

Master en Energías Renovables y Mercado Energético 2007/2008

Módulo: Energía de la Biomasa

# CO-COMBUSTIÓN

AUTORES: JAVIER ROYO, PAULA CANALÍS Y FERNANDO SEBASTIÁN

# Índice

1	INTRODUCCIÓN .....	3
2	CO-COMBUSTIÓN: DEFINICIÓN, VENTAJAS E INCONVENIENTES .....	3
3	TECNOLOGÍAS DE CO-COMBUSTIÓN .....	6
4	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CO-COMBUSTIÓN .....	9
5	CONCLUSIONES .....	12
6	REFERENCIAS .....	13

eoi

## 1 INTRODUCCIÓN

Las ventajas medioambientales y socioeconómicas de la utilización de la biomasa como fuente de energía respecto del uso de combustibles fósiles, son los cimientos sobre los que se sustentan las iniciativas tanto europeas como nacionales para que estos recursos, en todas sus variantes, penetren cada vez más en el mercado energético.

No obstante, las barreras asociadas a la transformación energética de la biomasa seca, fundamentalmente las relacionadas con la adquisición y el coste de la materia prima (precio en origen del recurso, disponibilidad, estacionalidad, coste de transporte, etc.), están suponiendo que esta incorporación al mercado energético, especialmente en lo que hace referencia a la generación de electricidad, se encuentre muy por debajo de lo previsto en los Programas o Planes nacionales y/o europeos. Para cumplir el objetivo marcado por el Plan de energías renovables en España [1] en el apartado relativo a la producción de energía eléctrica a partir de biomasa, la potencia instalada en centrales eléctricas alimentadas con estos recursos debería alcanzar los 2.039 MW en 2010. Sin embargo, los datos provisionales publicados en Marzo de 2004 por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) [2] reflejan que, a finales de 2003, la potencia total instalada en España en plantas de este tipo era de tan sólo 308 MW y en el propio Plan de energías renovables se recoge que a finales de de 2004 (datos provisionales) era de 344 MW.

Si se analiza este hecho teniendo en cuenta no solo la diferencia entre los valores señalados, sino también la evolución experimentada hasta ahora y la prevista en los próximos años, parece obligado buscar y utilizar nuevas alternativas a las tradicionalmente empleadas para generar energía con biomasa que, además de aumentar la contribución de esta fuente de energía, ayuden a vencer las dificultades que actualmente impiden la penetración de estos recursos en el mercado energético. Una de estas posibles alternativas es la co-combustión.

## 2 CO-COMBUSTIÓN: DEFINICIÓN, VENTAJAS E INCONVENIENTES

Una alternativa interesante y prometedora para la producción de energía eléctrica a partir de biomasa es la co-combustión en centrales térmicas de carbón convencionales ya en funcionamiento [3 y 4]. Se trata de una tecnología de desarrollo relativamente reciente, consistente en la sustitución de parte del carbón empleado en la central, generalmente entre el 2 y el 20% en energía, por biomasa. Aunque este porcentaje sea pequeño, debido al gran tamaño de las centrales, el resultado final es la producción de una muy importante cantidad de energía eléctrica con este combustible renovable. Además de la biomasa residual seca (residuos forestales, agrícolas, etc.) también se adapta a esta tecnología los cultivos energéticos.

Adicionalmente a las importantes ventajas del uso de la biomasa sobre la utilización de combustibles fósiles, la co-combustión presenta otras no menos importantes frente a una central que emplee biomasa exclusivamente. Estas ventajas pueden paliar, por lo menos en buena parte, los problemas que impiden una mayor penetración de esta energía renovable:

- **Inversión necesaria (por unidad de potencia instalada) muy inferior.** Mediante la co-combustión se puede aprovechar gran parte de la infraestructura existente en cada central (ciclo de vapor, sistemas eléctricos, sistema de refrigeración y, al menos, parte de la caldera), lo que repercute en una drástica reducción de la inversión, a pesar de que las instalaciones de pretratamiento son en general más complejas que en una planta de biomasa.
- **Generación de energía eléctrica con un rendimiento superior.** La baja densidad habitual de los recursos biomásicos implicaría que, para lograr potencias eléctricas significativas, su recogida debiera abarcar un área demasiado extensa, lo que es inviable debido a los altos costes de transporte que ello supondría. Por lo tanto, y por una simple cuestión de economía de escala, los promotores de una planta de biomasa se ven obligados a decidir entre conseguir un rendimiento elevado a un alto coste específico (por kW instalado), o reducir esta inversión a costa de hacerlo también con el rendimiento. Esta última opción es la mayoritariamente elegida para poder asegurar la viabilidad económica del proyecto. Así, en una planta de biomasa (usualmente de potencia inferior a 25 MWe) se obtienen rendimientos que difícilmente superan el 25%, frente a las centrales de co-combustión en las que se produce energía eléctrica en una gran instalación (100-500 MWe), con rendimientos del orden del 32-38%.
- **Mucha mayor flexibilidad en la operación.** Una central de co-combustión posibilita una gran flexibilidad y una fácil adaptación a la disponibilidad de biomasa en cada momento. Una planta de biomasa podría encontrarse ante la necesidad de parar o reducir carga en determinados periodos, debido a una escasez de recursos en esa época o a un coyuntural aumento de sus precios. Sin embargo, una central de co-combustión podría en estas situaciones seguir operando a plena carga quemando el combustible para el que fue diseñada en una mayor proporción e incluso de forma exclusiva.
- **Reducción de las emisiones de NO<sub>x</sub>,** debido tanto al menor contenido de nitrógeno de la biomasa [5], como a efectos sinérgicos entre esta y el carbón [6]. Esta ventaja debe ser comprobada y cuantificada en cada planta de co-combustión en particular, ya que puede haber entre ellas diferencias significativas.

Estas ventajas suponen que cuando, desde un punto de vista empresarial, se compara la co-combustión con una planta que operara únicamente con biomasa, la primera debería resultar económicamente más atractiva y segura (ver apartado 4). Además, como la co-combustión supone la total independencia entre la operación de la central y la cantidad de biomasa disponible, todo apunta a que se pueda reducir la controversia o las dudas que en la opinión pública generan las plantas de biomasa ante el temor de que se prime la viabilidad económica del aprovechamiento antes que la medioambiental, especialmente en el caso de las diseñadas para operar con residuos forestales. Aunque cualquier proyecto de aprovechamiento de esta fuente de energía renovable consistente y serio garantizará la no sobreexplotación de los

recursos, y tanto una planta de biomasa como una planta de co-combustión sólo tienen sentido si velan por ello continuamente, esta última posee mayor capacidad de maniobra en la utilización de la biomasa, por lo que al ser el binomio viabilidad económica y medioambiental menos inestable, se abre una puerta a la generación de mercado con unos recursos hasta ahora infrutilizados.

Por todo ello, la co-combustión podría convertirse en una alternativa interesante para que se aumentara la generación de energía con biomasa en el corto plazo, lo que facilitaría el cumplimiento de los objetivos internacionales adquiridos (Protocolo de Kyoto, por ejemplo) al reducir el impacto medioambiental de la generación de electricidad en las centrales térmicas de carbón (debido al uso de biomasa se reducirían las emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, etc.), y derivado de ello, podría suponer importantes ventajas económicas para el sector eléctrico asociadas a los Derechos de Emisión (RD 5/2004 de 27 de agosto y RD 1866/2004 de 6 de septiembre).

Además, los beneficios hasta ahora apuntados van acompañados por otros no menos importantes que no deben ser olvidados: generación de mano de obra directa en las plantas de co-combustión y en el sector agroforestal, así como indirecta en el sector industrial puesto que una gran parte de la tecnología podría ser de origen nacional; creación de mercado y asentamiento del nivel de precios de la biomasa; desarrollo o afianzamiento de las redes de distribución de estos recursos lo que derivaría en la reducción de riesgos para futuras instalaciones; y finalmente, la posibilidad de dotar de mayor rentabilidad a los tratamientos selvícolas, cumpliendo con los turnos de tratamiento necesarios para el saneamiento y el desarrollo óptimo de las masas forestales.

No obstante, esta tecnología también tiene ciertos inconvenientes e incertidumbres con respecto a una planta de biomasa:

- **Costes de operación.** En general, los pretratamientos de la biomasa para co-combustión son más costosos (en instalaciones y en operación) sobre todo, en el caso de introducirse en una central térmica de carbón pulverizado. No obstante, este incremento de costes puede compensarse, al menos parcialmente, debido a que las centrales de carbón ya cuentan con personal especializado, lo que hace que el incremento del coste en mano de obra sea reducido.
- **Indefinición de primas a la producción de energía eléctrica con esta tecnología.** El RD 661/2007 contempla la existencia de primas, pero no las concreta.
- **Incertidumbre de cómo se comportará la caldera** frente a una mezcla de combustibles para la que no ha sido diseñada.

Además, aunque el concepto de co-combustión es relativamente sencillo y ya ha sido probado con gran éxito en varias centrales de la UE y de USA [7, 8 y 9], existen ciertos aspectos (pretratamientos óptimos, lugar de introducción de la biomasa, etc.) que deben estudiarse con detalle para cada caso: tipo de caldera, de carbón y de biomasa.

En nuestro país, la co-combustión no está tan desarrollada como en otros aunque ya se han llevado a cabo varios proyectos de investigación, uno de ellos con pruebas en funcionamiento real en la Central Térmica de Escucha (Teruel) [10].

### 3 TECNOLOGÍAS DE CO-COMBUSTIÓN

La co-combustión es aplicable a todos los tipos de calderas de potencia que tradicionalmente utilizan combustibles fósiles aunque, evidentemente, cada tipo requiere de una tecnología de adaptación diferente. En España existen 21 grandes centrales térmicas de carbón que, con una potencia total instalada de 12.095 MWe [11], generan cerca del 40% de la energía eléctrica anual consumida en España [12]. Dado que prácticamente todas las unidades del parque de centrales de carbón español (en realidad, todas excepto dos) son de combustible pulverizado, sólo se van a presentar las diferentes alternativas que se podrían implementar con este tipo de calderas.

Existen distintas formas de adaptar la tecnología de co-combustión en las calderas de carbón pulverizado debido tanto a que en este término se incluyen varios tipos de instalaciones muy distintas entre sí, como a que las propiedades del carbón empleado así como la cuantía y las características de la biomasa disponible pueden diferir en cada caso, siendo necesario estudiar en detalle cuál de todas ellas es la más adecuada.

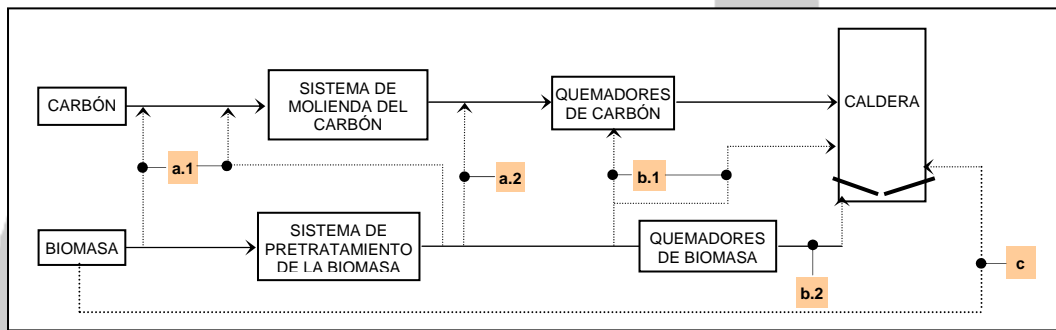
Las tecnologías usualmente empleadas en co-combustión suelen diferenciarse entre las que efectúan *co-combustión indirecta* y las que realizan *co-combustión directa*. En el primer caso la biomasa se transforma previamente de forma independiente al carbón en un equipo de combustión o de gasificación externo y, posteriormente, los productos generados con cada uno de los procesos y combustibles se manejan de forma conjunta (se integran los vapores generados en ambos sistemas, se introduce en la caldera de carbón el gas generado con la biomasa, etc.). De esta forma, se evitan o se reducen los posibles problemas que pudieran aparecer en la caldera por la utilización de un combustible distinto del de diseño (pérdida de rendimiento, incremento de la corrosión, aumento del ensuciamiento, etc.), sin embargo, la inversión necesaria para adaptar una central a esta tecnología resulta tan elevada que sólo se ejecuta en casos muy especiales.

En el caso de la *co-combustión de tipo directo*, la biomasa se alimenta dentro de la caldera (que hasta entonces usaba exclusivamente carbón), y en ella, interaccionan y se queman conjuntamente los dos combustibles. Incluidas en este grupo existen, a su vez, diferentes opciones para adaptar una caldera de carbón pulverizado a esta tecnología (ver **figura 1**):

- a. La biomasa se alimenta a la caldera mezclada con el carbón (los dos combustibles se mezclan previamente y se introducen conjuntamente en la caldera):
  - a.1. La mezcla se realiza antes de los molinos de carbón (la biomasa puede estar previamente pretratada o no).
  - a.2. La mezcla se efectúa después de los molinos y antes de los quemadores de carbón.

- b. La biomasa se introduce en la caldera independientemente del carbón (los dos combustibles se alimentan de forma separada pero reaccionan conjuntamente en la caldera):
- b.1. Se utilizan los propios quemadores de carbón u otros conductos disponibles.
  - b.2. Se instalan quemadores especialmente diseñados para la biomasa.
- c. Incorporación de una parrilla para la biomasa en la parte inferior de la caldera.

**Figura nº 1. Esquema general de posibles configuraciones de co-combustión directa.**



Cuando la biomasa se alimenta mezclada con el carbón (opción a), se reduce la inversión necesaria para adaptar la planta a su operación en co-combustión debido a que las reformas de caldera son prácticamente nulas. No obstante, cuando la mezcla de ambos combustibles tiene lugar antes de los molinos de carbón (a.1), la biomasa, previamente molida o no, debe atravesar dichos equipos. Esto puede originar atascos, malfunciones e incluso incendios o explosiones [13 y 14] debido a que estos aparatos, diseñados para operar con carbón, no son adecuados en muchas ocasiones para tratar biomasa (depende del tipo de carbón y de biomasa). En las instalaciones que emplean o han experimentado esta opción se ha limitado la cantidad de biomasa a utilizar a aproximadamente el 2% en energía con el objeto de evitar estos problemas [14 y 15].

Cuando la mezcla de ambos combustibles tiene lugar después de los molinos (a.2), la biomasa necesita haber sido previamente tratada para evitar la aparición de inconvenientes en su transformación energética (se debe asegurar que las partículas de biomasa reaccionan completamente en un equipo diseñado para quemar partículas de carbón con unas especificaciones dadas). En ese caso, el límite en el porcentaje de sustitución viene marcado por la capacidad de transporte y/o alimentación del sistema debido a que, generalmente, la densidad energética (energía por unidad de volumen) de la biomasa es muy inferior a la del carbón (en función del carbón y de la biomasa empleados puede llegar a ser necesario el manejo de hasta tres veces más volumen de biomasa que de carbón para generar la misma cantidad de energía).



Si como sucede habitualmente, se pretende transformar una mayor cantidad de biomasa (generalmente entre el 5 y el 20% en energía) y, además, se quiere mantener cierta autonomía en el manejo y la alimentación de ambos combustibles, es necesario el uso de otras alternativas que implican la introducción de la biomasa a la caldera independientemente del carbón (opción b). Cuando se utilizan conductos libres del propio quemador de carbón; se emplean quemadores que dejan de alimentar carbón y son habilitados especialmente para la biomasa; o cuando, en el caso de que existan, se aprovechan conductos de aire adicionales (todas ellas hacen referencia a la opción b.1), las modificaciones en la caldera son también mínimas por lo que la inversión necesaria se reduce a valores muy parecidos a los de la opción anterior.

Por otra parte, el uso de quemadores específicos para la biomasa (opción b.2) sólo tiene sentido cuando éstos permiten reducir de forma considerable los requerimientos que deben tener las partículas de biomasa para que éstas se transformen adecuadamente (es decir, cuando posibilitan la utilización de mayores tamaños de partícula y contenidos de humedad), de tal manera que el ahorro en pretratamientos que aportan compense la elevada inversión que supone su instalación.

Por último, la incorporación de una parrilla en la parte inferior de la caldera de carbón (opción c) puede considerarse, en cierto modo, como una situación intermedia entre la co-combustión directa e indirecta. La gran ventaja de esta alternativa es que la biomasa prácticamente no necesita de ningún pretratamiento y su gran inconveniente es que los costes asociados a la reforma de la caldera son muy elevados. Además, se debe tener en cuenta que no es una opción que pueda integrarse en todas las centrales térmicas existentes ya que su instalación requiere de un considerable espacio libre en la parte inferior de la caldera.

Merece la pena resaltar que cuando se atiende a cuestiones exclusivamente económicas, cada una de las alternativas de co-combustión mostradas va a requerir, en mayor o menor grado, la ejecución de la inversión necesaria para adaptar la central térmica a la nueva situación (parque de biomasa, nuevas instalaciones de pretratamiento, reformas de caldera, etc.), va a suponer la asunción de unos costes de inversión y de operación asociados al pretratamiento del nuevo combustible (secado y molienda) y puede conllevar una ligera disminución del rendimiento de la caldera. Todos estos factores han de ser valorados conjuntamente a la hora de decidir qué tipo de opción es la más idónea en cada caso dado que las tecnologías con mayor inversión suelen presentar menores costes de operación (pretratamientos de la biomasa), y viceversa [16].

Evidentemente, la adaptación de una central térmica a la co-combustión requiere de un estudio específico que permita decidir la tecnología óptima a emplear en función del tipo de caldera, de carbón y de biomasa. No obstante, la alimentación de la biomasa de forma independiente a través de los propios quemadores de carbón o de otros conductos disponibles (opción b.1) es la opción más generalizada, más extendida para porcentajes de biomasa medios y, hoy por hoy, más viable desde un punto de vista económico [16]. Esta alternativa posibilita la obtención de valores elevados de sustitución con relativamente bajos costes de inversión y de operación debido a que requiere muy pocas modificaciones en la caldera y a que se consiguen excelentes resultados con bajos grados de pretratamiento de la biomasa (se



ha operado con éxito con tamaños de partícula de 5 y 6 mm [9, 10 y 14] y se persigue operar satisfactoriamente con tamaños superiores). A pesar de todo, no hay que perder de vista que la instalación de quemadores específicos para la biomasa que posibiliten el uso de tamaños de partícula elevados y altos contenidos de humedad como, por ejemplo, podría ser la integración de cámaras torsionales [17], presenta grandes ventajas y deberá ser tenida en cuenta en un futuro no muy lejano [16].

#### 4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CO-COMBUSTIÓN

A pesar de las importantes ventajas que presenta la co-combustión, la implantación definitiva de esta tecnología requiere que la inversión resulte económicamente atractiva para sus potenciales promotores, como ocurre con cualquier planta de producción de energía independientemente del combustible o la fuente de energía que utilice.

En este apartado se analiza la viabilidad económica de la implantación de la co-combustión en una central de carbón española *tipo*. Para ello, se ha analizado un caso hipotético que, por la potencia instalada, por su rendimiento neto, por las horas de funcionamiento anuales, por la cantidad de biomasa con la que podría alimentarse, etc., pudiera representar a las centrales de carbón españolas. De este modo, se ha considerado que la planta *tipo* tiene una potencia neta de 340 MWe, un rendimiento neto sobre el PCI del 36,5%, que funciona 6.100 horas equivalentes a plena carga por año y que en ella se sustituye un 6,7% del carbón por biomasa (en energía). Por las razones comentadas en el apartado 3, se va a suponer que la biomasa se introduce en la caldera según lo que se ha definido como opción b.1, es decir, de forma independiente por medio de conductos vacíos de los quemadores de carbón u otros conductos disponibles. Con el objeto de efectuar un análisis más completo de los resultados, la co-combustión se compara con una central de biomasa, por supuesto incluida en el régimen especial, que funcionara exclusivamente con el mismo tipo y cantidad de residuos que la planta de co-combustión.

En la estimación de la inversión se han tenido en cuenta todos los costes necesarios para adaptar una central térmica ya existente a la tecnología de la co-combustión: parque de biomasa, instalaciones de pretratamiento, adaptación del sistema de alimentación a caldera y ejecución de las reformas de ésta y, por último, los autoconsumos adicionales que suponen los pretratamientos específicos de la biomasa (teniendo en cuenta las experiencias analizadas se ha considerado que entre 5 y 6 mm sería el tamaño máximo de la partícula de biomasa que permitiría asegurar su combustión completa en la caldera de carbón). Los valores de la inversión específica y de los costes de operación y mantenimiento utilizados en este análisis (ver **tabla 1**) están basados, fundamentalmente, en datos medios obtenidos de las numerosas instalaciones de co-combustión existentes en Estados Unidos y en el norte de Europa [16]. No debe olvidarse que la amplia casuística de reconversión a la tecnología de la co-combustión existente (tipología de caldera, tipos de carbón y de recursos de biomasa empleados, etc.) impone que, para la implantación definitiva de la co-combustión en una central térmica dada, sea imprescindible la ejecución de un estudio detallado que evite la utilización de estos valores medios.

Tabla nº 1.- Resumen de los principales datos utilizados en el análisis económico.

Hipótesis o valores considerados	Co-combustión	C.T. biomasa exclusiva
<b>Potencia eléctrica neta con biomasa (MW)</b>	20,5	12,8
<b>Horas de funcionamiento anual (h/año)</b>	6.100	7.500
<b>Rendimiento neto sobre PCI (%)</b>	36,3	22
<b>Autoconsumo para pretratamiento (%)</b>	9,7	---
<b>Coste específico de la instalación (€/kW)</b>	300	1.800
<b>Inversión total (M€)</b>	6,84	20,26
<b>Costes de operación y mantenimiento (c€/kWh)</b>	0,30	1,20
<b>Costes de amortización* (c€/kWh)</b>	0,64	3,12

\* Se ha supuesto una amortización a 10 años, incluyendo ésta los gastos de financiación (interés 5%).

Aunque la aplicación de los pretratamientos asegura una buena combustión de las partículas de biomasa, los datos de las pruebas y de las instalaciones analizados indican que la eficiencia de caldera puede disminuir ligeramente (del orden del 1% por cada 10% de carbón sustituido por biomasa). Para tener en cuenta esta posible afección en el análisis efectuado se ha disminuido ligeramente el valor del rendimiento de la central térmica de carbón cuando ésta opera en co-combustión. Este hecho, junto con el autoconsumo específico para el pretratamiento de la biomasa, provoca que aunque se sustituya un 6,7% de carbón en energía, la potencia neta atribuible a este combustible sea de 20,5 MW. Por otra parte, como la central de biomasa exclusiva consume la misma cantidad de recursos biomásicos que la central de co-combustión, pero opera con menor rendimiento y durante un mayor número de horas al año, su potencia neta disminuye hasta 11,2 MW.

Con todas estas consideraciones se ha analizado, tanto para la co-combustión como para la planta exclusiva de biomasa, el beneficio que se podría obtener en cada caso en función del precio de adquisición de la biomasa a pie de planta, uno de los parámetros más determinantes en una instalación basada en esta fuente de energía renovable.

En el estudio de la planta de co-combustión se han realizado las siguientes suposiciones para la definición del escenario económico:

- Aunque, en estos momentos, existe una indefinición en cuanto a la prima a aplicar para esta tecnología (el R.D. 661/2007 sólo dice que podrá existir una prima, pero que será estudiada en cada caso particular), se ha considerado una prima de 1,47 c€/por cada kWh producido mediante biomasa (prima propuesta para la co-combustión en el Plan de energías renovables [1])
- Se ha tenido en cuenta el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, considerando que el precio de mercado de cada derecho de emisión es de 20 euros por tonelada de CO<sub>2</sub>. La aplicación de este escenario supone

la asunción de que la central recibe un ingreso (o que debe pagar menos) debido a que reduce las emisiones de dióxido de carbono por generar energía con biomasa.

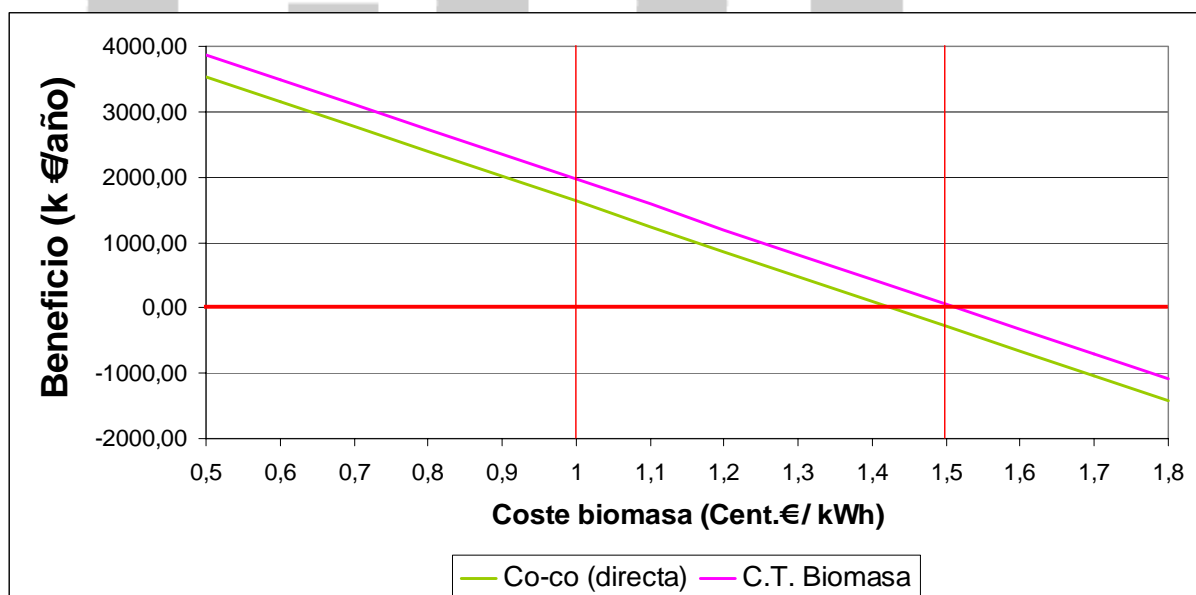
Por supuesto, para el estudio de la central de biomasa se ha tenido en cuenta la existencia de una prima e incentivo (6,19 c€/kWh, que corresponde a la prima de los residuos agrícolas según el RD 661/2007), ya que sí que estaría contemplada en el régimen especial.

En la **figura 2** se muestra, con las consideraciones apuntadas, el beneficio esperado para los dos casos evaluados. Se debe aclarar que en el caso de la central térmica de biomasa se presenta el beneficio neto, mientras que en el de co-combustión se representa el incremento de beneficio neto que se obtiene con la aplicación de esta tecnología respecto a operar únicamente con carbón.

Puede observarse en dicha **figura 2** como en ambos casos estas tecnologías resultan económicamente viables para precios de mercado actuales (zona entre las dos líneas verticales).

Hay que hacer constar que si se hubieran contemplado para la planta exclusiva de biomasa las primas anteriores al RD 661/2007, sólo habría sido viable para precios de adquisición del recurso bajos (inferiores a 1,1 c€/por kWh térmico, sobre PCI). Este hecho parece constatar la realidad del sector del aprovechamiento energético de la biomasa en España, dónde la práctica totalidad de las centrales térmicas que hasta ahora utilizaban este combustible, han sido instaladas por las propias industrias que poseen un residuo a bajo coste.

**Figura nº 2: Beneficio en función del coste de la biomasa.**



## 5 CONCLUSIONES

Salvo cambios sustanciales en la tendencia mostrada hasta la fecha, no parece que se vayan a satisfacer los objetivos que atañen a la generación de electricidad mediante biomasa. Sólo la consolidación de los sistemas de generación que en la actualidad se están desarrollando, la utilización de nuevas tecnologías, la creación de nuevos mercados que por medio del afianzamiento tanto de la logística del abastecimiento como de las cadenas de distribución permitan vencer algunas de las barreras asociadas a la biomasa y, por último, pero no por ello menos importante, el apoyo decidido de la Administración y de todos los sectores implicados en el proceso, pueden invertir esta tendencia.

La aplicación de la co-combustión al parque de centrales de carbón español, una tecnología de posible desarrollo nacional y cuya viabilidad técnica está avalada por una amplia implantación en otros países, es una de las alternativas existentes para conseguir dichos objetivos. Según un estudio en el que sólo se consideran algunos tipos de biomasa residual [18], mediante la tecnología de la co-combustión podrían generarse anualmente en España 1.500 GWh eléctricos, lo que supondría, en estos momentos, duplicar la generación eléctrica con biomasa y acercarse un poco más a los objetivos marcados para 2010. Este potencial podría ser mucho más elevado si se tuvieran en cuenta, además de la biomasa residual evaluada, los residuos provenientes de las empresas agroalimentarias y de la transformación de la madera así como, sobre todo, la gran cantidad de recursos que se podrían obtener mediante el desarrollo de los cultivos energéticos.

Desde un punto de vista meramente económico parece claro que, para que el aprovechamiento definitivo de este potencial pudiera ser efectivo, la generación de un porcentaje de electricidad de origen renovable en las centrales de carbón debería ser, al menos, igual de interesante que operar exclusivamente con el combustible fósil. Para ello, al contemplar los efectos del Plan nacional de asignación de derechos de emisión, sería suficiente con una prima e incentivo inferior a la que en la actualidad complementa el régimen retributivo de una planta de biomasa convencional. En este sentido, no hay que olvidar que dichas primas se justifican, entre otras cosas, por los importantes beneficios medioambientales que supone el uso de biomasa (o de cualquier otra fuente de energía renovable) frente al uso de combustibles fósiles, beneficios que, por supuesto, la co-combustión comparte.

La existencia de esta prima, que el RD 661/2007 contempla pero no concreta, podría redundar en una mayor participación de la biomasa en el mercado eléctrico español lo que no sólo incrementaría directamente la generación de energía eléctrica de origen renovable, sino que también contribuiría a vencer muchas de las barreras que frenan el desarrollo de esta fuente de energía (entre ella la escasez de canales de distribución suficientemente desarrollados) lo que indirectamente, a su vez, podría traducirse en un mayor fomento de las inversiones en otro tipo de instalaciones basadas en estos combustibles.

La co-combustión por sí sola no es la solución a toda la problemática que afecta a la contribución de la biomasa en el sector energético español, pero una apuesta decidida por la reducción de los gases de efecto invernadero asociadas a la generación de energía, por el aprovechamiento de los recursos endógenos y por el desarrollo de la biomasa y de las ventajas

medioambientales y socioeconómicas que lleva aparejada su utilización, no debería desdeñar esta tecnología.

## 6 REFERENCIAS

- [1] IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2005), “*Plan de energías renovables en España. 2005-2010*”.
- [2] IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2004), “Boletín nº 6: Eficiencia energética y energías renovables”, Marzo.
- [3] Spliethoff, H., Hein, K.R.G.(1995), “*Combined combustion of coal and biomass in pulverized fuel and fluidized bed systems*”. IVD, University of Stuttgart. 3<sup>rd</sup> Int. Conf. On Combustion Technology, 3-6 July.
- [4] Bemtgen, J.M.; Hein, K.R.G., Minchener, A.J. (1995), “*Combined combustion of Biomass/Sewage Sludge and Coal. Volume II: Final Reports*” IVD, University of Stuttgart. ISBN 3-928123-16-5.
- [5] Hill, S.C.; Douglas, L. (2000), “*Modelling of nitrogen oxides formation and destruction in combustion systems*” Progress in Energy and Combustion Science 26 p.417-458.
- [6] Robinson, A., et al. (1998), “*Fireside issues associated with coal-biomass co-firing*”. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Sandia National Laboratories, Federal Energy Technology Center. NREL/TP-570-25767, December.
- [7] Spliethoff, H.; Hein, K.R.G. (1995), “*Co-combustión of coal and Biomass. Suitability of Combustion Systems and State of the Art*”. IVD, University of Stuttgart. Symposium Co-combustion and Gbiofuels, Nijmegen/NL, 8-9 November 1995.
- [8] Van Ree, R., Korbee, R., Meijer, R., Konings, T., Van Aart, F. (2001) “*Operational experiences of (in)direct co-combustion in coal and gas fired power plants in Europe*” ECN/KEMA contribution to Power Gen Europe 2001, 29-31 May, Brussels, Belgium.
- [9] Antares Group, Inc. , Parson Power. (1996) “*Utility Coal-Biomass Co-firing Plan Opportunities and Conceptual Assessments. Final Report*” Prepared for the Northeast Regional Biomass Program and the United States Department of Energy. Dec 13.
- [10] Canalís, P., Palacio, J., Pascual, J., Royo, J., Sebastián, F., Tapia, R. (2002) “*Co-firing of Low Rank Coal and Biomass: A Promising Pilot Experience*” International Conference on New and Renewable Technologies for Sustainable Development June 24-26, Azores, Portugal.
- [11] UNESA: Asociación Española de la Empresa Eléctrica (2003) “*Memoria estadística Eléctrica de Unesa.2003*” (<http://www.unesa.es>).
- [12] Comisión Nacional de Energía. “*Mercado Eléctrico: Balances de energía y capacidad instalada en el sistema peninsular*” Años 2000, 2001, 2002 y 2003. ([http://www.cne.es/mercado\\_electrico.html](http://www.cne.es/mercado_electrico.html)).

- [13] Veijonen, K., Vainikka, P., Järvinen, T., Alakangas, E. (2003) “*Biomass Co-firing – An Efficient way to reduce greenhouse gas emissions*” European Bioenergy Networks - EUBIONET.
- [14] Tillman D.A. (2000) “*Biomass cofiring: The technology, the experience, the combustion consequences*”, Biomass and Bioenergy 19, p. 365-384.
- [15] Hughes, E. (2000) “*Biomass Cofiring: Economics, Policy and Opportunities*”. Biomass and Bioenergy 19 p. 447-465.
- [16] Royo, J., Sebastián F., Canalís, P., Rodríguez, N. (2004) “*The Torsional Chamber as an Alternative to the Technologies Usually Employed in Biomass Co-firing*”, Power-Gen Europe. 25-27 Mayo. Barcelona, España.
- [17] Tejero, I., Trujillo, A., León, E. H. (2000) “*An Efficient Technology for The Combustion of Biomass*”, 1<sup>st</sup> World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry., 5-9 June. Sevilla, España.
- [18] García, D. (2004) “*Co-combustión de Carbón y Biomasa en Centrales Térmicas de Combustible Pulverizado: Análisis del Potencial de su implantación en España*”. Proyecto Fin de Carrera. Fundación CIRCE. Universidad de Zaragoza.