



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA
DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR
DEL 1 DE JULIO DE 2008**

**PRECIOS Y COSTES DE LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

20 de mayo de 2008

INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008

• Introducción

El pasado 13 de mayo el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE) remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007, el “Informe x/2008 sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”.

En la CONCLUSIÓN TERCERA del mencionado informe, la CNE muestra su preocupación en relación con los altos precios del mercado de la electricidad que, impulsados por el alza de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, están poniendo de manifiesto una importante y sostenida divergencia con los costes de generación.

Los cambios producidos en el modelo regulatorio retributivo que nace con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, han desconfigurado su coherencia interna y disminuido su capacidad para revelar los costes de generación. En particular, la aparición de los costes de los derechos de emisión de CO₂ y la cancelación en 2006 de la regulación de los CTC's, que garantizaba a las empresas generadoras la recuperación de los costes de las inversiones realizadas al amparo de la regulación derogada con la LSE, y a los consumidores la contención de los precios de la electricidad en caso de elevación de los precios de los combustibles fósiles, ponen de manifiesto, como se explicará más adelante, la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad.

La principal responsabilidad de esta brecha entre precios y costes del mix energético recae en la generación de las centrales nucleares e hidroeléctricas cuyos costes son ajenos a los precios de los combustibles fósiles y a los costes de las emisiones de CO₂ y que se benefician, sin embargo, de los altos precios de los mercados que sólo alcanzan a revelar los costes marginales térmicos (Fuel-Oil, Gas Natural y Carbón).

Esta posición de ventaja de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica que les suministra, con el actual diseño de mercado, una alta retribución, no es una posición o ventaja competitiva que pueda ser legitimada por los mercados. La moratoria nuclear y el agotamiento (en términos significativos) de las posibilidades de desarrollo del parque hidroeléctrico, determinan la inexistencia de libertad de entrada en estos segmentos tecnológicos y con ello la imposibilidad de que exista, de hecho, competencia real entre tecnologías y que nuevos entrantes puedan disputar los beneficios observados (ver Anexo). La cuestión, en términos cuantitativos, no es baladí: ambas tecnologías aportan en conjunto, aproximadamente, el 40 % de la electricidad generada en España.

Con objeto de poner de manifiesto la importancia del problema, y en cumplimiento de la CONCLUSIÓN TERCERA antes mencionada, se aporta como complemento a la propuesta de tarifa de la energía eléctrica aprobada por la CNE para el 3er trimestre de 2008, una aproximación meramente orientativa, en órdenes de magnitud, de la diferencia entre los ingresos de las empresas según la metodología existente basada en la aditividad de los precios del mercado con su actual diseño y los costes de la generación.

- **Retribución por tecnología**

Con objeto de estimar la retribución por tecnología del régimen ordinario correspondiente al tercer trimestre del ejercicio 2008, según la propuesta de la CNE, se ha procedido de la siguiente manera.

En primer lugar, se aplica a la producción correspondiente al tercer trimestre¹ de 2007, la tasa de crecimiento prevista por la CNE para 2008 en el Informe 34/2007 sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de uno de enero de 2008, esto es, 4,2%. Se supone que la producción del régimen especial aumenta el 14,2%, de acuerdo con la previsión contenida en el Informe 34/2007 y, se calcula la producción en régimen ordinario por diferencias (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Previsión de la producción en b.c. para el tercer trimestre de 2008

	Real 3 ^{er} Trimestre 2007	Previsión 3 ^{er} Trimestre 2008	Tasa de variación 2008/2007
Producción (GWh)	68.523	71.340	4,1% (2)
<i>Régimen Ordinario (1)</i>	54.968	55.862	1,6%
<i>Régimen Especial</i>	13.555	15.478	14,2%

Fuente: CNE

(1) La producción de régimen ordinario excluye el bombeo.

(2) Se ha aplicado el aumento de la demanda del sistema peninsular previsto por la CNE en el Informe 34/2007 a la producción real del tercer trimestre de 2007.

(3) Se ha aplicado el aumento de la producción de RE prevista por la CNE en el Informe 34/2007 a la producción real del tercer trimestre de 2007.

¹ De acuerdo con la información de la base de datos SGIME (Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico)

En segundo lugar, se considera que el incremento de producción de régimen ordinario se cubre con tecnología de ciclo combinado.

Cuadro 2. Previsión de la producción en b.c. para el tercer trimestre de 2008

	Real 3 ^{er} Trimestre 2007	Previsión 3 ^{er} Trimestre 2008	Tasa de variación 2008/2007
Producción Régimen Ordinario (GWh)	54.968	55.862	1,6%
<i>Hidráulica (1)</i>	6.822	6.822	0,0%
<i>Ciclo Combinado</i>	18.288	18.734	2,4%
<i>Carbón</i>	18.392	18.392	0,0%
<i>Nuclear</i>	11.037	11.037	0,0%
<i>Fuel - Gas</i>	429	429	0,0%

Fuente: CNE

(1) La producción hidráulica excluye el bombeo.

En tercer lugar, partiendo de la retribución media por tecnología registrada en el tercer trimestre de 2007, se estima la retribución media por tecnología para el tercer trimestre del 2008. Para ello se utiliza como hipótesis de trabajo, que en el tercer trimestre de 2008 se mantiene la misma relación de precios respecto al precio medio aritmético del mercado mayorista que la registrada en el tercer trimestre de 2007.

Cuadro 3. Estimación de la retribución media (€/MWh) en el mercado mayorista por tecnología de producción en régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008

	Real Tercer Trimestre 2007		Previsión Tercer Trimestre 2008	
	€/MWh	Relación frente al precio medio	€/MWh	Relación frente al precio medio
<i>Hidráulica (1)</i>	46,93	1,29	83,48	1,29
<i>Ciclo Combinado</i>	41,55	1,14	73,90	1,14
<i>Carbón</i>	39,01	1,07	69,38	1,07
<i>Nuclear</i>	36,48	1,00	64,89	1,00
Precio medio aritmético del mercado diario	36,45	1,00	(2) 64,83	1,00

Fuente: CNE

(1) La producción hidráulica excluye el bombeo.

(2) Media de las cotizaciones del contrato FTB Q3-08 de los días con volumen de negociación durante el mes de marzo

Finalmente, la retribución media por tecnología de régimen ordinario estimada para el tercer trimestre de 2008 es el resultado de añadir a la retribución obtenida del mercado los pagos por capacidad. En relación con los pagos por capacidad, se considera importante señalar que se ha considerado el servicio transitorio de disponibilidad de la propuesta de REE² y no se ha considerado el incentivo medioambiental³.

² El pasado 3 de marzo tuvo entrada en la CNE una propuesta del Operador del Sistema relativa al desarrollo del servicio transitorio de disponibilidad, en la que se proponía una retribución en términos anuales por este servicio para las distintas tecnologías.

³ De acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden y considerando las modificaciones introducidas en la Orden ITC/3860/2007, el coste estimado para 2008 asciende a 3,9 Millones de €

Cuadro 4. Estimación de la retribución media (€/MWh) por tecnología de producción en régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008 de acuerdo con la propuesta de la CNE

	Producción (GWh)	Retribución del mercado		Pagos por capacidad (2)	
		€/MWh	Retribución total (Miles de €)	€/MWh	Retribución total (Miles de €)
TOTAL	54.985	71,77	3.946.167	2,44	134.299
<i>Hidráulica (1)</i>	6.822	83,48	569.554	2,45	16.706
<i>Ciclo Combinado</i>	18.734	73,90	1.384.398	5,48	102.750
<i>Carbón</i>	18.392	69,38	1.276.090	0,81	14.842
<i>Nuclear</i>	11.037	64,89	716.124	0,00	0

Fuente: CNE

- **Coste de producción por tecnología**

Existe cierta dificultad para conocer los costes de cada central.

Los costes fijos dependen de la política de amortizaciones practicada por las empresas y, más allá de esa política, de las normas regulatorias vigentes hasta 1998 y 2006, año (este último) de cancelación de la regulación de los CTC's. A ello hay que añadir la falta de homogeneidad de los costes de las centrales debido a su diversidad tecnológica (e incluso también, falta de homogeneidad dentro de la misma familia tecnológica) y a su construcción en diversos años y por diferentes empresas, así como a las inversiones realizadas en reconversiones, alargamiento de vida útil o repotenciación, por ejemplo.

Por su parte, los costes variables dependen, fundamentalmente, de los contratos de aprovisionamiento de los combustibles: GN, Carbón y Nuclear y de los costes de operación y mantenimiento, todos ellos sensibles desde el punto de vista comercial y, por ello, opacos.

Por consiguiente, sólo es posible cuantificar los costes en sus órdenes de magnitud y bajo hipótesis de trabajo explícitas y razonables que permitan una aproximación orientativa al problema que presentan los mercados en su actual diseño y, sobre todo, al problema que plantea la aditividad de precios para el cálculo eficiente de la tarifa. Aquí no estamos ante un problema de ejercicio de poder de mercado que pueda alterar artificialmente los costes, por mucho que este problema pudiera existir o haya llenado las preocupaciones de los analistas, sino ante un problema de diseño del mercado mucho más básico y profundo en el que hasta ahora se ha fijado poco la atención.

En el Cuadro 5 se resume la estimación del coste por tecnología con el contenido y bajo las hipótesis que a continuación se detallan.

Cuadro 5. Estimación del coste de producción por tecnología de régimen ordinario para el tercer trimestre de 2008

	Producción (GWh)	Costes Fijos		Costes Variables (2)		Coste Total	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.985	18,33	1.007.796	42,83	2.355.104	61,16	3.362.900
<i>Hidráulica (1)</i>	6.822	36,00	245.601	3,00	20.467	39,00	266.068
<i>Ciclo Combinado</i>	18.734	11,73	219.765	56,91	1.066.214	68,64	1.285.979
<i>Carbón</i>	18.392	13,67	251.370	58,16	1.069.766	71,83	1.321.136
<i>Nuclear</i>	11.037	26,37	291.060	18,00	198.658	44,37	489.718

Fuente: CNE

(1) La producción hidráulica excluye el bombeo y sus costes fijos se han calculado a partir de los datos de la regulación de los CTC,s.

(2) Incluye coste de combustible, costes de O & M y coste de los derechos de emisión de CO₂.

Ciclo combinado: : valor del coste de la materia prima publicado en la Resolución de 3 de abril de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa integral de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.

Carbón: índice McCloskey Spot, marzo 2008.

CO₂: European Climate Exchange, marzo 2008.

(3) En relación con el coste correspondiente a la última fase del ciclo de combustible nuclear cabe señalar que comprende, por una parte, la gestión futura de los residuos radiactivos y, por otra, el correspondiente coste de clausura y desmantelamiento de una central.

Según la World Nuclear Association, el coste de la gestión de residuos radiactivos, financiado mediante una provisión a lo largo de la vida útil de la central, representa alrededor del 5% del coste de la electricidad generada, esto es, en torno a 1,5 €/MWh. Por su parte, el coste de clausura y desmantelamiento de una central y la posterior restitución de los terrenos representa entre el 9% y el 12% de la inversión inicial, lo que no llega al 5% del coste de la electricidad generada. En consecuencia, el coste del segundo ciclo del combustible nuclear oscilaría entre 2,5 €/MWh y 3 €/MWh, supuesta una vida útil de la central de 40 años, un factor de carga del 85% y una tasa de descuento del 3%.

Según se establece en el Plan General de Residuos Radiactivos⁴, el coste de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear asciende a 2.138 millones de euros. Este coste se ha venido financiando con cargo a la tarifa eléctrica hasta 31 de marzo de 2005. A partir de esa fecha, las centrales nucleares tendrán que financiar el coste correspondiente a la gestión de residuos radiactivos generados con posterioridad a dicha fecha, así como la parte proporcional del desmantelamiento y clausura que corresponda. Por tanto, una vez descontado el fondo constituido, esto es 198 millones de euros, el coste pendiente de financiar asciende a 1.940 millones de euros. El coste unitario, obtenido como cociente entre el coste pendiente de financiar y la energía eléctrica a producir por las centrales nucleares, asciende a 2,21 €/MWh.

⁴ La "Propuesta Sexto Plan General de Residuos Radiactivos (6º PGRR)". Marzo 2006, está disponible en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en la siguiente dirección:

<http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/974CFD92-248B-4A2E-BAC8-E434FA1264D1/0/PGRR.pdf>

- **Coste de producción vs retribución por tecnología**

En los cuadros 6 y 7 se presenta la diferencia estimada, de acuerdo con las hipótesis descritas anteriormente, entre el coste de producción de las distintas tecnologías y la retribución que éstas obtienen en el marco regulatorio vigente bajo dos hipótesis: (1) las centrales de producción no están totalmente amortizadas y (2) el conjunto de las centrales de producción anteriores a 1998 (Nuclear, Hidroeléctrica Carbón y Fuel) está amortizado.

Cuadro 6. Estimación del diferencial medio entre el coste de producción y la retribución (€/MWh) por tecnología de producción en régimen ordinario considerando los costes de amortización para el tercer trimestre de 2008.

Considerando costes de amortización							
	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (sin garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
<i>Sin Garantía de Potencia</i>							
TOTAL	54.539	61,20	3.337.546	71,75	3.913.246	10,56	575.700
Hidráulica (1)	6.822	39,00	266.068	83,48	569.554	44,48	303.487
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	73,90	1.351.477	4,97	90.853
Carbón	18.392	71,83	1.321.136	69,38	1.276.090	-2,45	-45.046
Nuclear	11.037	44,37	489.718	64,89	716.124	20,51	226.407
<i>Con Garantía de Potencia</i>							
	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (con garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.539	61,20	3.337.546	74,21	4.047.544	13,02	709.999
Hidráulica (1)	6.822	39,00	266.068	85,93	586.261	46,93	320.193
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	79,52	1.454.227	10,59	193.603
Carbón	18.392	71,83	1.321.136	70,19	1.290.932	-1,64	-30.204
Nuclear	11.037	44,37	489.718	64,89	716.124	20,51	226.407

Fuente: CNE

Nota: La diferencia positiva indica que la retribución obtenida supera al coste de producción.

Cuadro 7. Estimación del diferencial medio entre el coste de producción y la retribución (€/MWh) por tecnología de producción en régimen ordinario considerando para el tercer trimestre de 2008 que el conjunto de las centrales anteriores a 1998 está amortizado.

Considerando amortizadas centrales anteriores a 1998							
Sin Garantía de Potencia	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (sin garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.539	46,75	2.549.515	71,75	3.913.246	25,00	1.363.731
Hidráulica (1)	6.822	3,00	20.467	83,48	569.554	80,48	549.088
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	73,90	1.351.477	4,97	90.853
Carbón	18.392	58,16	1.069.766	69,38	1.276.090	11,22	206.324
Nuclear	11.037	18,00	198.658	64,89	716.124	46,89	517.467
Con Garantía de Potencia	Producción (GWh)	Costes de Producción		Ingresos en el mercado (con garantía de potencia)		Diferencia	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
TOTAL	54.539	46,75	2.549.515	74,21	4.047.544	27,47	1.498.030
Hidráulica (1)	6.822	3,00	20.467	85,93	586.261	82,93	565.794
Ciclo Combinado	18.288	68,93	1.260.624	79,52	1.454.227	10,59	193.603
Carbón	18.392	58,16	1.069.766	70,19	1.290.932	12,02	221.166
Nuclear	11.037	18,00	198.658	64,89	716.124	46,89	517.467

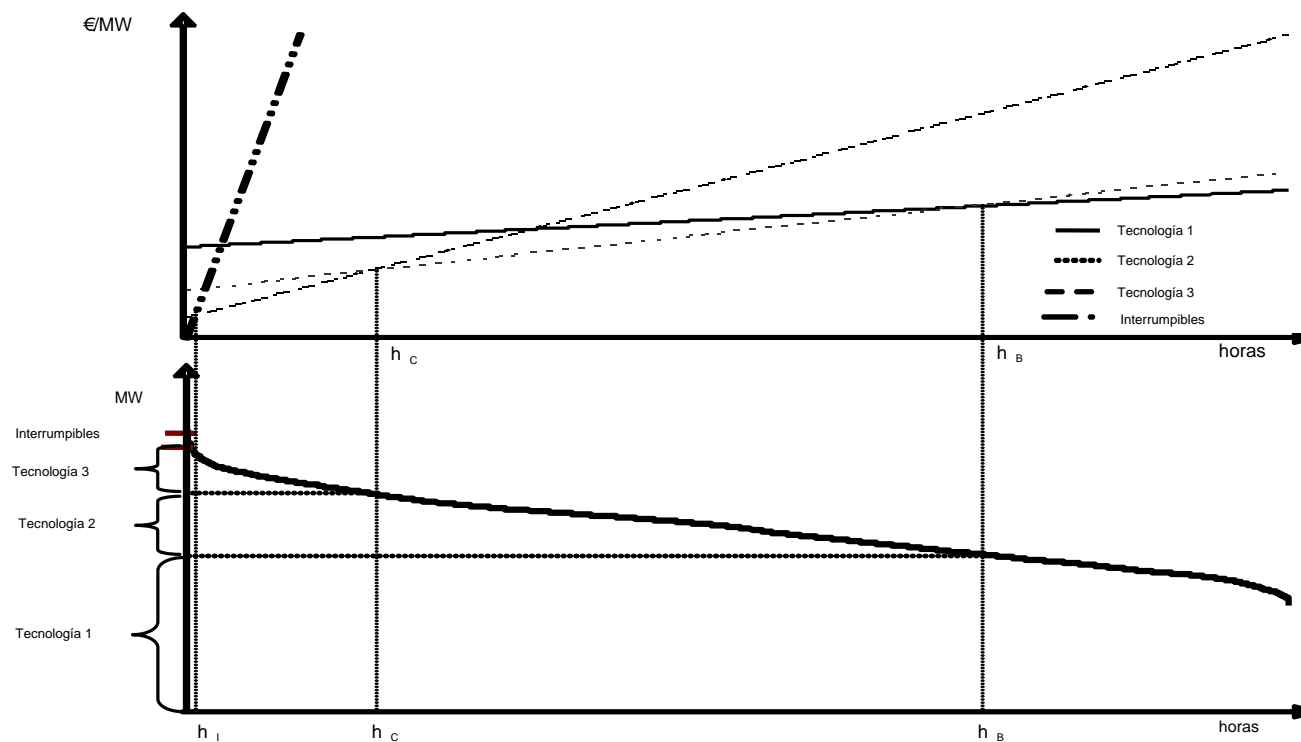
Fuente: CNE

Nota: La diferencia positiva indica que la retribución obtenida supera al coste de producción.

- **Conclusiones**

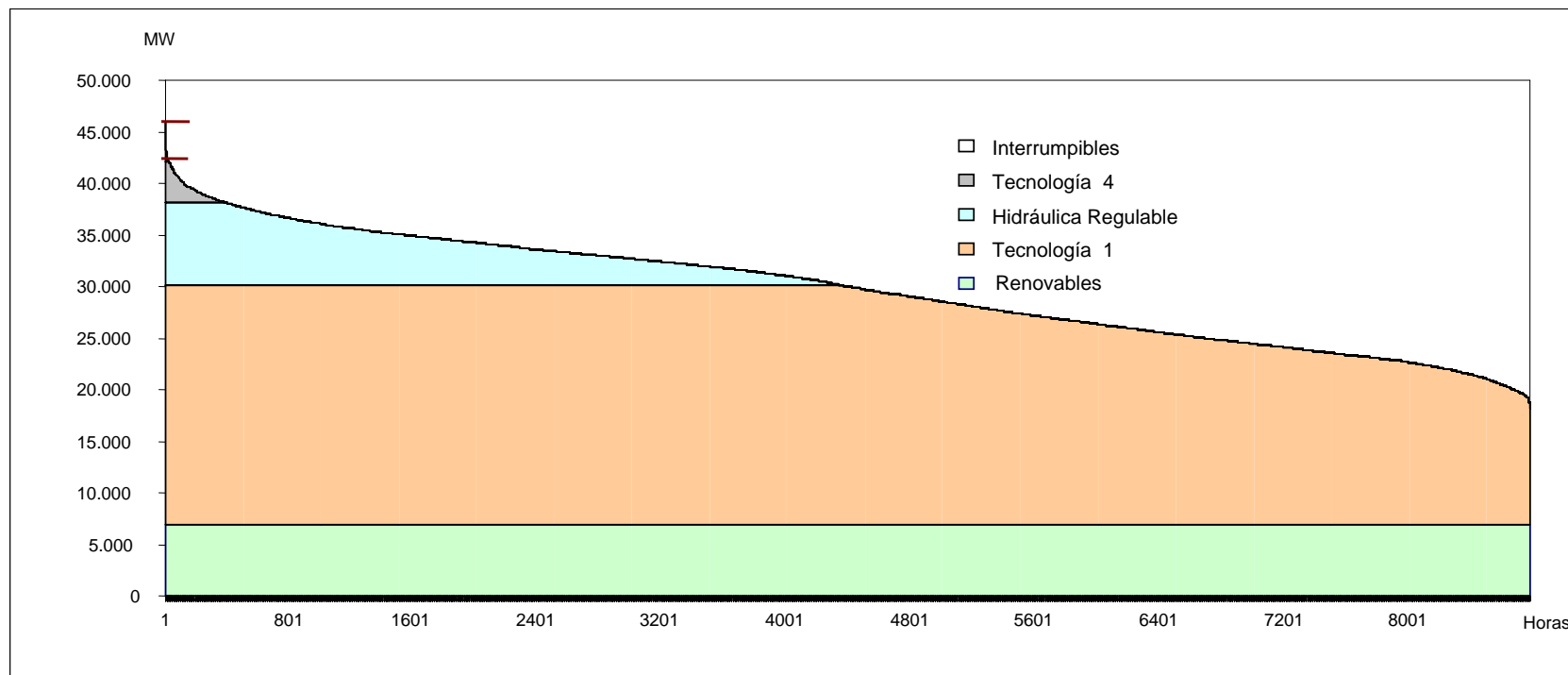
1. Los ingresos de la generación de electricidad, de acuerdo con la propuesta realizada por la CNE, se situaran –sólo en el 3er Trimestre- entre 700 y 1.500 M euros por encima de los costes totales de esa misma generación. Es decir, entre un 21% y un 58% por encima. Esta diferencia o margen entre ingresos y costes (estos últimos estimados en una cantidad inferior a 3.300 M euros) se distribuye de manera desigual entre los costes de las diferentes tecnologías de generación, correspondiendo la mayor parte (entre 550 y 1.100 M euros) a las tecnologías nuclear e hidroeléctrica.
2. Los costes estimados – utilizados para los cálculos - deben ser considerados costes máximos, por debajo de los cuales, con alta probabilidad se sitúan los costes reales.
3. Habida cuenta de que, a la fecha de cancelación de los CTCs el conjunto de los activos de generación existentes en el año 1998 había recibido, cuando menos, todos los CTCs (su liquidación está pendiente de ser realizada) y, por tanto, sus costes de inversión recuperados, parece razonable considerar que la diferencia estimada de 1.500M euros de los ingresos sobre los costes estará más cerca de la realidad.
4. Con objeto de aportar una magnitud que permita valorar las cifras anteriores, se señala que el monto de todas las primas del régimen especial supondrá, aproximadamente, en el mismo 3er Trimestre de 2008, 600 M euros, cifra muy inferior a la diferencia estimada entre precios y costes de la generación del régimen ordinario.
5. Las constataciones aquí efectuadas sobre costes y precios no implican cuestionamiento alguno de las regulaciones del sector eléctrico orientadas a mercado, sin perjuicio de que pueda ser necesario su perfeccionamiento.

OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE LA GENERACIÓN



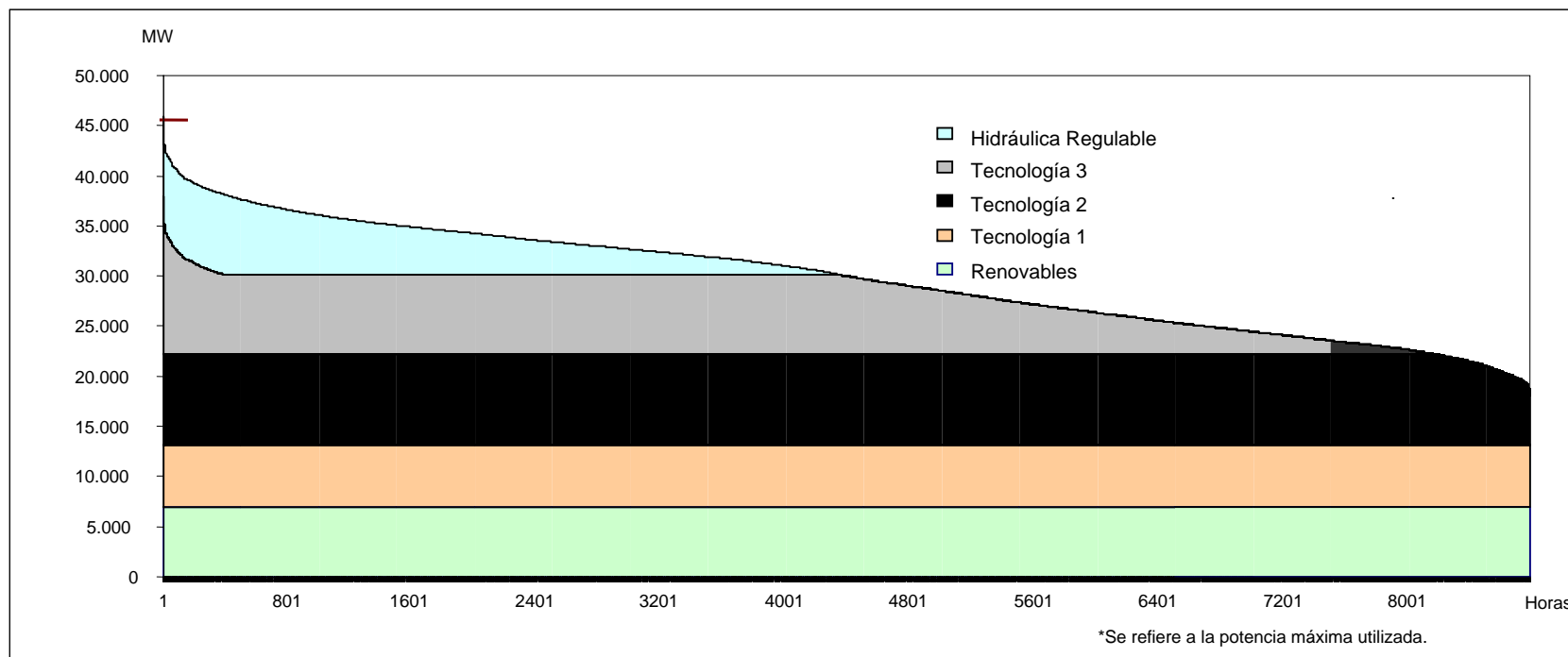
Las curvas de costes totales de las diferentes tecnologías de generación, proyectadas sobre la curva de demanda de electricidad, permiten, bajo una serie de supuestos entre los que hay que incluir la libertad de entrada en todos los segmentos de la actividad de generación, estimar la estructura óptima de un parque de generación.

COBERTURA ÓPTIMA DEL PARQUE DE GENERACIÓN



Tomando en consideración la capacidad instalada hidroeléctrica y renovable, así como los costes fijos y variables del resto de las tecnologías, y considerando libertad de entrada y ausencia de barreras u otras dificultades para la entrada en cualquier segmento de la actividad de generación, y bajo supuestos de competencia perfecta, el coste variable del combustible nuclear marcaría los costes marginales durante el 50% de las horas.

EXPLORACIÓN ÓPTIMA DE UN PARQUE DE GENERACIÓN REAL



Las limitaciones existentes por razones naturales, administrativas o de cualquier otra naturaleza, a la expansión de la capacidad existente hidroeléctrica y nuclear, es la causa de que el coste marginal de generación de electricidad esté determinado –en términos de coste real o coste de oportunidad- por los costes de los combustibles fósiles. La moratoria nuclear y el agotamiento (en términos significativos) de las posibilidades de expansión del parque hidroeléctrico, determinan la inexistencia de libertad de entrada en estos segmentos de la actividad de generación y les confiere una posición o ventaja no competitiva que, al no poder ser disputada por nuevos entrantes competidores, impide que los altos beneficios de estas tecnologías puedan ser legitimados por los mercados.