

# **FUTURO DE LOS CICLOS TERMODINÁMICOS: Estrategias para un suministro sostenible de energía eléctrica**

**Manuel Valdés**

**Depto. Ingeniería Energética y Fluidomecánica. ETS Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid**

## **INTRODUCCIÓN**

En este documento se estudian el estado actual y la evolución previsible de aquellas plantas de potencia en las que, como paso necesario para la obtención de energía térmica y su posterior conversión en energía mecánica o eléctrica, tiene lugar un proceso de combustión integrado en la realización de un ciclo termodinámico.

Son muchos los estudios que analizan el panorama energético presente y futuro, y no es raro observar en ellos –según su procedencia- grandes divergencias cuantitativas en las previsiones a medio o largo plazo. Todos coinciden, sin embargo, en dos aspectos fundamentales: la fuerte tendencia creciente en el consumo mundial de energía primaria y la necesidad de seguir haciendo frente a esa tendencia manteniendo el papel preponderante de la conversión de energía térmica en mecánica mediante un ciclo termodinámico.

En la Europa de los 15 se instalarán hasta el año 2030 cerca de 550 GW en nuevas plantas de potencia para hacer frente al incremento de demanda energética y a la sustitución de plantas obsoletas. La puesta en marcha de todas esas nuevas plantas, cuya potencia total representa cerca de un 90 % de la que hay actualmente instalada, conlleva dos grandes problemas: en primer lugar, su tiempo de funcionamiento será de más o menos cuarenta años, un tiempo durante el que se prevé un progresivo encarecimiento por escasez de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural; en segundo lugar, la necesidad de minimizar costes –por economía de escala- y de garantizar la fiabilidad dificultará la introducción de nuevas tecnologías que no estén suficientemente probadas en grandes tamaños. Ambos factores influirán en que las plantas de nueva instalación serán, probablemente, meras evoluciones de tecnologías ya conocidas en la actualidad, que tendrán que hacer frente –eso sí- a unos requerimientos medioambientales y de ahorro energético más exigentes que los actuales.

Las plantas de potencia en las que tienen lugar procesos de combustión emiten a la atmósfera diferentes tipos de sustancias nocivas para el medio ambiente: SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, HCs, CO, partículas, etc. Algunos de estos contaminantes primarios, como el CO, producen un impacto local en la calidad del aire; otros forman, al reaccionar entre sí, contaminantes secundarios (el ozono, por ejemplo), que pueden tener un impacto regional sobre la contaminación atmosférica. La tecnología actualmente conocida dispone, para casi todos los contaminantes, de soluciones eficaces en las que el mayor obstáculo es el coste de su progresiva implantación. Peor solución tiene el que hoy casi todo el mundo reconoce como el problema principal –por su dimensión planetaria- que es el de las emisiones de CO<sub>2</sub> y su influencia sobre el efecto invernadero. El CO<sub>2</sub> es, en efecto, un producto inevitable de la combustión, siempre que el carbono forme parte de la composición del combustible, como sucede en la mayoría de los combustibles actuales, ya sean éstos de origen fósil –como el carbón, los derivados del petróleo o el gas natural- o procedentes de biomasa. El hidrógeno, que no se encuentra libre en la naturaleza, es uno de los pocos combustibles que escapa a la norma anterior.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> de una planta de potencia dependen de dos factores principales: primero, la composición del combustible (relación H/C de su estructura molecular) influye por la estequiometría de la reacción de combustión; segundo, el rendimiento del ciclo termodinámico influye en las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> por kWh producido por la planta. La siguiente tabla muestra unos ejemplos para ilustrarlo. Así, una central térmica en la que se quema antracita con un 95% de carbono en un ciclo con el 38%<sup>1</sup> de rendimiento (central de vapor subcrítica) emitirá aproximadamente 1 kgCO<sub>2</sub>/kWh –aunque ese dato puede mejorar con otros carbones como el lignito–, mientras que si el rendimiento fuese de 45% (central supercrítica), la emisión específica pasaría a ser de 0,83 kgCO<sub>2</sub>/kWh. Si se quema metano con un rendimiento de 60% en una central de ciclo combinado TG-TV, la emisión específica sería de 0,33 kgCO<sub>2</sub>/kWh. Para no poner todos los ejemplos en el campo de la generación de energía eléctrica, un motor de automóvil de ciclo Otto que quemase propano con un 28% de rendimiento emitiría 0,83 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

---

<sup>1</sup> Los valores de rendimiento empleados en este ejemplo se justifican en el siguiente apartado.

Combustible	PCI (kJ/kg)	Rendimiento	Ei (kgCO <sub>2</sub> /kgcomb.)	kgCO <sub>2</sub> /kWh
Carbón (Antracita, 95% C)	33440	38% (Rankine subcrítico)	3,48	0,99
		45% (Rankine supercrítico)	3,48	0,83
Metano	50016	60% (CC TG-TV)	2,75	0,33
Propano	46357	28% (MCIA-Otto)	3	0,83

Las soluciones que se vislumbran para el futuro pasan por invertir en nuevas plantas de potencia para sustituir gradualmente a las antiguas y para hacer frente al crecimiento de la demanda. Una estrategia para conseguir un suministro de energía sostenible consiste en considerar tres horizontes temporales escalonados: ante la dimensión planetaria del problema, se trata de hacer llegar a todo el planeta, en una primera etapa, las tecnologías modernas de las que disponen los países industrializados; en segundo lugar, debe proseguir el desarrollo de nuevas tecnologías, orientadas al doble fin del ahorro energético y la disminución de emisiones (considerando que ambos objetivos se cumplen en buena medida si se mejora el rendimiento); en tercer término, ya a más largo plazo, se tratará de desarrollar nuevas plantas de potencia, con emisiones de CO<sub>2</sub> muy pequeñas o nulas. La generalización de las nuevas tecnologías se irá produciendo a medida que el aumento del coste de los combustibles y las tasaciones por emisiones de CO<sub>2</sub> hagan que compense mejorar el rendimiento, a pesar de que eso conlleve incurrir en mayores costes de amortización.

## ESTRATEGIAS DE MEJORA DEL RENDIMIENTO Y LAS EMISIONES DE LAS PLANTAS DE POTENCIA CON CICLOS TERMODINÁMICOS

Aunque pueda parecer algo sorprendente, para acometer la tarea de mejorar el rendimiento de los ciclos de las plantas de potencia es necesario remontarse a los orígenes de la Termodinámica y comprender el funcionamiento del ciclo de Carnot, que fue el que sentó las bases de esa ciencia. El ciclo de Carnot reúne tres condiciones en virtud de las cuales es el de mayor rendimiento concebible y a las que el resto de los ciclos deben procurar aproximarse todo lo posible: 1º todos sus procesos son reversibles, 2º todo el calor que se aporta al ciclo se suministra a la temperatura máxima  $T_{max}$  y 3º toda la cesión de calor tiene lugar a la temperatura mínima  $T_{min}$ . El análisis del ciclo de Carnot muestra qué estrategias son posibles para aumentar el rendimiento de un ciclo termodinámico dado:

- Reducir todo lo posible las irreversibilidades (químicas, térmicas o mecánicas) de manera que se minimice la degradación de la energía que conllevan los procesos termodinámicos.
- Aumentar todo lo posible la temperatura máxima, que suele estar limitada por la resistencia térmica de los materiales empleados.
- Disminuir todo lo posible la temperatura mínima, que suele tener como límite la del medio ambiente.

Los ciclos termodinámicos básicos que se emplean en la actualidad son el ciclo de Rankine, que siguen aproximadamente las turbinas de vapor, el ciclo de Joule-Brayton, al que se acercan las turbinas de gas y los ciclos de Otto y Diesel de los motores de combustión interna alternativos. Los ciclos reales son ciclos básicos convenientemente modificados, lo que incluye las combinaciones entre ellos. A continuación se describen brevemente la situación presente y las diferentes alternativas existentes para mejorar el rendimiento de cada uno de esos ciclos.

### Ciclos de las turbinas de vapor

La característica principal de los ciclos de las turbinas de vapor es que son de combustión externa, por lo que el fluido que atraviesa las máquinas es distinto de aquél en el que se genera el estado térmico; eso permite usar en ellos desde combustible nuclear hasta combustibles sólidos como el carbón. En el caso de las centrales de carbón, una configuración típica de las plantas instaladas en el pasado reciente es la de un ciclo regenerativo (de 7 a 9 extracciones con un desgasificador) y un recalentamiento intermedio. Con parámetros del vapor vivo de 560 °C y 17 MPa se alcanzan rendimientos de 38% sobre el PCI. El presente y el futuro inmediato de este tipo de plantas conlleva el paso de valores subcríticos del vapor a valores supercríticos en torno a 600 °C y 30 MPa, lo que hace subir el rendimiento hasta aproximadamente el 45% y bajar las emisiones de CO<sub>2</sub> de un 10% a un 15%.

Esas mejoras están fundadas en una de las estrategias termodinámicas mencionadas: el aumento de la temperatura a la que se aporta el calor al ciclo se consigue empleando presiones supercríticas en el vapor. El límite a ese aumento lo imponen los materiales empleados en las primeras etapas de la turbina y en las secciones de alta temperatura de la caldera. El uso de nuevos materiales con mayor resistencia termomecánica se irá generalizando a medida que avance la investigación y que el mayor coste de la instalación quede compensado por la ganancia de rendimiento obtenida. Los cálculos indican que los ciclos denominados “ultrasupercríticos” con 700/720 °C y 37,5 MPa obtendrán rendimientos de 55%. En países de la OCDE, el 85% de las plantas de construcción reciente son de tecnología supercrítica, de las que una gran parte se encuentran en Alemania y Dinamarca.

También son de esperar mejoras en el rendimiento de la turbina propiamente dicha, especialmente por el empleo de álabes torsionados de perfil curvo (full 3-D) que disminuyen las pérdidas secundarias y aumentan el rendimiento isentrópico de la zona intermedia de la turbina hasta el 95%.

### **Ciclos de las turbinas de gas**

Los ciclos abiertos de las turbinas de gas se caracterizan por ser de combustión interna, lo que presenta la ventaja de la compacidad pero conlleva la necesidad de utilizar en ellos combustibles de elevada calidad, ya que por el interior de las turbomáquinas (turbocompresor y turbina) circula el mismo fluido en el que tiene lugar la combustión.

El número de posibles variantes de estos ciclos es muy elevado e incluye el ciclo simple, el regenerativo, el regenerativo alternativo, el de combustión secuencial, el de compresión escalonada y combinaciones de los anteriores, casi siempre en versión de eje único o eje doble con generador de gas y turbina de potencia. El rango de potencias de estas máquinas alcanza 350 MW; en el mejor de los casos, el rendimiento es del 38%, parecido al que se obtiene con turbinas de vapor de tecnología antigua, aunque a costa de emplear combustibles de más calidad y, por ello, más caros.

Al igual que en el caso anterior, también el desarrollo de las turbinas de gas ha estado muy ligado al aumento de las temperaturas máximas del ciclo. En la actualidad, se alcanzan 1500 °C a la salida de la cámara de combustión.

Además de las variantes de ciclos de turbinas de gas antes mencionadas, es interesante reseñar la modificación del ciclo consistente en refrigerar el aire antes de introducirlo en el compresor. Dicha modificación se efectúa con el fin de contrarrestar las fuertes variaciones de potencia y rendimiento que tienen lugar en estas máquinas cuando cambian las condiciones ambientales, especialmente al bajar la temperatura. Esa variación también afectará, aunque en menor medida- a los ciclos combinados de turbinas de gas y de vapor. De entre las distintas soluciones posibles, está ganando aceptación la refrigeración por mezcla del aire de admisión con niebla obtenida pulverizando agua.

### **Ciclos combinados**

Existen numerosas posibilidades de combinar entre sí dos ciclos que evolucionan a diferentes temperaturas. El principio termodinámico de la combinación está basado en la estrategia de aumentar  $T_{max}$  (para el ciclo de baja temperatura) y disminuir  $T_{min}$  (para el ciclo de alta temperatura). Es fácil demostrar que el rendimiento de esas instalaciones combinadas es mejor que el de cada una de las plantas que las componen por separado.

Algunos intentos de combinar entre sí dos ciclos distintos ya se han abandonado, como fue el caso del ciclo binario de mercurio y agua. Otras instalaciones combinadas como el ciclo de Kalina (que se describirá más adelante) están aún en desarrollo y no es fácil prever cuál será su futuro. Los que sí se han asentado definitivamente son los ciclos combinados de turbinas de gas y vapor (CCTG), en los que se aprovecha parte de la energía térmica de los gases de escape del ciclo de gas –que, de otro modo, sería residual- en una caldera de recuperación de calor (CRC) para obtener vapor destinado a la producción de potencia en un ciclo de Rankine.

Una planta de CCTG típica actual tiene 400 MW de potencia, un eje común y un alternador único al que atacan por sendos lados la turbina de gas y la turbina de vapor. Los aumentos de potencia y rendimiento de los CCTG han estado muy ligados a los de la turbina de gas que configura el ciclo de cabeza y, por ello, de nuevo a la temperatura máxima del ciclo. Al igual que en el resto de instalaciones, la complejidad del ciclo crece cuando se pretende mejorar el rendimiento, lo que se justifica tanto más cuanto mayor es el tamaño de la planta. Los CCTG más complejos tienen 3 niveles de presión en la caldera, con un recalentamiento intermedio y refrigeración de álabes de la turbina de gas con agua o vapor procedente de la CRC. Se alcanzan rendimientos del 60%, cifra que ningún otro de los ciclos conocidos actualmente puede igualar. En potencias menores de 250-300 MW los CCTG emplean alternativas menos complejas como los ciclos con dos niveles de presión sin recalentamiento.

El rendimiento de los CCTG todavía puede crecer si se emplea un nivel de presión supercrítico en el ciclo de vapor, aunque esta solución todavía no está implantada, a diferencia de lo que sucede en el caso de los ciclos supercríticos de turbinas de vapor ya mencionados. En este caso, además de la mejora de rendimiento en el ciclo de vapor, se persigue también disminuir las pérdidas exergéticas en la CRC debido a la desaparición de la meseta de cambio de fase que existe con presiones subcríticas.

Otra variante de los ciclos combinados es el ciclo STIG, también conocido como ciclo de Cheng, en el que el vapor generado en la CRC se inyecta en la cámara de combustión y se expande, mezclado con los productos de la combustión, en una única turbina.

Los ciclos de aire húmedo tienen una disposición semejante a los ciclos STIG, pero el aire de salida del compresor no se conduce directamente a la cámara de combustión sino a un humidificador en el que se mezcla con vapor producido en la CRC.

También pueden clasificarse como combinadas otras plantas en las que lo más relevante no es tanto el tipo de evolución termodinámica como la posibilidad de obtener buenos rendimientos empleando combustibles diversos, desde la biomasa hasta combustibles residuales de baja calidad, pasando por el carbón. Entre éstas, las dos alternativas más interesantes son la combustión en lecho fluido y la gasificación del carbón integrada en ciclo combinado (GICC).

El ciclo de Kalina es una variante del ciclo de Rankine. Se realiza con una mezcla binaria amoníaco/agua que presenta un comportamiento zeotrópico gracias al cual los procesos de cambio de fase realizados a presión constante no ocurren a temperatura constante, por lo que tiene lugar un buen seguimiento del perfil de temperatura de la fuente térmica. Las pérdidas exergéticas en la caldera de recuperación serán, por ello, menores que en un ciclo combinado convencional que emplee Rankine como ciclo de baja. El ciclo de Kalina se presta bien a la recuperación de calor de fuentes de baja temperatura, aunque todavía existen pocos ejemplos de aplicaciones reales para poder valorar sus posibilidades futuras.

## **PLANTAS DE EMISIONES NULAS**

A medida que vaya incrementándose la demanda mundial de energía irá siendo más difícil cumplir los objetivos del protocolo de Kyoto mediante la mera aplicación de medidas encaminadas a la mejora del rendimiento de las plantas actualmente existentes. Las centrales con balances de CO<sub>2</sub> desfavorables se enfrentarán a dificultades crecientes para ser competitivas y será necesario aumentar la producción de energía sin emisiones de CO<sub>2</sub> recurriendo a fuentes renovables o a centrales nucleares.

En cuanto a las plantas con combustión, a continuación se citan las principales posibilidades de reducir drásticamente o de anular sus emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **Empleo de combustibles alternativos**

Se pueden considerar desde los biocombustibles hasta el hidrógeno, siempre que presenten un balance *well to wheels*<sup>2</sup> favorable. El consumo energético de la fabricación de biocombustibles o de hidrógeno es elevado, lo que suscita, al hacer el análisis del ciclo de vida, la cuestión de las emisiones, según su procedencia, de la energía empleada en esa fabricación. Las emisiones de contaminantes de carácter local de la combustión de biocombustibles son semejantes a las de los combustibles derivados del petróleo. El hidrógeno, por su parte, posee niveles muy bajos tanto de NO<sub>x</sub> como de HCs (procedentes de los lubricantes). Para ambos combustibles, las emisiones de gases de efecto invernadero se reducen drásticamente o se anulan, siempre contando con que la fabricación se haya hecho a partir de energías renovables o de energía nuclear.

La tecnología de los biocombustibles está madura y su producción industrial (por ejemplo, en el campo de los combustibles para motores de automoción como el bioetanol o el biodiesel) es una realidad. De hecho ya se está desarrollando una segunda generación de biocombustibles, con un mejor aprovechamiento de la materia lignocelulósica. Los biocombustibles se pueden mezclar en diferentes proporciones con los combustibles convencionales, práctica que ya está implantada y es de uso común en motores de automoción<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Terminología automovilística empleada para referirse al análisis de ciclo de vida que contabiliza en la energía consumida y en las emisiones las derivadas de la obtención del combustible, además de las propias del proceso de combustión.

<sup>3</sup> Muchos de los combustibles alternativos actuales -tanto los biocombustibles como, en particular, el hidrógeno- se han desarrollado para su utilización en motores de automoción.

El hidrógeno no se encuentra libre en la naturaleza y hay que fabricarlo, por electrólisis del agua o por reformado o craqueo termocatalítico a partir de metano. Por tanto, se trata de un portador o vector de energía, al igual que la electricidad. El hidrógeno es especialmente adecuado para la obtención directa de energía eléctrica con células de combustible, pero también puede emplearse como combustible en motores de combustión interna, incluyendo las turbinas de gas y los motores alternativos. Es un combustible bastante seguro debido a su elevada difusividad, la cual hace difícil que lleguen a formarse mezclas explosivas. Para poder usarlo en motores de automoción con cierta autonomía es preciso comprimirlo a elevadas presiones (700 bar) o licuarlo mediante técnicas criogénicas, lo que aumenta sensiblemente el consumo energético debido a su fabricación. La combustión en sí misma es más difícil de controlar que con los hidrocarburos convencionales debido a la elevada velocidad de la llama (lo que presenta problemas de detonación) y a la pequeña energía de ignición. En cambio, los amplios límites de inflamabilidad permiten una buena combustión de mezclas pobres y una regulación de la carga sencilla. El hidrógeno tiene una densidad pequeña, lo que hace disminuir el rendimiento volumétrico si la mezcla no se forma por inyección directa. El poder calorífico por unidad de volumen de una mezcla estequiométrica con aire es de 2927 kJ/m<sup>3</sup> para el hidrógeno frente a 3458 kJ/m<sup>3</sup> para la gasolina o 3100 kJ/m<sup>3</sup> para el metano, por lo que, a igualdad de cilindrada y rendimiento, la combustión de hidrógeno hace perder algo de potencia específica. En cualquier caso, existen motores bicombustibles, que pueden quemar tanto H<sub>2</sub> como gasolina.

Si a los factores anteriores se le suma la dificultad de la puesta en pie de una infraestructura de abastecimiento y almacenamiento del combustible, se comprende que las expectativas de penetración en el mercado de la tecnología de combustión directa del hidrógeno sean, de momento, pequeñas, al menos a corto plazo.

#### **Captura del CO<sub>2</sub> después de la combustión**

Tiene lugar mediante separación con membranas o separación química.

#### **Combustión por *looping* químico**

Consiste en utilizar un óxido de metal como portador de oxígeno desde el aire hacia el combustible para llevar a cabo una reacción cíclica de oxidación-reducción. Se evita de ese modo el contacto directo entre el aire y el combustible, con lo que los productos de la combustión H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub> se mantienen separados del resto de gases (N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> sobrante). La energía liberada es la misma que en una combustión convencional, pero no es necesario invertir energía adicional en la separación del CO<sub>2</sub>. Después de condensar el vapor de agua procedente de la reacción de combustión, el CO<sub>2</sub> se comprime y se enfría para licuarlo.

#### **Plantas de oxcombustión**

Están basadas en la combustión con oxígeno como comburente en lugar de aire. Los productos de la combustión son H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>, con separación del CO<sub>2</sub> por condensación del vapor de agua. El fluido de trabajo es una mezcla de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub> que evoluciona en un ciclo "semicerrado" del que se extraen cantidades dadas de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>. Los procesos de oxcombustión conducen a temperaturas muy superiores a la combustión con aire (entre 500 K y 1000 K más). Esto implica más un inconveniente que una ventaja, ya que no existen, de momento, materiales capaces de sacar partido termodinámico de esas elevadas temperaturas, y éstas conllevan un aumento de la reacción de disociación del CO<sub>2</sub> y, por consiguiente, del CO producido en la combustión. De entre los ciclos con oxcombustión que están en fase de investigación resulta especialmente atractivo el de Graz, que es un ciclo semicerrado que combina un ciclo de vapor y uno de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O con una caldera de recuperación acoplando ambos ciclos. Los cálculos indican un rendimiento térmico de 64% (57,5% si se tiene en cuenta la energía invertida en la destilación del aire para producir O<sub>2</sub>). Existen otras variantes de ciclos con oxcombustión, como el ciclo de Matiant, que alcanza rendimientos menores que el de Graz a cambio de una menor complejidad.

## **CONCLUSIONES**

Las plantas de potencia basadas en la combustión de combustibles fósiles todavía tienen un cierto margen de mejora en lo relativo al ahorro energético y a la disminución de las emisiones. El objetivo principal de las modificaciones que se introducirán para mejorar los ciclos es el aumento de rendimiento.

Las plantas de emisiones nulas de CO<sub>2</sub> y, en paralelo, el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, se encuentran todavía en una fase temprana de desarrollo, por lo que es difícil predecir con precisión cuál será su evolución futura.