

EL RUMBO DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA. CONSECUENCIAS DE SUBVENCIONAR LA INEFICIENCIA

José Ignacio Linares Hurtado
Dr. Ingeniero Industrial del ICAI (promoción 1992)
Profesor Propio Ordinario de la Universidad Pontificia Comillas (ETS de Ingeniería – ICAI)
Director del Departamento de Ingeniería Mecánica
Investigador de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

RESUMEN

La cogeneración es una tecnología de transformación energética que produce simultáneamente calor y electricidad con un menor consumo de energía primaria que si se hubiesen producido ambos productos de manera separada. Lamentablemente, por razones de economía de escala la viabilidad económica frecuentemente requiere un marco regulatorio específico. En España dicho marco se ha basado siempre en retribuir la electricidad producida, exigiendo recuperar un mínimo de energía térmica y permitiendo dispar el resto. Esto ha conducido a grupos sobredimensionados que requerían elevados incentivos para recuperar la inversión y que han dejado de ser rentables con la entrada en vigor del RD 413/2014.

Esta comunicación evalúa la influencia que tiene en el coste de generación recuperar toda la energía térmica disponible en el motor obteniendo que para un motor de 3 MWe una reducción de dicho coste de más de un 17,5% cuando se alcanza el máximo ahorro de energía primaria (23,1%).

Palabras clave: Cogeneración, Ahorro de energía primaria, disipación de calor, coste normalizado de electricidad.

1. Introducción

La cogeneración es una tecnología que permite producir de forma conjunta calor y electricidad. Se puede hacer recuperando el calor residual de un generador eléctrico de tipo térmico (turbina de vapor, turbina de gas, ciclo combinado o motor alternativo), en cuyo caso se habla de ciclo de cabeza (el combustible en primer lugar produce electricidad), o bien colocando un ciclo de potencia (típicamente de vapor) que transforme en electricidad el calor residual de un proceso térmico (horno o similar), hablándose entonces de ciclo de cola (el combustible en primer lugar produce energía térmica). De los dos sistemas, el más ampliamente adoptado en España es el primero [1], si bien existen excelentes oportunidades para el segundo [2].

Desde un punto de vista energético la cogeneración es una tecnología de alta eficiencia, pues permite sacar el máximo partido del combustible (energía primaria), reduciendo con ello las emisiones. Sin embargo, desde el punto de vista económico, por razones de economía de escala los grupos cogeneradores en ciclo de cabeza frecuentemente no resultan viables a precio de mercado, si bien sí lo pueden ser los ciclos de cola [2] o incluso algunos de cabeza que empleen biomasa para aplicaciones de redes de distrito [3,4].

Debido a las ventajas que para una nación presenta la cogeneración, los estados frecuentemente la incentivan con un marco regulatorio específico. En España esta política de incentivos viene realizándose desde los años 80 con la Ley 82/1980 que obligaba al sistema eléctrico a comprar

la electricidad evacuada a red por las cogeneraciones. Desde 1986 este apoyo fue más decidido por parte de las Administraciones, que en paralelo llevaron a cabo una ampliación de la red de gasoductos. En 1994 (RD 2366/1994) se recoge un grupo específico en el Régimen Especial para las cogeneraciones, permitiendo posteriormente la Ley 54/1997 el desarrollo de diversos decretos (RD 2818/1998, RD 436/2004 y RD 661/2007) que dieron un empuje notorio a la cogeneración. En toda esta legislación el apoyo financiero se establecía mediante una prima (incremento del precio del mercado eléctrico) o mediante tarifa regulada, pero siempre en relación a la electricidad producida. Es decir, eran los ingresos por venta de electricidad sobre los que se establecía un precio especial. El gestor de la cogeneración obtenía los ingresos correspondientes a la energía térmica recuperada a partir del combustible que se ahorraba para producirla. El marco regulatorio exigía recuperar un mínimo de energía térmica para poder acceder a las primas (RD 436/2004) e incluso incrementaba éstas si se recuperaba más energía (RD 661/2007); el resto de la energía térmica producida por el grupo se disipaba al ambiente, con la consiguiente pérdida de eficiencia.

El resultado del sistema de primas a la electricidad producida condujo a lo que se denomina *diseño por demanda eléctrica*, [5] que significa que se buscaba el grupo que produjese la mayor cantidad de electricidad posible y que recuperase la mínima energía térmica exigida. Este comportamiento es al que habitualmente conducen este tipo de incentivos, al basar la rentabilidad casi exclusivamente en ingresos eléctricos [6]. El diseño energéticamente más eficiente, denominado de *demanda térmica*, consiste en seleccionar un grupo que satisfaga la demanda de calor recuperando plenamente su oferta de calor disponible, sin disipar nada (maximizando así la eficiencia), y producir la electricidad asociada [7]. Este criterio fue apoyado con el RD 661/2007 al establecer un complemento por eficiencia que se sumaba a la prima en función de la energía térmica recuperada adicionalmente a la mínima exigida. Sin embargo, como la prima básica era suficiente, pocas cogeneraciones abandonaron el criterio de dimensionar para recuperar sólo la mínima energía térmica.

Cuando el Gobierno, a raíz de la crisis económica iniciada en 2008, decide modificar el Régimen Especial (RD 413/2014) plantea una prima basada en la electricidad producida (retribución a la operación), más reducida que en el RD 661/2007, junto con un complemento a la inversión que se va reduciendo con los años, llegando a suprimirse a partir de un cierto momento (cuando se ha alcanzado el período de retorno de la inversión según unas hipótesis que establece el marco regulatorio). Con ello se garantiza una rentabilidad razonable siempre que la eficiencia energética sea elevada, es decir, se esté cerca de no disipar nada de la energía térmica recuperable, lo que no era habitual en las cogeneraciones dimensionadas hasta entonces.

El nuevo marco retributivo ha supuesto la progresiva parada de un gran número de cogeneraciones al perder rentabilidad. La razón de ello se encuentra en que sobredimensionaron basando la recuperación de la elevada inversión en unos ingresos por venta de electricidad muy abultados, que permitían minimizar los ingresos por energía térmica recuperada. Algunas empresas de servicios energéticos se han dado cuenta de esto y reconocen ya que el nuevo criterio de diseño ha de ser cubrir la demanda térmica sin disipar nada de calor del grupo, obteniendo así grupos más pequeños que sí serán rentables [8].

Este trabajo analiza la influencia que tiene la recuperación de la energía térmica en la rentabilidad, aplicándolo a un motor de gas natural de 3 MWe con las hipótesis económicas recogidas en la Orden IET/1045/2014.

2. Metodología

La cuantificación de la cogeneración se basa en la comparación de sus prestaciones energéticas con la producción separada de calor y electricidad. La Figura 1 muestra esta metodología. El objetivo es producir una cierta energía eléctrica (E) y otra térmica útil (V), que son las que exactamente produce el sistema de cogeneración. La manera tradicional de obtener ambas formas de energía es mediante la producción separada, recurriendo a un generador térmico que consume una cierta energía primaria (Q_{refV}) con arreglo a una cierta eficiencia (η_{refV}) y a un generador eléctrico que consume otra cantidad de energía primaria (Q_{refE}) debido a su propia eficiencia (η_{refE}). El sistema de cogeneración, por el contrario, produce simultáneamente tanto E como V a partir de un único consumo de energía primaria (Q). Para ello simplemente recupera los calores residuales que habitualmente se disipan en un generador eléctrico, realizando en ocasiones modificaciones en el equipo para que dichos calores tengan un nivel de temperatura aceptable para el uso al que se quieren destinar.

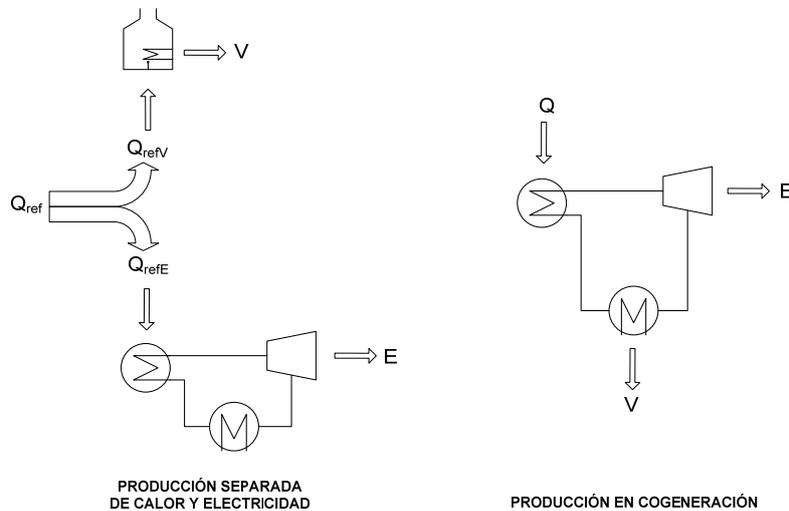


Fig. 1. Producción separada de calor y electricidad frente a cogeneración.

La cuantificación de la eficiencia de la cogeneración pasa por definir una serie de ratios: rendimiento eléctrico (Ec. 1), rendimiento térmico (Ec. 2), rendimiento eléctrico equivalente (Ec. 3) y ahorro de energía primaria (Ec. 4):

$$\eta_E = \frac{E}{Q} \quad (1)$$

$$\eta_V = \frac{V}{Q} \quad (2)$$

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{\eta_{refV}}} \quad (3)$$

$$AEP = \frac{Q_{ref} - Q}{Q_{ref}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_E}{\eta_{refE}} + \frac{\eta_V}{\eta_{refV}}} \quad (4)$$

Combinando las ecuaciones (3) y (4) se puede obtener una relación entre el rendimiento eléctrico equivalente y el ahorro de energía primaria (Ec. 5):

$$REE = \frac{\eta_E}{1 - \frac{1}{1 - AEP} + \frac{\eta_E}{\eta_{refE}}} \quad (5)$$

El rendimiento eléctrico equivalente es un parámetro empleado en la legislación española hasta el RD 661/2007 y que plantea como idea descontar de la energía primaria consumida la que se habría consumido para producir la misma energía térmica útil. En cuanto al ahorro de energía primaria, su uso es más internacional (Directiva 2004/8/CE, transpuesta en el RD 616/2007) y simplemente compara el ahorro de energía primaria al emplear cogeneración respecto a la producción separada de E y V. El RD 661/2007 establecía unos valores mínimos de REE según le tecnología, el tamaño del grupo cogenerador (potencia eléctrica nominal) y el tipo de combustible empleado; de forma análoga, la Directiva 2004/8/CE establece que para que una cogeneración se considere de alta eficiencia debe superar el 10% de ahorro de energía primaria si su potencia eléctrica nominal excede de 1 MW (o simplemente ser positiva para grupos menores). En la Decisión de Ejecución 2011/877/UE se establecen los valores de referencia de la eficiencia para producción separada de electricidad y energía térmica atendiendo al tipo de combustible. El RD 413/2014 exige que para acceder al marco retributivo la cogeneración ha de ser de alta eficiencia.

Desde un punto de vista económico en los sistemas energéticos es común establecer el coste normalizado de producción de electricidad [9], conocido frecuentemente por sus siglas en inglés como LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*), que representa el coste acumulado durante toda la vida del proyecto descontado al tiempo presente y anualizado a la vida del proyecto, referido habitualmente a la producción energética de un año tipo (Ec. 6). En dicho coste se tienen en cuenta la inversión (INV), el coste de combustible anual (C_F) y el de mantenimiento, también anual (C_m).

$$LCOE = (INV + C_F \cdot f_{adF} + C_M \cdot f_{adM}) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right) \quad (6)$$

Para la anualización se emplea el factor de amortización (f_a) dado en la Ec. 7, que depende de la tasa de descuento (WACC), conocida en inglés como *Weighted Average Capital Cost* y de los años de vida del proyecto (N). El factor de acumulación y descuento de cada coste (f_{adX}) viene dado por la Ecuación 8 que depende de la tasa de descuento y de la tasa nominal de actualización del coste concreto (r_x).

$$f_a = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1} \quad (7)$$

$$f_{adX} = \frac{\left(\frac{1 + r_x}{1 + WACC} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1 + r_x}{1 + WACC} \right)^N \right]}{1 - \left(\frac{1 + r_x}{1 + WACC} \right)} \quad (8)$$

Se puede comprobar que si tanto la tasa de descuento como las nominales de actualización de todos los costes se anulan el LCOE se simplifica a la Ecuación 9, que equivale a tener en cuenta tan solo los costes en el año cero.

$$\underbrace{\text{LCOE}}_{\text{WACC}=r_x=0} = \left(\frac{\text{INV}}{N} + C_F + C_M \right) \cdot \left(\frac{1}{E} \right) \quad (9)$$

Dado que en cogeneración se producen simultáneamente dos productos (energía térmica y eléctrica) es preciso adaptar el LCOE, para lo cual se establece el mismo criterio que para el rendimiento eléctrico equivalente, es decir, sustraer el ahorro por la compra de combustible evitada, con lo que la Ecuación 6 pasa a transformarse en la Ecuación 10:

$$\text{LCOE} = \left(\text{INV} + \left(1 - \frac{\eta_V}{\eta_{\text{refV}}} \right) \cdot C_F \cdot f_{\text{adF}} + C_M \cdot f_{\text{adM}} \right) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right) \quad (10)$$

Con objeto de ilustrar los resultados se van a particularizar las ecuaciones a un motor de gas natural Jenbacher JMS 620 GS-N.L de 3 MWe con un rendimiento eléctrico de 42,4 % y rendimiento térmico máximo de 44,4%. Los parámetros económicos se toma de la Orden IET/1045/2014: inversión de 3,2 M€, coste de combustible en 45 €/MWh y de mantenimiento de 34,6 €/MWh, 5.400 horas de funcionamiento al año y 25 años de vida del proyecto. La tasa nominal de actualización del combustible se establece en 5% y la del mantenimiento en 2,5%. La tasa de descuento se toma del 10%. Para el gas natural el rendimiento térmico de referencia es de 90% y el eléctrico de 52,5% (Decisión 2011/877/UE).

3. Resultados

La Figura 2 muestra el ahorro de energía primaria y el rendimiento eléctrico equivalente para el motor considerado en función del rendimiento térmico. Esta gráfica pone de manifiesto el efecto del correcto dimensionado del grupo cogenerador. El criterio de demanda térmica supondría seleccionar un motor del tamaño necesario para cubrir exactamente la demanda térmica, sin excederla. En esas condiciones el rendimiento térmico sería el máximo posible, pues se recuperaría toda la energía térmica disponible del motor. Ello conlleva la maximización tanto del ahorro de energía primaria (23,1%) como del rendimiento eléctrico equivalente (83,7%). Si se escoge un motor más grande el rendimiento térmico se reduce, pues el valor de V no es la energía recuperable del motor, sino tan sólo la que realmente se recupera según la demanda disponible. El RD 413/2014 exige que la cogeneración sea de alta eficiencia para acceder al marco retributivo, lo que en este tamaño de motor supone alcanzar el 10% de ahorro de energía primaria, que se corresponde con un rendimiento eléctrico equivalente de algo más del 60% (superior al 55% exigido por el RD 661/2007). La Figura 2 muestra que hay un amplio margen desde el mínimo exigido hasta la máxima eficiencia que podría lograr el motor.

La Figura 3 muestra el efecto sobre el coste de generación del rendimiento térmico. Para una cogeneración de alta eficiencia el coste normalizado de generación máximo es de 176,4 €/MWh. Si el dimensionamiento del grupo se hace para no disipar nada de energía térmica el coste se reduce a 145,2 €/MWh (más de un 17,5%). Es decir, por cada punto porcentual de incremento del rendimiento térmico el coste de generación se reduce 1,81 €/MWh.

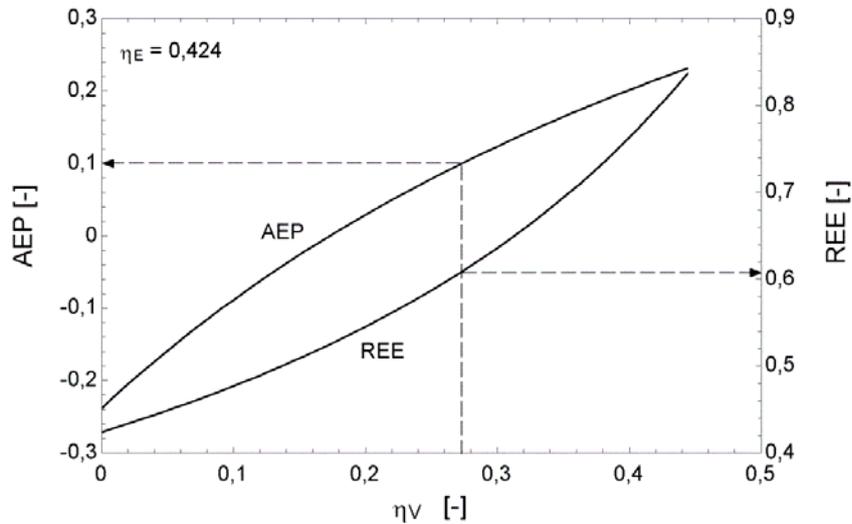


Fig. 2. Eficiencia del motor seleccionado en función del rendimiento térmico

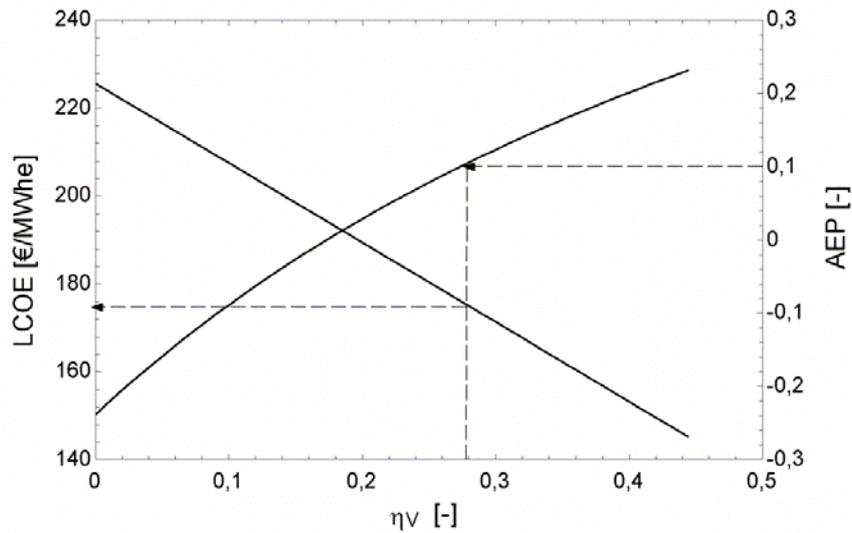


Fig. 3. Coste normalizado de generación en función del rendimiento térmico.

4. Conclusión

La cogeneración es un sistema energético que correctamente dimensionado puede generar importantes ahorros de energía primaria. Sin embargo, por razones de economía de escala requiere incentivos económicos, que es justo que reciba por su contribución a la reducción de la dependencia energética de una nación. Para que esa reducción sea máxima es preciso que el incentivo económico sólo se otorgue si se maximiza la eficiencia energética, lo que no se ha hecho en España hasta la entrada en vigor del RD 413/2014. Hasta entonces era posible dimensionar los grupos para maximizar la eficiencia (y también la rentabilidad relativa), pero las señales del marco retributivo tendían a limitar la eficiencia, conduciendo a grupos sobredimensionados con grandes inversiones y consumos de combustible que disipaban grandes

cantidades de energía térmica recuperable. La búsqueda de los ingresos fáciles, basados mayoritariamente en electricidad y usando el calor recuperable como una excusa para acceder al régimen retributivo, ha conducido al progresivo cierre de muchas instalaciones tras la entrada en vigor del RD 413/2014. Si dichas instalaciones se hubiesen diseñado buscando maximizar la eficiencia habrían sido rentables tanto con el RD 661/2007 como con el RD 413/2014, habiendo contribuido además a reducir la dependencia energética de España.

Ojalá se haya aprendido la lección y a partir de ahora se busque maximizar la eficiencia. Del mismo modo, el sector debería dejar de lamentarse por la pérdida de rentabilidad debida a erróneas decisiones del pasado y seguir la evolución que en Europa está teniendo la cogeneración, hacia ciclos de cola en procesos industriales y redes de distrito con el uso de biomasa. España debe acostumbrarse a no depender de la subvención y a maximizar la eficiencia energética que repercute en beneficios para toda la nación, obteniendo el empresario una rentabilidad justa y razonable.

5. Referencias

- [1] VV. AA. Guía de la Cogeneración. Madrid : Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (2010), Madrid.
- [2] D. Aranda, J.I. Linares, B.Y. Moratilla, Cogeneración con ciclos de cola en industria cementera, *Anales de Mecánica y Electricidad* 88 (IV) (2011) 29-33.
- [3] J.I. Linares, Cogeneración con biomasa mediante ciclos de Rankine orgánicos, en B.Y. Moratilla y M. Uris (Coords.), *Biomasa y sus Tecnologías Aplicadas*, Biblioteca Comillas Ingeniería 12, Universidad Pontificia Comillas (2012), Madrid.
- [4] M. Uris, J.I. Linares, E. Arenas, Techno-economic feasibility assessment of a biomass cogeneration plant based on an Organic Rankine Cycle, *Renewable Energy* 66 (2014) 707-713.
- [5] A.D. Hawks, M.A. Leach, Cost-effective operating strategy for residential micro-combined heat and power, *Energy* 32 (2007) 711-723.
- [6] S.R. Wood, P.N. Rowley, A techno-economic analysis of small-scale, biomass fuelled combined heat and power for community housing, *Biomass Bioenergy* 35 (2011) 3849-3858.
- [7] S. García, D. Fraile, J. Fraile, Motores alternativos de gas. Motores térmicos para generación eléctrica, *Comunidad de Madrid* (2011), Madrid.
- [8] J.A. Urquijo, La cogeneración, eficiencia energética en los sistemas de H&C, en *Generación y almacenamiento térmico para sistemas de calefacción y refrigeración*, EVE (25/9/2014), Bilbao.
- [9] A. Bejan, G. Tsatsaronis, M. Moran, *Thermal design & optimization*, John Wiley & Sons (1996), New York.