

Costes de la generación eléctrica en algunas tecnologías

J. M^a. Marcos Fano

**Jefe de División de Energía Hidroeléctrica y Régimen Especial
UNESA**

1. Introducción

Antes de entrar en materia conviene reseñar que la demanda eléctrica en España peninsular se ha incrementado un 25% en los cinco últimos años pasando de 156.250 GWh en 1996 a 194.900 en el año 2000. Sin embargo, la máxima potencia media horaria en ese Sistema se ha incrementado en el mismo período en un 31%, pasando de 25.357 MW a 33.236 MW.

Durante ese mismo período, el incremento de potencia en el régimen ordinario, que es aquel en el que se integran las centrales eléctricas que funcionan en régimen de competencia y realizan ofertas de funcionamiento al Operador del Mercado, ha sido reducido, limitándose prácticamente a un grupo de carbón de importación en 1997 y al incremento de potencia en algunos grupos nucleares. Los incrementos de potencia más sustanciales se han producido en el régimen especial al que se acogen las instalaciones de energías renovables, de tratamiento y reducción de residuos, así como las instalaciones de cogeneración. Este régimen especial se caracteriza por su carácter de primado, las instalaciones perciben una prima adicional al precio de mercado, y privilegiado, en el sentido de que las instalaciones a él acogidas no tienen que realizar ofertas al Operador de Mercado y el despacho de su energía es prioritario respecto de las instalaciones que operan en competencia, aunque el Real-

Decreto Ley 6/2000, pendiente de desarrollo, prevé algunas modificaciones en esta cuestión.

Por tanto, lo que a continuación figura es un sencillo análisis del coste de generación eléctrica para las distintas tecnologías que se vienen implantando o barajando, con el fin de obtener un valor relativo del coste de generación del kWh en cada caso. Los resultados que se obtienen se presentan en formas de curvas que proporcionan el coste total del kWh en función de las horas de utilización equivalentes de la potencia nominal.

Se trata, por tanto, de un análisis económico a nivel de proyecto, en el que por simplicidad no se incluye el reducido efecto que pueden suponer los aspectos fiscales, IVA e Impuesto de Sociedades. Otra simplificación que se asume es la de trabajar con inflación nula de forma que el tipo de interés nominal coincide con el interés real.

Los diversos costes, tanto de inversión como de operación y mantenimiento fijos y variables, costes de combustible, etc., se han estimado a partir de documentos oficiales, como el Plan de Fomento de Energías Renovables en el caso de esas energías, o bien, de otras publicaciones técnicas para otras tecnologías, y en algunos casos se han contrastado con valores reales de proyectos. Se trata lógicamente de valores medios estimados ya que en algunos casos no existe todavía en España información suficientemente representativa de algunos de los

El objeto del presente artículo es exponer sucintamente una panorámica de los posibles costes de generación a que dan lugar las distintas tecnologías que por parte de los inversores actualmente se contemplan y, por tanto, de cara al futuro pueden ser de interés en España. La liberalización de la actividad de generación de electricidad y el comienzo de un ciclo inversor para hacer frente al crecimiento de la demanda, en unos momentos en que el margen de reserva del equipo existente se ha reducido notablemente, recomienda realizar este análisis.

tipos de instalaciones analizadas.

Sí conviene reseñar que a efectos de amortización económica de las instalaciones se ha supuesto que ésta se realiza a lo largo de toda la vida útil de la central y, en todos los casos, se contempla un valor final nulo o lo que es lo mismo, que el coste de desmantelamiento coincide con el valor residual de los equipos. En cuanto a la amortización de la inversión se asume en todos los casos una financiación mediante la fórmula de anualidad constante y a lo largo

de toda la vida útil de la inversión, con una tasa de interés real del 5%. Esta formulación supone independizar el coste financiero de la relación recursos propios/recursos ajenos al asumir la misma tasa de remuneración con independencia del origen de los fondos.

Las tecnologías contempladas son las siguientes:

- Central de ciclo combinado de gas natural, como tecnología más representativa de la expansión del equipo generador en régimen ordinario en los próximos años.

- Como alternativa, se ha analizado una central de carbón importado situada en costa con equipos de desulfuración y desnitrificación, aprovechando infraestructuras portuarias existentes y prevista para funcionamiento en base, al igual que la anterior.

- Turbina de gas de gran tamaño para producción en puntas con el fin de dotar de garantía al sistema.

- Parque eólico con una potencia instalada en torno a los 20-30 MW con aerogeneradores de 600-800 kW.

- Minicentral hidroeléctrica en un emplazamiento nuevo.

- Instalación de cogeneración tanto con motor de gas como con turbina de gas dimensionadas para cumplir con el rendimiento eléctrico equivalente.

- Central de biomasa para combustión de paja de cereal, de maíz o cultivos energéticos.

A continuación se describen los parámetros técnico-económicos más relevantes que se han utilizado para los distintos proyectos tipo, como son: el coste de inversión unitario, la vida útil y el período de construcción considerado para obtener un Valor Actual Bruto en el momento de puesta en marcha. La amortización y retribución de esos costes de inversión más un coste fijo de operación y mantenimiento da lugar a los costes fijos anuales independientes de la producción que se realice. La

consideración de los costes de combustible, teniendo en cuenta los rendimientos y los consumos auxiliares típicos de las distintas tecnologías, y los costes variables de operación y mantenimiento, da lugar a unos costes variables. Los costes fijos resultantes más los costes variables dan lugar a un coste total del kWh para distintos niveles de utilización en cada tecnología.

2. Costes de inversión

Como coste específico de inversión se han considerado los que figuran en la Tabla I como representativos de cada tecnología. Los valores indicados deben considerarse una mera referencia media, dado que para algunas de estas tecnologías están en constante evolución. Así, por ejemplo, en el caso de los parques eólicos están bajando rápidamente con lo cual probablemente a corto plazo sería más adecuado un coste de 135.000 pta/kW. En sentido contrario la abundancia de pedidos de instalaciones de ciclo combinado puede dar lugar temporalmente a un encarecimiento de la inversión por saturación de la capacidad industrial. En las plantas de biomasa, la inversión inicial en las primeras plantas que se han acometido supera las 300.000 pta/kW, aunque han recibido subvenciones importantes a la inversión por parte de las correspondientes CCAA. A corto plazo, la inversión podría situarse en el rango de 240-260.000 pta/kW.

A partir de esos valores, teniendo en cuenta el período habitual de construcción de las diversas instalaciones y el perfil de inversiones asociado a cada una de ellas, se obtienen los intereses intercalares, estimados con una tasa real del 7%, que incrementan la inversión nominal dando lugar a un Valor Actualizado Bruto de la inversión en el momento de puesta en marcha (Tabla II).

Este VAB es el que represen-

Tabla I. Coste de Inversión (pta/kW)

Ciclo Combinado	70.000
Carbón Importado	185.000
Turbina de gas	45.000
Parque Eólico	145.000
Minicentral hidroeléctrica	200.000
Cogeneración (T. Gas)	100.000
Cogeneración (M. Gas)	95.000
Biomasa	250.000

Tabla II. Valor Actual Bruto en el momento de puesta en marcha (pta/kW)

Ciclo Combinado	77.000
Carbón Importado	215.000
Turbina de gas	47.000
Parque Eólico	150.000
Minicentral hidroeléctrica	211.000
Cogeneración (T. Gas)	103.000
Cogeneración (M. Gas)	98.000
Biomasa	264.000

Tabla III. Vida útil de las instalaciones (años)

Ciclo Combinado	20
Carbón Importado	25
Turbina de gas	15
Parque Eólico	20
Minicentral hidroeléctrica	25
Cogeneración (T. Gas)	15
Cogeneración (M. Gas)	15
Biomasa	20

ta finalmente los costes de inversión que se han anualizado a lo largo de la vida útil de la instalación (Tabla III) de forma que la amortización del principal más la retribución de la inversión suponga una anualidad constante.

3. Costes de operación y mantenimiento. Costes del combustible

Las Tablas IV y V recogen los costes unitarios de explotación considerados agrupados en los tres conceptos clásicos. Los costes de O&M fijos representan aquellos costes independientes del nivel de utilización, lógicamente en los rangos habituales de utilización, tales como los costes de personal, las inversiones recurrentes y los impuestos ligados a la explotación. Bajo el epígrafe de costes de O&M variables se recogen los más directamente ligados a la producción y, por tanto, en su mayor parte proporcionales a la misma, fungibles, manipulación del combustible en central, etc. Para la minihidráulica y la eólica se ha tomado el valor que figura en el Plan de Fomento de las Energías Renovables aunque puedan resultar relativamente elevados. Para los costes de combustible se ha hecho la hipótesis de 2,50 pta/te PCS en el caso del gas natural, incluyendo peajes, y de 1,10 pta/te PCS para el carbón importado puesto en central costera. Ambos valores, especialmente el primero, pudiera responder a un escenario con un precio del petróleo en el entorno de 22\$/barril. Para la biomasa, bien paja de cereal o maíz, bien cultivos energéticos, se ha estimado un coste del combustible en central de 1,30 pta/te PCS que implicaría en algún caso ayudas al combustible. Para las instalaciones de cogeneración se han valorado los ingresos por los autoconsumos eléctricos al coste total de la producción eléctrica que resulta en función de la utilización. No se ha valorado, por tanto, el

ahorro que la producción propia supone respecto de la opción de adquirir la energía al sistema asumiendo las tarifas de acceso. Los ingresos por el calor útil obtenido se han cuantificado valorando el calor útil resultante del proceso de cogeneración, esto es, valorando su coste de oportunidad (Tabla VI).

4. Rendimientos y consumos auxiliares

Se han considerado los rendimientos medios anuales de las tecnologías contempladas así como los consumos auxiliares, estos últimos en forma de porcentajes que representan la fracción de la energía producida que consume la planta y, por tanto, no es vertida a la red. En el caso de las instalaciones de cogeneración se ha supuesto el cumplimiento estricto del Rendimiento Eléctrico Equivalente en los términos que recoge el Anexo I del Real Decreto 2818/1998.

5. Resultados obtenidos

Los resultados de este análisis se recogen en la figura 1. En primer lugar hay que señalar que más que en los valores absolutos que resultan, que están altamente condicionados por las hipótesis económicas (inflación nula, tipo de interés real, amortización a anualidad constante, etc.), pueden ser representativos los costes relativos de las distintas tecnologías que se analizan. Así, se pone de manifiesto que, en las hipótesis utilizadas, el coste del kWh en ciclos combinados con gas natural es muy similar al coste en centrales de carbón de importación. Los costes unitarios de la generación eólica y minihidráulica para utilizaciones medias de estas tecnologías (2.400 y 3.000 h) son ligeramente superiores a los costes unitarios de las tecnologías de combustibles fósiles en régimen ordinario. En

aquellos parques eólicos y mini-centrales en emplazamientos que permiten una alta utilización de la potencia instalada (del orden de 3.000 y 3.500 h respectivamente) los costes del kWh son totalmente comparables con los de las centrales de ciclo combinado y carbón.

El coste de la generación en instalaciones de cogeneración, sigue unas curvas análogas a la del ciclo combinado pero ligeramente más elevadas, 1-2 pta/kWh, debido a la menor inversión unitaria por efecto escala que requiere el ciclo combinado. Esta diferencia de coste se compensa por el ahorro que supone el autoconsumo eléctrico frente al abono de las tarifas de acceso. También se observa que la generación en centrales

**Tabla IV. Coste fijo O&M
(pta/kW instalado)**

Ciclo Combinado	3.000
Carbón Importado	3.500
Turbina de gas	2.500
Parque Eólico	2.000
Minicentral hidroeléctrica	2.000
Cogeneración (T. Gas)	3.000
Cogeneración (M. Gas)	3.000
Biomasa	3.000

**Tabla V. Coste variables O&M
(pta/kWh b.c)**

Ciclo Combinado (gas)	0,20
Carbón Importado	0,40
Turbina de gas	0,70
Parque Eólico	1,40
Minicentral hidroeléctrica	1,30
Cogeneración (T. Gas)	0,80
Cogeneración (M. Gas)	1,30
Biomasa	1,50

**Tabla VI. Ingresos de la Cogeneración.
Por valoración del calor útil (pta/kWh)**

Turbina de gas (ree: 59%)	2,23
Motor de gas (ree: 55%)	1,78

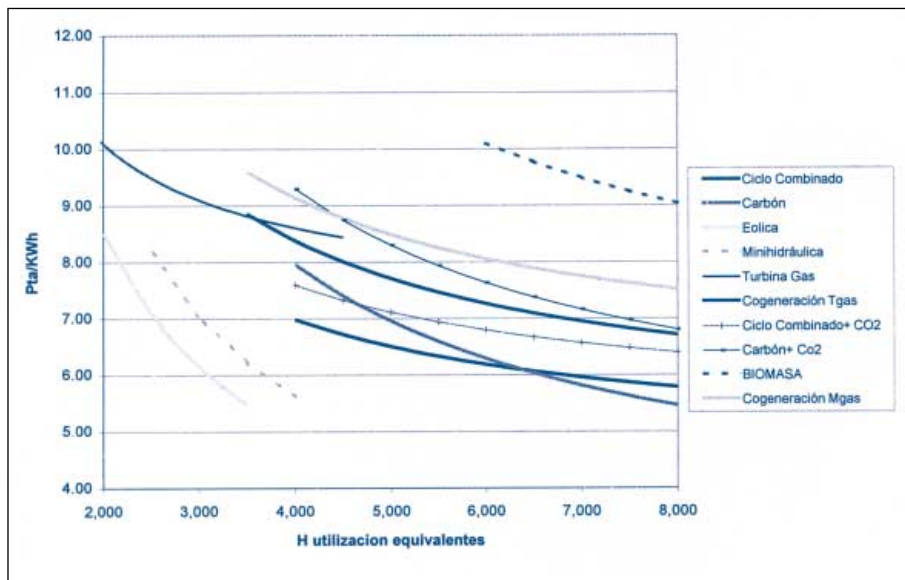


Figura 1.
Costes de
proyecto del
kWh para
diversas
tecnologías de
generación
eléctrica.

de biomasa tiene un coste sensiblemente superior al resto de tecnologías que permiten una elevada utilización.

Adicionalmente, estos resultados ponen de manifiesto la sensibilidad del coste de las renovables no térmicas, eólica y minihidráulica, al factor de utilización debido a la inexistencia de costes de combustible.

Con carácter meramente indicativo se han incluido para la central de ciclo combinado y de carbón de importación una segunda curva que incorpora como concepto de coste la valoración de las emisiones de CO₂ en el supuesto de que éstas tuvieran un coste unitario de 10 Euros/t CO₂ y afectara a la totalidad de la producción. Esto supondría un encarecimiento del coste de generación de 0,6 pta/kWh en el ciclo combinado y casi 1,3 pta/kWh en la central de carbón.

6. Conclusiones

El presente análisis pone de manifiesto entre otras las siguientes cuestiones:

- En la actualidad el coste de la generación con energía eólica y con pequeñas centrales hidráulicas está en niveles casi

competitivos respecto a las más modernas tecnologías de generación con combustibles fósiles si se pretende obtener las mismas tasas de rentabilidad y se toma como período para amortizar financieramente la inversión la totalidad de la vida útil técnica de la instalación.

- Las instalaciones de cogeneración, a pesar de tener un coste ligeramente superior a la generación convencional, si se tiene en cuenta el coste de las tarifas de acceso de la alternativa "compra a la red", resultan competitivas si se dimensionan adecuadamente a las necesidades térmicas y eléctricas propias de la industria, lo cual es lógico debido al alto rendimiento global del proceso, superior al 80% de la energía primaria utilizada.

- Las instalaciones de biomasa todavía no son competitivas con respecto al resto de fuentes renovables o convencionales y precisan ayudas a la inversión.

- La clara decisión de los productores en régimen ordinario de decantarse en los primeros años de esta década por los ciclos combinados frente al carbón puede deberse más a consideraciones empresariales que de coste estrictamente. En efecto, las menores inversiones unitarias de los ciclos combinados, los períodos de construcción más cortos y la posibilidad de que los compromisos ambientales (Kioto, Directiva de Grandes

Instalaciones de Combustión) supongan a medio plazo costes más elevados en el caso del carbón son hechos que parece que juegan a favor de los ciclos combinados como decisión empresarial de menor nivel de riesgo, a pesar de que en términos económicos la diferencia no es sustancial.

- El mayor coste de generación de las grandes turbinas de gas en régimen ordinario, así como la falta de elementos incentivadores de estas instalaciones con baja utilización, explica su no consideración por los generadores en un entorno liberalizado, a pesar de que a efectos de garantía pudieran ser interesantes a medio plazo como elemento para la cobertura y para reserva del sistema, para su utilización en puntas de demanda y en años secos, de forma complementaria al equipo hidroeléctrico de regulación.

- La tasa real de retribución de las inversiones que se ha utilizado, 5%, es habitual en estudios de planificación en el sector energético y es superior en unos tres puntos porcentuales a la tasa de interés real de las emisiones de deuda de los países desarrollados. Mayores tasas de interés real encarecen relativamente los proyectos con mayor peso de la inversión y menores costes variables.

