



OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE SISTEMAS DE TRIGENERACIÓN

MIGUEL ÁNGEL LOZANO, JOSÉ RAMOS, SILVIA SÁNCHEZ

Universidad de Zaragoza, Dpto. Ingeniería Mecánica
Grupo de Ingeniería Térmica y Sistemas Energéticos
María de Luna 3, 50018 Zaragoza, España

(Recibido 6 de abril de 2004, revisado 31 de mayo de 2004, para publicación 16 de junio de 2004)

Resumen – El diseño de sistemas de trigeneración es un problema complejo en el que intervienen una gran cantidad de variables que dificultan el estudio de su optimización energética. Esto ocurre, sobre todo, cuando las cargas térmicas tienen una variación temporal acusada como en el caso de climatización. Se presenta un modelo de optimización de sistemas de trigeneración (trabajo-calor-frío) con programación lineal-entera y se aplica a la selección óptima de los equipos y modos de operación para un sistema de cogeneración industrial con demandas térmicas de calor y frío ligadas a la temperatura del aire atmosférico.

1. INTRODUCCIÓN

El consumo de energía en el sector residencial-comercial de los países desarrollados viene creciendo significativamente en los últimos años. Cuando se diseñan las plantas de suministro de servicios energéticos de los complejos urbanísticos y grandes edificios se constata la conveniencia de instalar sistemas de cogeneración para economizar energía. El calor cogenerado que atiende necesidades de calefacción en invierno puede emplearse en verano para accionar máquinas de refrigeración por absorción produciendo frío. Así se consigue un ahorro de energía todavía mayor y hablamos entonces de sistemas de trigeneración.

Tres factores esenciales que contribuyen a favorecer la instalación de sistemas energéticamente integrados frente a otros sistemas son [1]: i) la combinación correcta de cierta variedad de equipos reduce el consumo de energía primaria y la factura energética entre un 30 y un 60%, ii) la utilización de gas natural como combustible amplía el espectro de tecnologías utilizables (motores de gas, calderas de baja temperatura, máquinas de refrigeración por absorción accionadas con gas, etc.) y iii) la instalación de motores para producir electricidad y de tecnologías eficientes de refrigeración que no la consumen, disminuyen la demanda eléctrica (al liberalizarse el mercado eléctrico los precios subirán mucho en los períodos climatológicos adversos en que se concentra el consumo de energía). Los beneficios de instalar sistemas de suministro de servicios, diseñados con criterios de integración energética, son: 1) mejor eficiencia termodinámica, 2) mayor seguridad de suministro y, sobre todo, 3) menor coste anual de los servicios prestados.

La disponibilidad de un gran número de tecnologías a la hora de configurar los sistemas de cogeneración / trigeneración hace difícil y/o tedioso el problema de decidir aquellas más adecuadas que han de constituirlo dado que existen numerosas combinaciones factibles. En el sector industrial este problema ha sido tratado con éxito [2] con técnicas de programación lineal-entera, pero se cuenta con la ventaja de que la demanda de servicios energéticos varía, por lo general, menos acusadamente que en el sector residencial-comercial. Horii et al. [3], Lozano [4] y Yokoyama et al. [5] las han aplicado en la selección del número y tamaño de los equipos a instalar y a la operación óptima de sistemas de cogeneración. Los fundamentos matemáticos de la programación lineal-entera pueden verse en Nemhauser y Wosley [6].

La variación de la demanda de calefacción y refrigeración a lo largo del año implica que la selección de la estructura más adecuada para el sistema de cogeneración / trigeneración (número de equipos a instalar / instalar o no máquinas de refrigeración por absorción) sólo puede hacerse teniendo en cuenta la operación óptima, hora por hora a lo largo del año, para cada una de las estructuras potencialmente candidatas. El

Tab. 1. Datos técnicos y económicos.

Precios, costes y costes evitados (k€/MWh)			
Combustible motor (Gm)	$cgn = 0,0132$	Combustible auxiliar (Qaux)	$cfa = 0,0132$
Energía eléctrica (Wm)	$cwc = 0,0440$	Agua de refrigeración (Ql)	$cql = 0,0008$
Frío mecánico (Qfm)	$cfm = 0,0136$	Agua sobrecalentada (Qgv)	$cqv \leq 0,0129$
Motores DZTG66		Máquinas de absorción TEAC11A	
Factor de amortización	$fam = 0,2 \text{ año}^{-1}$	Factor de amortización	$faa = 0,2 \text{ año}^{-1}$
Inversión por motor	$CPM = 2044 \text{ k€}$	Inversión por máquina	$CPA = 300 \text{ k€}$
Gasto oper. y mantenim.	$com = 0,003 \text{ k€/MWh}$	Gasto oper. y mantenim.	$coa = 0,001 \text{ k€/MWh}$
Potencia nominal	$Wm = 3,713 \text{ MW}$	Potencia nominal	$Qfa_{nom} = 4,412 \text{ MW}$
Consumo combustible	$Gm = 9,045 \text{ MW}$	Coefficiente de operación	$COPfa = 0,7$
Calor gases (hasta 120°C)	$Qmg = 2,520 \text{ MW}$		
Calor agua (80 → 90 °C)	$Qmw = 1,375 \text{ MW}$		
Calor aceite (35 → 40 °C)	$Qmo = 0,497 \text{ MW}$		

También resultará de interés desentrañar la conveniencia de: i) producir calor $Q_{gv}(k)$ en forma de agua sobrecalentada para cubrir otras demandas de la empresa en días laborables y ii) operar los motores los fines de semana y festivos, en que la demanda térmica es nula, vendiendo la electricidad $Wm(k)$.

La operación puede ser descrita del modo siguiente (ver Fig. 1). En un período k cada uno de los motores instalados puede estar parado o en servicio. Si está en servicio trabajará a plena carga. El calor procedente de la refrigeración del motor (circuitos de aceite lubricante Q_{mo} y camisas Q_{mw}) puede utilizarse para atender el calentamiento de aire DEM_{QC} o disiparse al ambiente a través del sistema de refrigeración Q_{lm} . El calor recuperado de los gases en la caldera Q_{mgc} puede destinarse a tres fines: calentamiento de aire Q_{gc} , accionamiento de las máquinas de refrigeración por absorción Q_{ga} (si están instaladas) y producción de agua sobrecalentada Q_{gv} para consumo interno de la empresa (si está permitido).

El calor recuperado del motor para calentamiento de aire Q_{cm} será complementado por el procedente del suministro convencional Q_{aux} en caso necesario. Del mismo modo parte de la demanda de refrigeración DEM_{QF} , o toda ella, se atenderá con refrigeración mecánica Q_{fm} .

Actualmente la industria es capaz de atender sus necesidades con las instalaciones energéticas que dispone por lo que sólo se instalará una planta de cogeneración / trigeneración en caso de que exista un beneficio económico sustancial.

3. DEMANDA DE CALOR

La demanda anual se caracteriza considerando 12 días tipo para representar los días laborables de cada uno de los 12 meses del año. En total son 226 días laborables. En estos días se concentra toda la demanda anual de calor para calentamiento de aire (47302 MWh/año) y de frío para climatización (13567 MWh/año). Se considera también 1 día tipo representando los 118 días correspondientes a fines de semana y festivos (con demandas nulas de calor y frío) para analizar la conveniencia de que los motores trabajen durante dichos días vendiéndose la energía eléctrica. Se supone que la planta de cogeneración parará por vacaciones los 21 días restantes. Cada día tipo se divide en 24 períodos de 1 hora. Esto da un total de $13 \times 24 = 312$ períodos a considerar.

Las curvas monótonas de demanda de calor se muestran en la Fig. 2. Los datos detallados de la demanda pueden solicitarse a los autores.

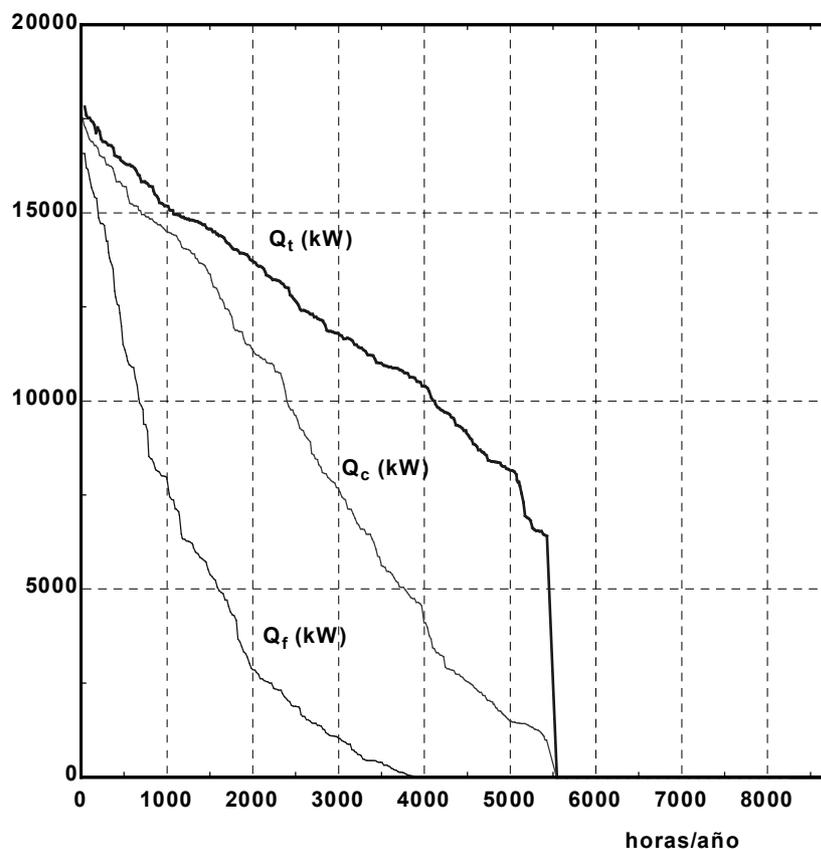


Fig. 2. Curva monótona de demanda de calor (Q_c sólo calor, Q_f sólo frío, Q_t total).

4. RECUPERACIÓN DE CALOR

Con frecuencia se supone, erróneamente, que todo el calor ofertado por los motores alternativos de combustión interna será capaz de atender la demanda de calor del sistema consumidor. Por lo general, esto no es cierto. En nuestro caso, por ejemplo, las máquinas de refrigeración por absorción (de simple efecto) no pueden funcionar accionadas por una fuente de calor por debajo de 70°C , y sólo por encima de 100°C se aprovecha al máximo su capacidad de producción. En nuestro modelo se impone, ver Fig. 1, que únicamente el calor recuperado de los gases podrá accionar las máquinas de refrigeración por absorción. También nos aseguramos de que la recuperación de calor para calentamiento de aire satisface el Segundo Principio.

La curva compuesta de oferta de calor de los motores empleados se muestra en la Fig. 3. En ella se indican dos casos posibles de recuperación de calor (a) y (b1 + b2) y otro imposible (b1 + c), manteniendo una diferencia mínima de temperatura de 10°C en los intercambiadores de calor. En el primer caso puede recuperarse todo el calor del motor. El segundo, sólo requerirá especificar los dos flujos de calor producido por separado limitando el calor recuperable de cada tipo. Obsérvese que es posible utilizar Q_g para b2 pero no Q_w para b1. Esto puede imponerse en el modelo escribiendo las restricciones: $Q_{b1} < Q_g$ y $(Q_{b1} + Q_{b2}) < (Q_g + Q_w)$. Una situación similar pero más compleja se da en nuestro caso. Se trata de si es posible utilizar el calor de refrigeración del aceite del motor Q_o para calentar agua entre 30 y 80°C (línea c). Q_w puede recuperarse sin dificultad pero Q_o no. Parte de Q_o deberá evacuarse al ambiente por otra vía. De hecho, si la diferencia mínima de temperatura se impone en 10°C ninguna porción de Q_o podrá aprovecharse. Aunque de modo simple, este ejemplo pone de manifiesto la importancia que tiene el Segundo Principio de Termodinámica a la hora de modelar correctamente las opciones de recuperación de calor en los motores de cogeneración.

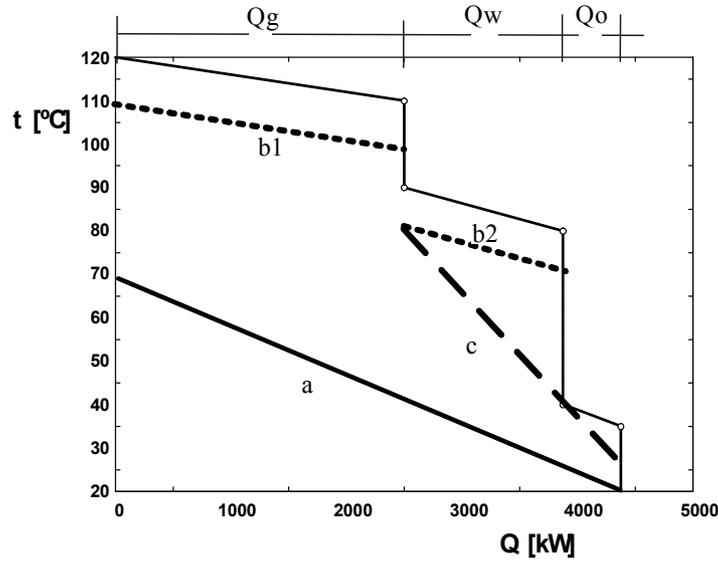


Fig. 3. Curva compuesta de oferta de calor del motor DZTG66.

5. MODELO

El modelo de programación lineal-entera utilizado se muestra en la Tabla 2. Para su formulación y resolución se ha utilizado la aplicación LINGO [7].

Como función objetivo, a maximizar, se toma el beneficio bruto anual BA , que resulta de descontar al coste anual evitado CS (aprovisionamiento energético convencional), el coste neto anual de facturación energética con la nueva planta CC y el coste anual atribuible a la amortización y mantenimiento de la misma.

Para cada período representativo de operación k se conocen de antemano su duración anual $h(k)$ en horas y las demandas de calor $DEM_{QC}(k)$ y frío $DEM_{QF}(k)$.

Las variables N_{Mins} , N_{Ains} y $N_{Mser}(k)$ que se declaran enteras en el modelo corresponden a las decisiones más importantes adoptadas por el programa de optimización: ¿cuántos motores y máquinas de refrigeración por absorción deben instalarse? y ¿cuántos motores estarán en servicio en cada período k ?

Las condiciones de operación en cada período k se establecen mediante restricciones de igualdad y desigualdad que expresan límites del desempeño de los equipos y el cumplimiento de los principios termodinámicos. También se fuerza que los motores si operan lo hagan a plena carga. Las máquinas de absorción pueden operar a carga parcial.

La imposición de distintas estrategias de operación se consigue asignando el valor 0/1 a las variables binarias $ylcog$, $ymsf$ e $yval$. La primera $ylcog$ implica el cumplimiento de la condición legal de autogenerador (rendimiento eléctrico equivalente mayor del 55%). La segunda $ymsf$ permite la operación de los motores en fines de semana y festivos. Actualmente la empresa consume en días laborables mucha energía comprada a la compañía eléctrica. Por el contrario el consumo durante los fines de semana es casi nulo. Por ello ambas condiciones deben imponerse simultáneamente si se permite la venta de electricidad en días festivos. Con $yval = 1$ se admite la posible venta interna de calor a la empresa en días laborables.

6. RESULTADOS

La mejor estructura del sistema de cogeneración / trigeneración a instalar y el beneficio obtenido al operar de modo óptimo dependen sobre todo de las estrategias de operación adoptadas.

Caso a ($ylcog = 0$, $ymsf = 0$, $yval = 0$). Se impone que el sistema a instalar sólo funcionará los días la-

Tab. 2. Modelo de optimización (simplificado).

Maximizar	
$BA [k\text{€} / \text{año}] = CS - CC - (fam \cdot CPM \cdot NMins + faa \cdot CPA \cdot NAins)$	
Sujeto a	
$CC = \sum_k h(k) \cdot \begin{bmatrix} cgn \cdot Gm(k) + cql \cdot Ql(k) + coa \cdot Qfa(k) \\ + cfm \cdot Qfm(k) + cfa \cdot Qaux(k) \\ - (cwc - com) \cdot Wm(k) - cqv \cdot Qgv(k) \end{bmatrix}$	
$CS = \sum_k h(k) \cdot [cfa \cdot DEMQC(k) + cfm \cdot DEMQF(k)]$	
$NMins \leq NM \text{ max}$	$NAins \leq NA \text{ max}$
Para cada periodo k	
$NMser(k) \leq NMins$	$Qfa(k) \leq NAins \cdot Qfa_{nom}$
$Gm(k) = NMser(k) \cdot Gm_{nom}$	$Qga(k) = Qfa(k) / COPfa$
$Wm(k) = NMser(k) \cdot Wm_{nom}$	$Qla(k) = Qfa(k) + Qga(k)$
$Qmg(k) = NMser(k) \cdot Qmg_{nom}$	$Qmg(k) = Qmgc(k) + Qmgl(k)$
$Qmw(k) = NMser(k) \cdot Qmw_{nom}$	$Qmw(k) = Qmwc(k) + Qmwl(k)$
$Qmo(k) = NMser(k) \cdot Qmo_{nom}$	$Qmo(k) = Qmoc(k) + Qmol(k)$
$Qmgc(k) = Qgc(k) + Qga(k) + Qgv(k)$	$Ql(k) = Qlm(k) + Qla(k)$
$Qcm(k) = Qmoc(k) + Qmwc(k) + Qgc(k)$	$DEMQC(k) = Qcm(k) + Qaux(k)$
$Qlm(k) = Qmol(k) + Qmwl(k)$	$DEMQF(k) = Qfa(k) + Qfm(k)$
$Qc(k) = Qcm(k) + Qga(k) + Qgv(k)$	
Estrategias de operación	
$ylcog = \{0,1\}$	$\sum_k h(k) \cdot Wm(k) \geq ylcog \cdot 0,55 \cdot \sum_k h(k) \cdot [Gm(k) - Qc(k) / 0,9]$
$ymsf = \{0,1\}$	$\forall k \in \text{FESTIVO } NMser(k) \leq ymsf \cdot NMins$
$yval = \{0,1\}$	$\forall k \in \text{LABORAL } Qgv(k) \leq yval \cdot NMins \cdot Qmg_{nom}$
$yvsf = 0$	$\forall k \in \text{FESTIVO } Qgv(k) \leq yvsf \cdot NMins \cdot Qmg_{nom}$

borables y sin venta de calor. En este caso el número óptimo de motores instalados ($NMins = 1$) se ajusta a la carga base de calefacción y no resulta conveniente instalar refrigeración por absorción ($NAins = 0$). El beneficio bruto anual es muy reducido ($BA = 38,3 \text{ k€}/\text{año}$).

Caso b ($ylcog = 1$, $ymsf = 1$, $yval = 0$). La posibilidad de vender energía eléctrica los 118 días correspondientes a fines de semana y festivos al precio indicado (cwc) conlleva la implantación de más motores ($NMins = 3$). El exceso de calor producido se aprovecha parcialmente en la máquina de refrigeración por absorción ($NAins = 1$). El beneficio bruto anual ($BA = 189,9 \text{ k€}/\text{año}$) alcanza valores razonables.

Caso c ($ylcog = 0$, $ymsf = 0$, $yval = 1$, $cqv = 0,0129 \text{ k€}/\text{MWh}$). Considerando que otras secciones de la planta consumen agua sobrecalentada cabe la posibilidad de venta interna. Esta quedará limitada por la demanda que pueda existir en días laborables (factor restrictivo que no se considera crítico) y por el coste evitado al producir el agua sobrecalentada de modo habitual cqv (valor vigente en la contabilidad interna

de la empresa). En este caso, y sin operar los motores durante los fines de semana y festivos, se consigue un beneficio bruto anual similar al del caso anterior ($BA = 161,7 \text{ k€/año}$) pero instalando un motor más ($NMins = 4$) y ninguna máquina de absorción ($NAins = 0$).

Caso d ($ylcog = 1$, $ymsf = 1$, $yval = 1$, $cqv = 0,0129/2 \text{ k€/MWh}$). Con la venta interna de calor los días laborables (se supone ahora que con un descuento del 50%) y la venta externa de electricidad los fines de semana y días festivos al precio indicado (cwc) se consiguen los mejores resultados económicos ($BA = 283,6 \text{ k€/año}$) instalando 3 motores ($NMins = 3$) y ninguna máquina de absorción ($NAins = 0$). Obsérvese que la estructura es la misma que en el caso b. Las condiciones más flexibles de operación (se puede vender calor) permiten que el beneficio anual mejore.

7. CONCLUSIONES

La toma de decisiones correctas sobre el diseño de sistemas de sistemas de cogeneración requiere considerar simultáneamente: i) qué tecnologías y equipos instalar, ii) la demanda, precios energéticos y condiciones ambientales (que varían en el tiempo), y iii) la operación óptima en cada instante incluyendo la posibilidad de equipos parados o funcionando a carga parcial (y las limitaciones impuestas). Aquí se han descrito y aplicado técnicas de programación lineal-entera capaces de resolver este problema de forma satisfactoria para sistemas de trigeneración.

En particular se ha analizado la conveniencia de instalar un sistema de cogeneración y máquinas de refrigeración por absorción en una industria con demandas de calor y frío ligadas a la temperatura ambiente. Se han alcanzado dos conclusiones: i) La instalación de un sistema de cogeneración con motores es interesante cuando se permiten la venta externa de energía eléctrica en fines de semana, la venta interna de agua sobrecalentada o las dos simultáneamente; pues en caso contrario el beneficio bruto anual es muy reducido. ii) La instalación de máquinas frigoríficas de absorción dando lugar a plantas de trigeneración sólo resulta competitiva en la situación analizada (demanda de frío circunscrita a pocos meses de clima cálido) cuando se permite la venta externa de energía eléctrica en fines de semana y no existen otros usos más rentables del calor cogenerado (venta interna de agua sobrecalentada). Las estrategias de operación determinan las opciones de diseño más interesantes.

BIBLIOGRAFIA

- [1] M. A. Lozano y J. Ramos, "Selección óptima de tecnologías para sistemas energéticos del sector residencial-comercial", *Anales de Ingeniería Mecánica*, Año 13, Vol. 4, pp. 2509-2514 (2000).
- [2] L. T. Biegler et al, *Systematic Methods of Chemical Process Design*, Prentice Hall (1997).
- [3] S. K. Horii et al., "Optimal Planning of Gas Turbine Cogeneration Plants based on MILP", *International Journal of Energy Research*, Vol. 11, pp. 507-518 (1987).
- [4] M. A. Lozano, "Diseño óptimo de sistemas simples de cogeneración", *Información Tecnológica*, Vol. 12, No. 4, pp. 53-158 (2001).
- [5] R. Yokoyama et al., "A MILP decomposition approach to large scale optimization in structural design of energy supply systems", *Energy Conversion and Management*, Vol. 43, pp. 771-790 (2002).
- [6] G. L. Nemhauser, L. A. Wosley, *Integer and Combinatorial Optimization*, Wiley (1999).
- [7] *LINGO: The modeling language and optimizer*. LINDO Systems (www.lindo.com).

OPTIMAL PLANNING OF TRIGENERATION SYSTEMS

Abstract – The optimal choice of energy-conversion technologies becomes a complex decision problem which has to consider the fluctuating energy demand categorized by electric power, space heating and cooling, and hot water supply, together with tariff of fuels and electricity. The optimal planning of trigeneration systems is formulated as a mixed-integer linear programming problem. As a result, both the configuration of the plant and the operational policy are optimally determined.

