coste variable producción a condensación		precio de venta		
a presión	a vacío	llano	punta	valle
11,0	5,5	9,4	21,0	5,5

tamente no rentable la condensación a presión.

3. INYECCION DE VAPOR EN TURBINA DE GAS

3.1. DESCRIPCION

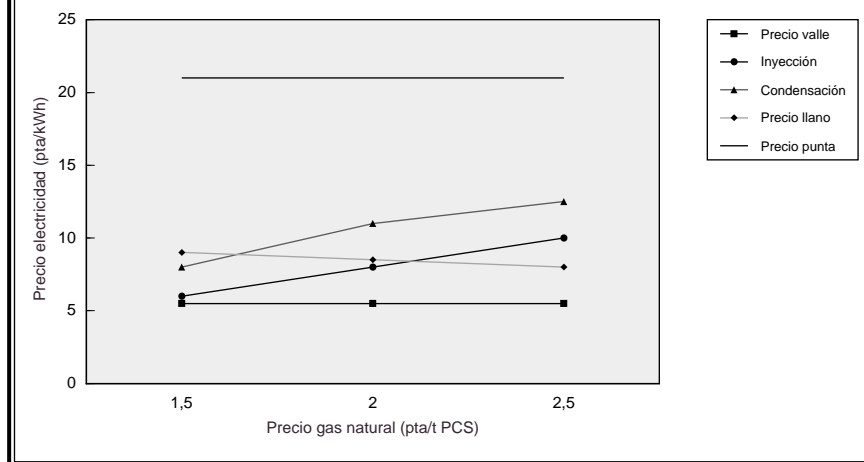
Las turbinas de gas pueden admitir en la mayor de los casos inyección de agua o vapor. Esto tiene dos efectos principales: aumenta la potencia y disminuye las emisiones de NOx. Además de estos efectos beneficiosos, tiene otros efectos no deseados, a saber, aumenta las emisiones de CO y aumenta los costes de mantenimiento. En cualquier caso es normalmente más interesante la inyección de vapor, si se dispone del mismo, con calidad y presión suficiente (se requiere una presión

parecida a la del gas natural). El vapor puede inyectarse en la cámara de combustión (junto con el gas natural o separadamente del mismo), en la última parte del compresor o en la turbina de potencia.

Cuando el objetivo perseguido es sobre todo bajar el nivel de NOx, el vapor se inyecta en la cámara de combustión. La tendencia en cualquier caso es no inyectar en la turbina de potencia, puesto que puede producir deterioro prematuro de la turbina.

La inyección requiere una serie de precauciones relativas a la calidad del vapor, tanto en cuanto a asegurar una mínima presencia de sales (con requisitos parecidos a las turbinas de vapor), como en cuanto a asegurar un nivel mínimo de sobrecalentamiento, y ausencia total de gotas líquidas

Fig.2. Costes de producción. Comparación con precio de venta



arrastradas. Es muy aconsejable mantener la inyección funcionando continuamente, aunque sea al mínimo, de lo contrario existe el riesgo de condensaciones que no se drenan adecuadamente y que son arrastradas al arrancar la inyección.

3.2. RENTABILIDAD DE LA INYECCION

Cuando se inyecta vapor, aumenta la potencia y también el rendimiento de la turbina de gas. Esta variación depende de la temperatura ambiente además de la turbina de gas y sistema de inyección. En una turbina de 22 MW, la potencia aumenta unos 2,5 MW a 15°C inyectando unos 3 kg/s de vapor y en una turbina de 40 MW la potencia aumenta unos 5,2 MW inyectando 6,7 kg/s.

En todo caso al aumentar la potencia, aumenta también el consumo de combustible. Por supuesto, al inyectar vapor en la turbina, éste se tira a la atmósfera a través de la caldera y se producen otros dos efectos: aumenta la capacidad de la caldera y el consumo de agua desmineralizada para reponer el vapor tirado.

Se ha calculado el coste de producción de electricidad por inyección de vapor en dos turbinas de gas: una de 22 MW y otra de 40 MW a 15°C, obteniéndose 8,7 pta/kWh para la turbina de 22 MW y 9,3 pta/kWh para la turbina de 40 MW. En ambos casos se ha considerado un coste de gas natural de 2 pta/t PCS, un coste de mantenimiento de

0,3pta/ kWh y uno de agua desmineralizada de 100 pta/t.

Si comparamos estos costes de producción con los precios de venta que aparecen en la Tabla III se observa que la inyección es muy rentable en punta y está al límite económico en llano. Por supuesto, cuando la inyección se hace con vapor sobrante, es siempre rentable inyectarlo en la turbina de gas.

4. CONCLUSIONES

Si una planta se diseña con buena flexibilidad, permite diferentes estrategias de explotación. Para maximizar el beneficio en cada momento, debe ser modelizada. Con el modelo, puede calcularse en cada momento el coste marginal de producción del kW, ya sea variando la carga de la turbina de gas, inyectando vapor en la misma, o condensando vapor. En este artículo se han calculado valores aproximados medios de los costes de producción, pero estos costes de producción dependen de las condiciones atmosféricas ambientales y de las condiciones de proceso, como presiones y temperatura de vapor, etc. Por ello la verdadera optimización del ciclo se consigue con un sistema experto que calcula *on line* posibles costes marginales y recomienda en cada momento la mejor acción a tomar.

Como resumen de la factibilidad económica de condensación e inyección en plantas de ciclo combinado, se ha realizado la figura 2, en que se comparan los costes de producción de electrici-

dad mediante inyección en turbina de gas y mediante condensación a presión con los precios actuales de venta de electricidad en cada período de discriminación horaria, en función del precio de gas natural.

De todo lo anterior, puede deducirse que se ha de diseñar una instalación de cogeneración con la flexibilidad suficiente para poder adaptar sus condiciones de funcionamiento a la coyuntura energética.

Una planta de cogeneración en ciclo combinado debe dimensionarse para trabajar normalmente con muy poca postcombustión, pero con capacidad para una importante postcombustión.

En horas punta es económicamente interesante producir vapor con máxima postcombustión, para inyectarlo en primer lugar en la turbina de gas y el resto, condensarlo. La condensación debería ser por aire, cuando es ocasional, y a vacío, cuando es continua.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] Bergman, O.; Fraile, D. y Marjokorpi, T. "Turbina de gas o motor diesel para una instalación de cogeneración", Jornadas de Cogeneración '92, Madrid, octubre (1992).
- [2] Fraile, D. y Bautista, A. "Refrigeración por absorción y cogeneración. Ventajas de la asociación de ambos sistemas", INGENIERIA QUIMICA, mayo (1992).
- [3] Bautista, A. y Fraile, D. "Aplicación de Máquinas de Absorción para refrigeración en la industria", MONTAJES E INSTALACIONES, septiembre (1992).
- [4] Fraile, D. "Sistemas de recuperación de calor en cogeneración", INGENIERIA QUIMICA, marzo (1996).
- [5] Powertec Española, "Viabilidad de la instalación de un enfriador evaporativo en turbinas de gas para plantas de cogeneración", Quimica Hoy, marzo (1992).
- [6] Laguna, E. y Fraile, D. "Enfriamiento de aire de combustión en turbinas de gas", INGENIERIA QUIMICA, marzo (1997).