



Comisión

Nacional

de Energía

PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2008

18 de Septiembre de 2008

INDICE

1	ANTECEDENTES	3
2	COSTE DE GENERACIÓN DE CLIENTES A TARIFA.....	5
2.1	Evolución de los mercados spot y a plazo de electricidad, de precios de combustibles de y derechos de emisión de CO2	5
2.2	Energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo	14
3	PROPUESTA DE PRECIOS REGULADOS PARA EL 4º TRIMESTRE	22
3.1	Tarifas de acceso	24
3.2	Pagos por capacidad.....	25
3.3	Tarifas integrales.....	26
3.4	Primas del régimen especial	33
4	OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA ORDEN.....	34
4.1	Déficit ex ante	34
4.2	Suministro de último recurso.....	37
5	CONCLUSIONES.....	38

PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2008

1 ANTECEDENTES

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007, establece en la Disposición adicional séptima que, a partir del 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral, en base a la función primera de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas eléctricas, junto con la memoria explicativa en la que se detallen los supuestos, previsiones y cálculo utilizados.

De acuerdo con el citado Real Decreto, dicha propuesta deberá basarse en los principios de aditividad, suficiencia de ingresos a corto-medio plazo, asignación eficiente de los costes entre los suministros y recuperación de los costes de actividades reguladas mediante la aplicación de las tarifas de acceso, que se revisarán una vez al año (en diciembre) y, en su caso, mediante la financiación del déficit ex ante.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado mes de junio la CNE remitió el informe "Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008". En dicho informe se planteaban dos escenarios de coste de energía de los clientes en régimen de tarifa integral. El primer escenario considerado (66,14 €/MWh) tenía en cuenta el precio resultante de las subastas CESUR, el precio resultante de las obligaciones de compra en el mercado organizado por el OMIP y el coste de energía estimado para el mercado organizado por OMEL sobre la base de los mercados de futuros. El segundo escenario de coste de generación (61,10 €/MWh) era más moderado y contemplaba una posible tendencia a la baja del precio. Las subidas necesarias, en términos de facturación media, para que las tarifas integrales recogieran los precios de la energía y no se generara un déficit adicional al implícito en las tarifas de acceso vigentes eran del 11,3% en el primer escenario y el 5,5% en el segundo. Esta Comisión consideró que, con las señales de precio existentes en los distintos mercados y el nivel de déficit acumulado, el escenario más adecuado es el que se correspondía con el escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh.

El 28 de junio se publicó la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008. De acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden ministerial de la que la CNE emitió el Informe 24/2008, el coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral se corresponde con una estimación del precio medio de generación previsto para el segundo semestre de 2008 que asciende a 61,10 €/MWh. Dicha cifra coincidía con la estimada por esta Comisión en el escenario inferior de la Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008, de 12 de Mayo.

Esta Comisión señaló en su Informe 24/2008 que consideraba más adecuado el escenario superior de costes de la energía considerado en el informe que envió al MITYC el pasado mes de mayo por dos razones. La primera razón se debía a la evolución de los precios de las materias primas y del CO2 observada en los mercados internacionales, tanto de contado como de futuros, y a las últimas cotizaciones del producto FTB-Q3-08 en el mercado OMIP. La segunda razón se debía a la necesidad de tener en consideración la importante repercusión negativa que tendría una infraestimación del precio de la electricidad en el sistema, en términos de agravamiento del problema del déficit y de problemas para la actividad de comercialización, de acuerdo con la actual metodología de fijación de tarifas.

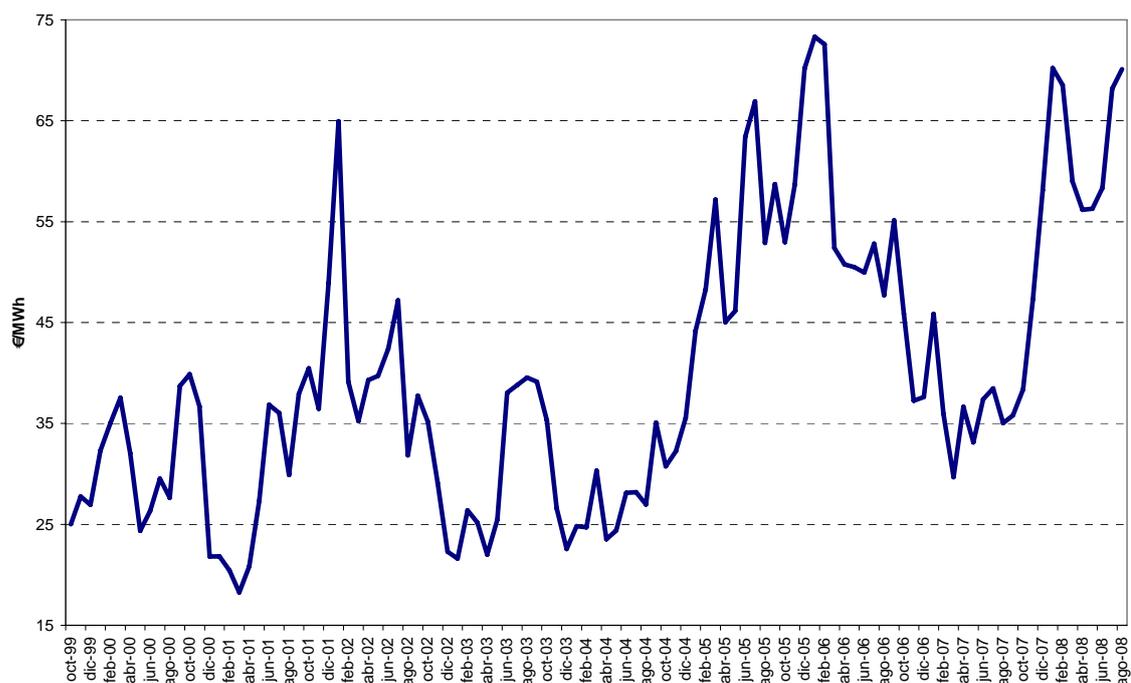
En el presente informe se actualiza, el ejercicio presentado por esta Comisión en el informe "*Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008*" remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el pasado mes de mayo. Es decir, manteniéndose el escandallo de costes de acceso se actualiza el coste de generación de los consumidores en régimen de tarifa integral con la mejor previsión del precio del mercado para el cuarto trimestre de 2008.

2 COSTE DE GENERACIÓN DE CLIENTES A TARIFA

2.1 Evolución de los mercados spot y a plazo de electricidad, de los precios de combustibles y de los derechos de emisión de CO2

El precio medio (media aritmética)¹ en julio de 2008 ascendió a 68,19 €/MWh, y en agosto a 70,10 €/MWh. El gráfico 1 recoge la evolución histórica del precio medio ponderado en el mercado diario de la electricidad durante el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 1999 y 31 de agosto de 2008.

Gráfico 1. Precio medio ponderado en el mercado diario (1 octubre 1999 – 31 agosto 2008)



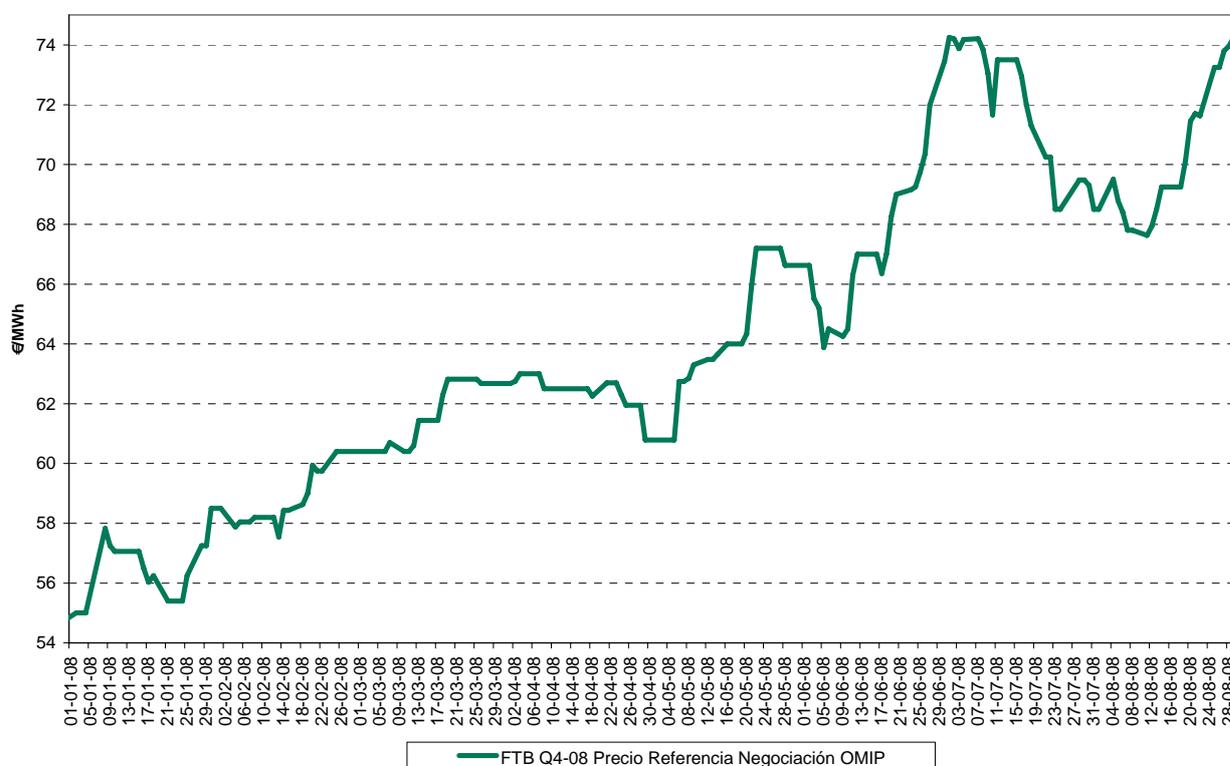
Fuente: OMEL.

El gráfico 2 muestra la evolución del precio de referencia de negociación en OMIP del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08). El 1 de julio las cotizaciones del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08) superan el nivel de 74 €/MWh tras ascender a lo largo del mes de junio,

¹ Correspondiente a producto carga base.

situándose durante toda la primera quincena de julio en el entorno de los 73 €/MWh. Posteriormente, descienden hasta 67,63 €/MWh (11 de agosto) y vuelven a tomar valores crecientes superando de nuevo el 29 de agosto el nivel de 74 €/MWh. Se trata de un producto carga base, esto es, no tiene en cuenta la modulación de la curva de carga de los consumidores a tarifa.

Gráfico 2. Evolución del precio de referencia del contrato a plazo trimestral FTB Q4-08 en OMIP (1 enero 2008 – 31 agosto 2008)

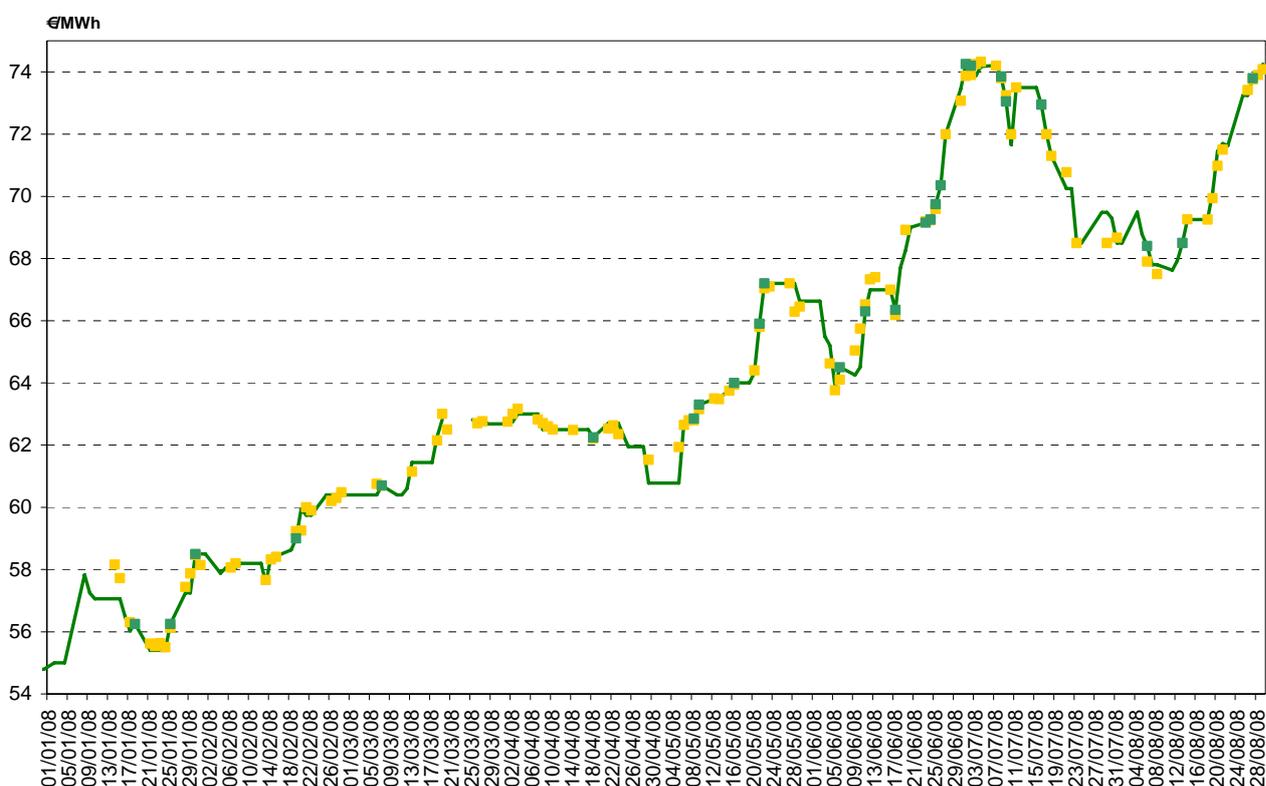


Fuente: OMIP.

El Gráfico 3 muestra la evolución del precio de referencia del contrato FTB Q4-08 en OMIP, así como las transacciones de dicho contrato en OMIP (en verde) y de sus contratos equivalentes en el mercado OTC (amarillo). En dicho gráfico se remarcan los días en los que existió negociación en OMIP. Los precios OTC se obtienen como medias ponderadas de los datos agregados por contratos aportados por las agencias mediadoras. Los días sin cotización se corresponden con fines de semana o días festivos locales según calendario OMIP. Para el período mostrado (del 1 de enero al 31 de agosto de 2008), no se presenta ninguna sesión de negociación en la que la diferencia entre el PRN y precio OTC del contrato FTB Q4-08 sea superior al 2%. El precio medio de referencia de

negociación en OMIP del contrato FTB Q4-08 en el período 1 junio 2008 – 31 agosto 2008 ha resultado 69,91 €/MWh, frente a un precio medio igual a 71,12 €/MWh en el período desde el 1 julio 2008 al 31 agosto 2008. Las diferencias entre ambos precios se justifican por la tendencia ascendente del mes de junio. Nótese que también se tuvo una tendencia ascendente en la segunda quincena de agosto, resultando una tendencia descendente durante todo julio y primera quincena de agosto.

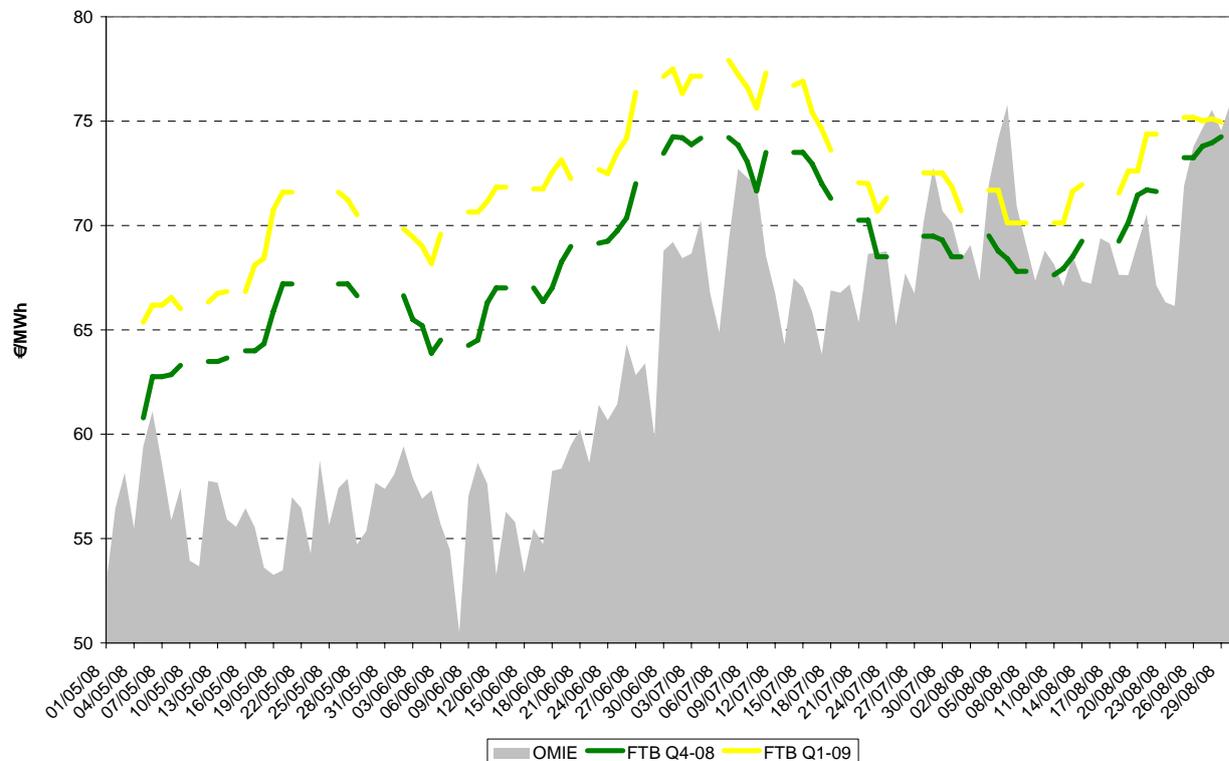
Gráfico 3. Evolución precio de referencia del contrato FTB Q4-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC. 1 enero 2008 – 31 agosto 2008.



Fuente: OMIP, agencia mediadora y CNE.

El Gráfico 4 muestra la evolución de la cotización de los contratos de futuros FTB Q4-08 y FTB Q1-09 así como el precio medio spot en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2008.

Gráfico 4. Evolución del precio medio diario en OMEL y de la cotización de los contratos FTB Q3-08 y FTB Q4-08 en OMIP



Fuente: OMEL y OMIP

Se observa como el precio spot ha registrado una tendencia decreciente hasta mediados de junio, dado que se partía de niveles muy elevados en los primeros meses de 2008, continuando con una tendencia creciente a lo largo de todo el verano. Las cotizaciones de los contratos de futuros analizados muestran una evolución similar (en el período mostrado, registran un coeficiente de correlación 0,95, si bien con respecto al precio spot, el contrato con vencimiento más próximo (FTB Q4-08) muestra un coeficiente de correlación mayor (0,74) que el contrato con vencimiento más lejano (FTB Q1-09), cuyo coeficiente de correlación con el precio spot es de 0,58). Ambos contratos de futuros presentan una tendencia ascendente hasta comienzos de julio de 2008, invirtiéndose dicha tendencia hasta mediados de agosto, y retomando una senda creciente en la segunda quincena de agosto. El contrato FTB Q1-09 cotiza por encima del contrato FTB Q4-08, en concreto, el spread o diferencia entre ambos contratos correspondiente a la media de sus cotizaciones en el mes de mayo fue de 3,78 €/MWh (que supone un 5,8% de la cotización media del contrato FTB Q4-08). En junio, dicho spread aumentó hasta

4,46 €/MWh (6,6%), descendiendo en julio a 2,96 €/MWh (4,1%) y en agosto a 2,12 €/MWh (3%).

Una consecuencia de las diferentes tendencias registradas por las cotizaciones de los contratos de futuros y del mercado spot, es que la curva forward estuvo en *backwardation*² (terminología utilizada para indicar que las cotizaciones de los contratos a largo plazo son inferiores a las cotizaciones spot) únicamente en los primeros y últimos días del mes de agosto, mostrando en el resto del período considerado una situación de *contango*³.

El precio *spot* en OMIE comenzó 2008 con una alta volatilidad y valores elevados, en torno a los 69 €/MWh de media en los meses de enero y febrero. A partir de entonces, se inició un periodo de menor volatilidad y con precios más bajos en media para el spot, que contrasta con la tendencia creciente experimentada por las cotizaciones de contratos de futuros trimestrales con entrega en el 2008 en el mercado OMIP. El precio promedio del mercado spot desde 1 de marzo hasta el 20 de junio se sitúa en 57 €/MWh, afectado por la elevada hidraulicidad y moderación de la demanda. El precio promedio del mercado spot desde el 21 de junio al 31 de agosto se sitúa en 68,17 €/MWh, como consecuencia de una mayor demanda debido al consumo eléctrico para necesidades de refrigeración, debido a las altas temperaturas estivales.

Las cotizaciones de los contratos FTB Q3-08 y FTB Q4-08 de carga base, no han reaccionado a la disminución de los precios en el mercado *spot* durante la primavera del 2008, aunque en el caso del contrato FTB Q3-08, la cotización ha mantenido una cierta estabilidad en niveles alrededor de 65 €/MWh.

Respecto al efecto que el precio spot tiene sobre la cotización de los contratos de futuros, es razonable considerar que a medida que el contrato de futuros tiene un periodo de entrega más lejano en el tiempo, la influencia del precio spot y la situación concreta de los

² Backwardation: Situación de mercado en la que, una vez eliminado el componente estacional y para una misma tipología de contratos, los precios de los contratos con entrega a corto plazo son más altos que los de los contratos con entrega a largo plazo.

³ Contango: Situación en la que el precio para entrega inmediata es inferior al precio a futuro.

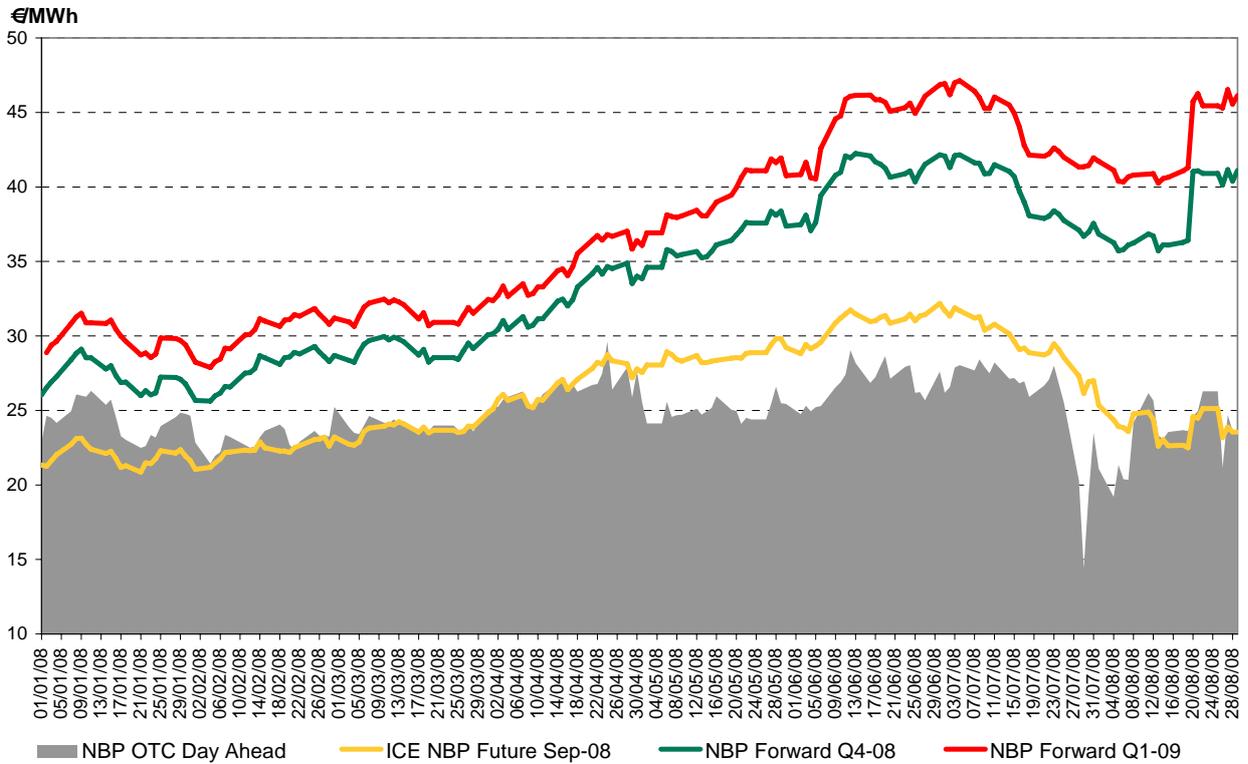
fundamentales del mercado *spot*⁴ (hidraulicidad, eolicidad, demanda, temperaturas, etc.) tienen menor influencia sobre la formación de la cotización del contrato de futuro (por ejemplo, el nivel actual de la capacidad de generación hidráulica tiene menos efecto sobre las expectativas de precios, y por tanto sobre la cotización de los contratos de futuros, a 6 meses vista que a un par de meses vista). Por ello, en la formación de las expectativas de precios a más largo plazo, pueden tener mayor influencia las cotizaciones a plazo de otras mercancías – *commodities*, en su acepción anglosajona – relacionadas con los futuros de electricidad (petróleo, gas natural, derechos de emisión, etc.) con el mismo período de entrega. En este sentido, los futuros de electricidad estarían afectados por la tendencia alcista de las cotizaciones de futuros del Brent, del gas natural, del carbón y de los derechos del CO₂.

Asimismo, el efecto que el precio spot tiene sobre la cotización de los contratos de futuros es menor cuando el subyacente, como en el caso de la electricidad, no es almacenable, que cuando el subyacente es susceptible de aprovisionamiento.

La creciente demanda de países emergentes, como China que se ha convertido en un importador neto de carbón, las tensiones geopolíticas registradas en algunos países productores, la estrechez entre capacidad de producción y demanda en el caso del petróleo, así como la disminución de los inventarios en Estados Unidos, son algunos de los factores que han impulsado al alza las cotizaciones de las materias primas energéticas empleadas en la actividad de generación de energía eléctrica (gas natural, petróleo y carbón), así como el contrato de futuro (Diciembre 2008) sobre derechos de emisión, en los últimos meses (véanse Gráficos 5, 6, 7 y 8).

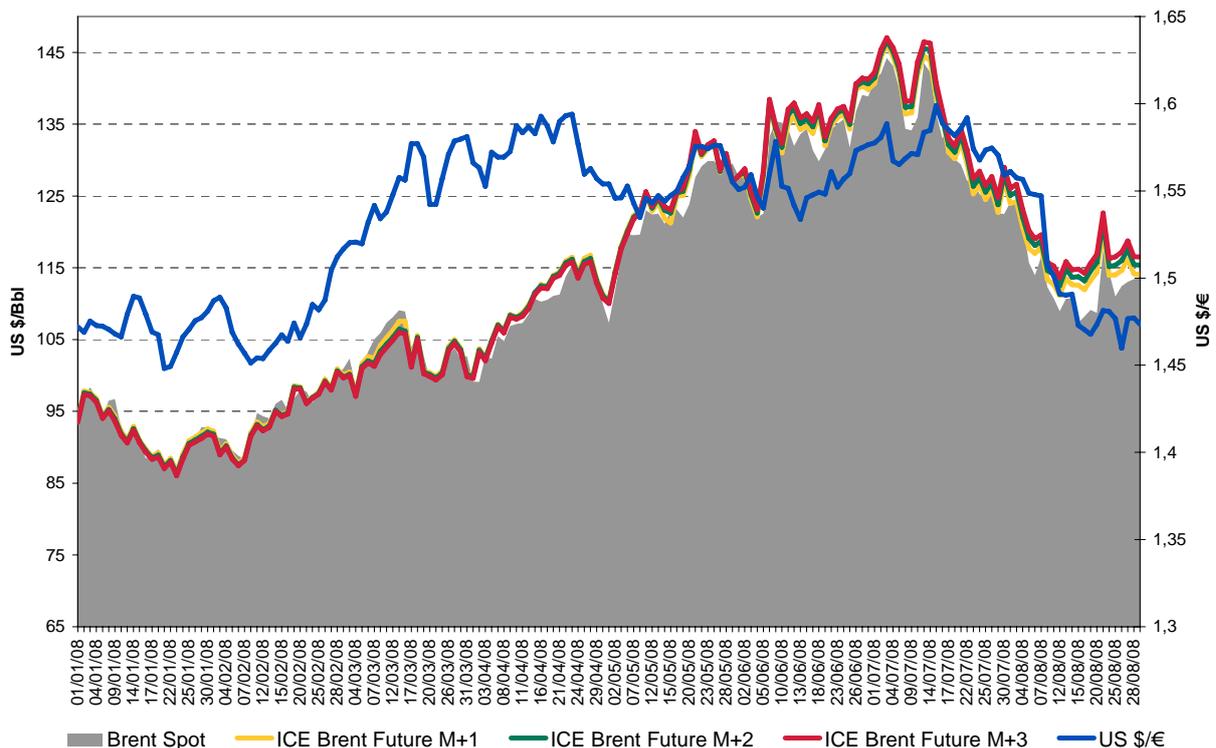
⁴ El incremento en las reservas hidráulicas disponibles que se ha producido a lo largo de la primavera del 2008, así como la moderación de la demanda en ese período han tenido efectos relevantes en la reducción del precio *spot*.

Gráfico 5. Evolución Precio Gas (UK NBP). 1 enero 2008 – 31 agosto 2008



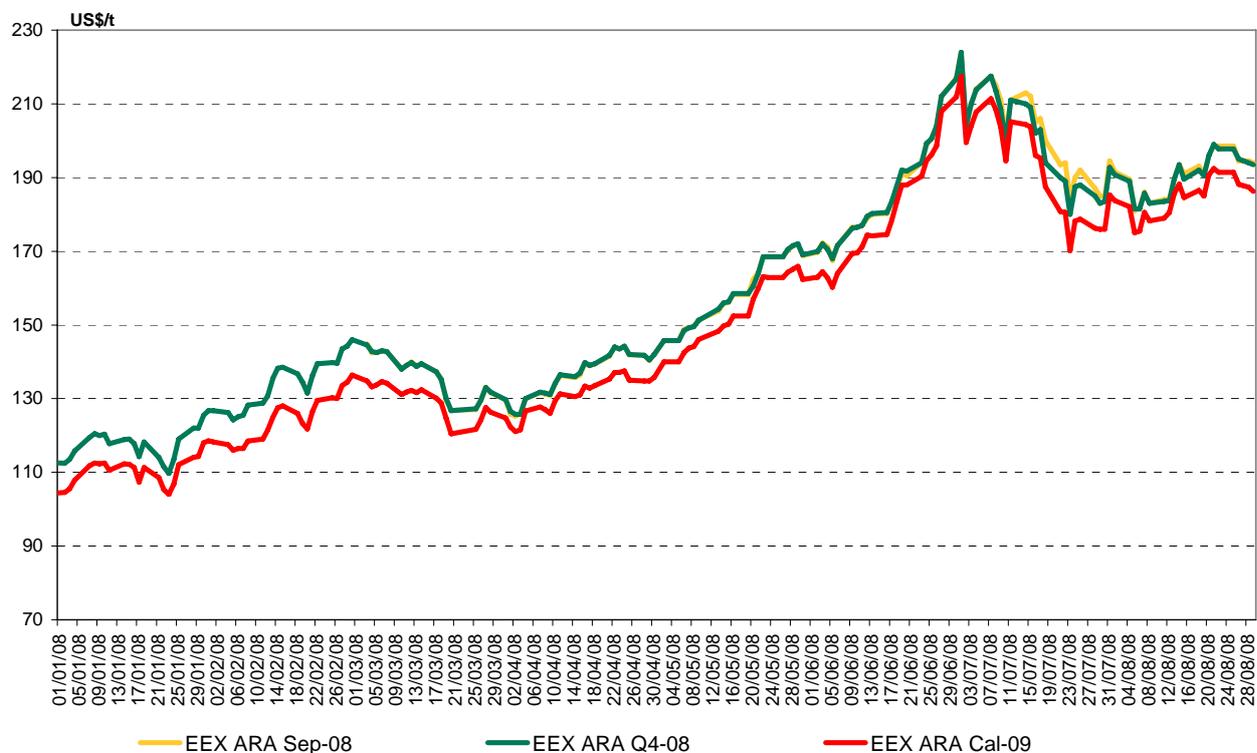
Fuentes: ICE, Platts

Gráfico 6. Evolución Precio Crudo (Brent). 1 enero 2008 – 31 agosto 2008



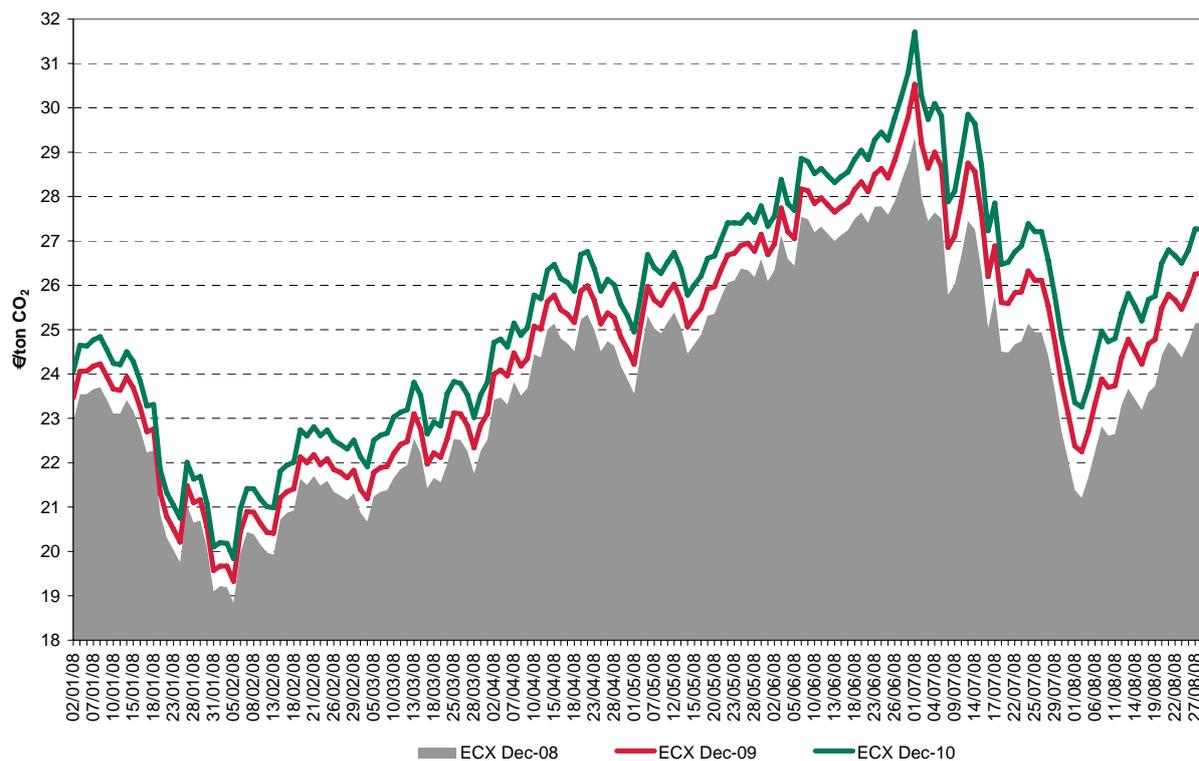
Fuentes: ICE, Platts

Gráfico 7. Evolución Precio Carbón (EEX ARA Coal Futures). 1 enero 2008 – 31 agosto 2008



Fuente: EEX

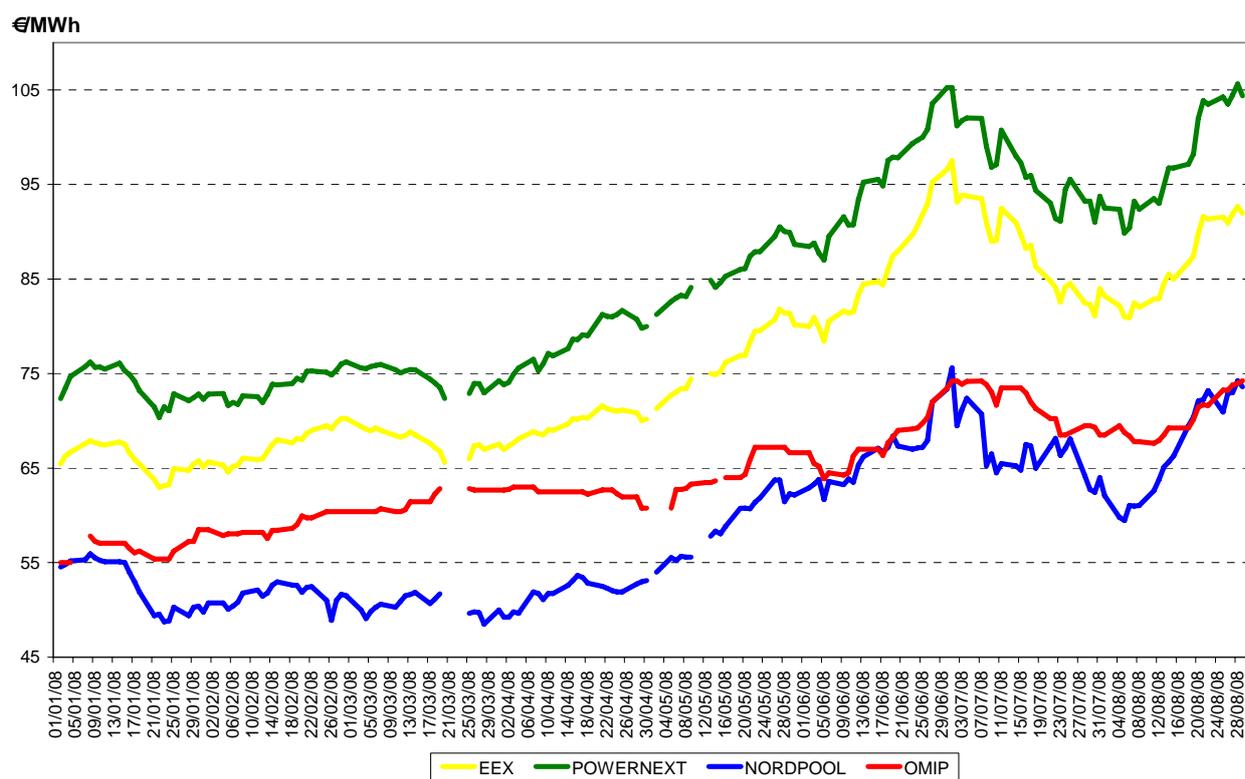
Gráfico 8. Evolución Precio Emisiones (Futuros EUA). 1 enero 2008 – 31 agosto 2008



Fuente: ECX

El contexto reciente de subidas de los precios de *commodities*, donde en algunos casos (como el petróleo) se han registrado máximos históricos (el Brent ha experimentado una subida muy significativa en los últimos meses, pasando de valores próximos a 70 €/bbl a principios de marzo a valores máximos superiores a los 90 €/bbl en los primeros días de julio), y de cotizaciones de futuros eléctricos a precios elevados en otros mercados internacionales (el FTB YR-09 pasó de cotizar, desde principios de mayo a 1 de julio, de 66 €/MWh a 90 €/MWh en Alemania, y de 70 €/MWh a 93 €/MWh en Francia), puede haber incidido directamente en la evolución de las cotizaciones de los contratos trimestrales del mercado OMIP con entrega en el segundo semestre de 2008, especialmente en la cotización del contrato FTB Q4-08.

**Gráfico 9. Evolución referencias de precios a plazo Europeas Precios Liquidación Contrato Q4-08.
1 enero 2008 – 31 agosto 2008**



Fuente: EEX, PowerNext, Nordpool, OMIP

En el Gráfico 9 se aprecia, para el contrato trimestral carga base con entrega en el cuarto trimestre de 2008, la existencia de una evolución similar en las cotizaciones de los contratos cotizados en los diferentes mercados europeos. Concretamente, se observa la existencia de una tendencia ascendente en las cotizaciones de los contratos con

vencimiento en el Q4-08 hasta primeros de julio, seguida de una tendencia descendente hasta mediados de agosto y posterior tendencia ascendente. En dicho gráfico 9 se observa asimismo que la evolución de las cotizaciones de los contratos en EEX y PowerNext presenta mayores similitudes entre ellas que con la cotización de OMIP o NordPool. Esta mayor similitud en la evolución de las cotizaciones de los contratos de EEX y PowerNext podría explicarse por el mayor grado de integración de estos mercados (mayores interconexiones entre ambos países que con la península ibérica). Estadísticamente se observa que la correlación entre todos los mercados es muy alta, registrándose correlaciones superiores a 0,95 entre las cotizaciones de los diferentes mercados europeos.

2.2 Energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo

La existencia de diferentes mecanismos de contratación a plazo mediante los que las distribuidoras adquieren parte del volumen de energía para el suministro a tarifa, (subastas semanales de adquisición obligatoria de energía en el mercado de futuros del MIBEL y subastas CESUR) implica que parte de la energía prevista a tarifa para el cuarto trimestre de 2008, ya haya sido adquirida por los distribuidores.

A continuación se detalla el volumen de energía adquirido por las distribuidoras, a fecha del presente informe, a través de las subastas semanales en el OMIP, reguladas por la Orden ITC/1865/2007 y por la Orden ITC/1934/2008 y la quinta subasta CESUR (celebrada el 17 de junio).

En relación a las subastas de adquisición obligatoria en OMIP de contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2008, los contratos a considerar son el contrato anual con entrega en 2008 (FTB YR-08), el contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08) y los contratos mensuales con entrega en octubre, noviembre y diciembre de 2008 (contratos FTB M Oct-08, FTB M Nov-08 y FTB M Dec-08, respectivamente).

La Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008, establece la celebración (en el segundo semestre de 2007) de subastas del contrato anual con entrega en 2008. La Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008, establece los volúmenes obligatorios de adquisición del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre y los contratos mensuales con entrega en octubre, noviembre y diciembre de 2008.

La Orden ITC/1865/2007 y la Orden ITC/1934/2008 establecen que el volumen de energía total que deben adquirir los distribuidores a través de dichos contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2008 asciende a 2.323 GWh.

Debe señalarse que a fecha del presente informe están pendientes de celebrarse aún una parte considerable de las subastas con entrega de energía en el cuarto trimestre. Concretamente, se han celebrado las subastas del producto anual FTB YR-08 reguladas por la Orden ITC/1865/2007 y cinco de las seis subastas programadas en la Orden ITC/1934/2008 del producto trimestral (FTB Q4-08). Según lo establecido por la Orden ITC/1934/2008 están aún pendientes de celebración, una subasta (de un total de cuatro) del contrato mensual con entrega en octubre de 2008 (FTB M Oct-08), tres subastas (de cuatro) del contrato mensual con entrega en noviembre de 2008 (FTB M Nov-08), las cuatro subastas del contrato mensual con entrega en diciembre de 2008 (FTB M Dic-08), y una de las seis subastas del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08).

Como consecuencia de ello, el volumen de energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 que ya ha sido adquirido en el OMIP por los distribuidores asciende a 1.349 GWh.

El Cuadro 1 muestra para cada uno de los contratos negociados en OMIP con entrega en el cuarto trimestre de 2008, el volumen de energía de adquisición obligatoria establecido en la Orden ITC/1865/2007 y la Orden ITC/1934/2008, el volumen de energía adquirido, así como el precio medio y el coste total de adquisición.

Cuadro 1. Energía de adquisición obligatoria con entrega en el cuarto trimestre de 2008 según la Orden ITC/1865/2007 y la Orden la Orden ITC/1934/2008, volumen de energía adquirida (a 3 de septiembre) precio medio y coste total.

Contrato	Energía Comprometida (MWh) según Orden ITC/1865/2007 y Orden ITC/1934/2008	Energía Adquirida (MWh)	Precio Medio (€/MWh)	Coste energía adquirida (€)
FTB M Oct-08	764.832	73.656	70,26	5.175.070,56
FTB M Nov-08	95.040	23.760	74,96	1.781.049,60
FTB M Dic-08	98.208	0	-	-
FTB Q4-08	675.648	563.040	71,41	40.208.938,56
FTB YR-08	688.896	688.896	51,57	35.525.792,64
Total	2.322.624	1.349.352	61,28	82.690.851

Fuente: Orden ITC/1865/2007 y Orden ITC/1934/2008, OMIP-OMIClear, CNE

En relación a las subastas CESUR, el Cuadro 2 muestra el volumen de energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirido por los distribuidores en la quinta subasta CESUR, celebrada el 17 de junio, así como el precio (€/MWh) resultante en la subasta para el producto con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (producto semestral de la quinta subasta CESUR) y el coste total de adquisición (en €).

Se observa que el volumen de energía adquirido en las subastas CESUR con entrega en el cuarto trimestre de 2008 asciende a 1.749 GWh a un precio de 65,79 €/MWh (precio de equilibrio en la quinta subasta CESUR del producto semestral). El coste total de ese volumen de energía asciende a 115.049 miles de €.

En relación a la próxima (sexta) subasta CESUR debe señalarse que la Resolución de la SGE de 29 de agosto, por la que se aprueban las reglas y el contrato de la sexta subasta CESUR, fija como fecha de celebración de la subasta el próximo día 25 de septiembre. La Resolución de la SGE de 2 de septiembre, por la que se establecen sus características, determina que los productos a subastar son productos carga base con periodos de entrega trimestral (cuarto trimestre de 2008) y semestral (cuarto trimestre de 2008 y primer trimestre de 2009). Dicha Resolución establece asimismo, que el volumen (en MW) a adquirir por los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso

portugués⁵ estará comprendido entre 2.000 y 5.000 MW. Por tanto, a fecha de elaboración del presente informe se desconoce el volumen concreto a adquirir por los distribuidores españoles en la sexta subasta CESUR.

Cuadro 2. Resumen del volumen de energía (MWh) con entrega en el cuarto trimestre de 2008 y precio (€/MWh) adquirido por los distribuidores españoles en la quinta y sexta subasta CESUR.

Periodo de entrega de la energía. Cuarto trimestre de 2008 (Q4-08)	Potencia	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Coste (€)
CESUR-5 (Prod. Semestral)	792	1.748.736	65,79	115.049.341
CESUR-6 (Prod. Trimestral)	-	-	-	-
CESUR-6 (Prod. Semestral)	-	-	-	-
	792	1.748.736	65,79	115.049.341

Fuente: CNE

A partir del análisis anterior se ha obtenido el coste de energía de los consumidores que adquirirán su energía en el mercado regulado en el cuarto trimestre de 2008, teniendo en cuenta el precio resultante de la quinta subasta CESUR así como el precio resultante de las obligaciones de compra en el mercado organizado por el OMIP.

El elemento de coste pendiente de cálculo es el coste de energía en el mercado al contado gestionado por OMIE. Al tratarse del coste de energía que se adquiere en el mercado diario, este coste debe ser estimado. En el presente informe, la estimación se realiza sobre la base de las cotizaciones del contrato trimestral con entrega en el trimestre de referencia (FTB Q4-08) negociado en el mercado de futuros.

El precio medio de referencia de negociación en OMIP del contrato FTB Q4-08 en el período 1 junio 2008 – 31 agosto 2008 ha resultado 69,91 €/MWh, frente a un precio medio igual a 71,12 €/MWh en el período 1 julio 2008 – 31 agosto 2008. Las diferencias entre ambos precios se justifican por la tendencia ascendente del mes de junio. Nótese que también se tuvo una tendencia ascendente en la segunda quincena de agosto, resultando una tendencia descendente durante todo julio y primera quincena de agosto (véase gráfico 2). En los tres primeros días de septiembre se mantiene la tendencia

⁵ El 88% de la energía adquirida en la subasta será adquirida por los distribuidores españoles y el 12% por el comercializador de último recurso portugués.

alcista iniciada a mediados de agosto. El precio en la última subasta del contrato FTB Q4-08 celebrada el 3 de septiembre ascendió a 74,24 €/MWh.

Cuadro 3. Media Aritmética y Ponderada (por el volumen negociado en OMIP) del Precio de Referencia de Negociación (PRN) para los periodos considerados

FTB Q4-08	Media Ponderada PRN en OMIP (€/MWh)	Media Aritmética PRN en OMIP (€/MWh)
1 de mayo - 31 de agosto	69,75	68,71
1 de junio - 31 de agosto	70,38	69,91
1 de julio -31 de agosto	71,19	71,12
1 de agosto -31 de agosto	68,77	70,34
15 de agosto-31 de agosto	73,80	72,27

Fuente: OMIP

Metodología utilizada en informes de propuesta de tarifa eléctrica.

Según la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa eléctrica, se plantean dos escenarios alternativos (escenario bajo y escenario alto) para el cálculo del coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al cuarto trimestre de 2008. A su vez, como se explicará, el escenario alto tiene en consideración el valor superior de dos estimaciones distintas de los precios del contrato FTB Q4-08 (estimación A y B).

Debe señalarse que se dispone de menor información sobre el coste de la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo (subastas OMIP y subastas CESUR) al estar pendientes de celebración la sexta subasta CESUR. Además están aún pendientes de celebración, una subasta (de un total de cuatro) del contrato mensual con entrega en octubre de 2008 (FTB M Oct-08), tres subastas (de cuatro) del contrato mensual con entrega en noviembre de 2008 (FTB M Nov-08), las cuatro subastas del contrato mensual con entrega en diciembre de 2008 (FTB M Dic-08), y una de las seis subastas del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08) (véase Cuadro 4).

Por ello, en la estimación realizada tiene un peso relativamente elevado la cotización del contrato FTB Q4-08, superior al peso relativo que el precio de este contrato tendrá finalmente en el coste de generación de clientes a tarifa integral.

Cuadro 4. Energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirida en CESUR-5 y en OMIP y volumen de energía pendiente de ser adquirido en OMEL, CESUR-6 (a celebrar el 25 de septiembre) y subastas obligatorias de OMIP pendientes de celebración.

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)
CESUR	1.749	4,80%
OMIP	1.349	3,70%
OMEL + CESUR- 6 + subastas OMIP pendientes de celebración	33.353	91,50%
TOTAL	36.451	100%

Fuente: OMIP, CNE.

Asimismo, cabe señalar la incertidumbre asociada a la evolución de la cotización de este contrato asociada al efecto que pueda tener la evolución de las cotizaciones a plazo de los combustibles sobre la cotización del FTB Q4-08.

Siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa de la CNE, se actualiza la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMEL a partir de las cotizaciones medias del contrato FTB Q4-08 empleando un factor de ajuste del 4,65% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado de los clientes que permanecen en tarifa integral durante el cuarto trimestre del 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el cuarto trimestre de 2007.

La cantidad sometida a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión de la demanda a tarifa (en barras de central) y el volumen de energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirido en la quinta subasta CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP.

En relación al valor de la cotización del contrato FTB Q4-08, se plantean dos estimaciones de partida alternativas. En la estimación A se toma como valor de referencia del contrato

FTB Q4-08, la media ponderada de la cotización (Precio de Referencia de Negociación o PRN) de dicho contrato en el periodo 1 de agosto a 31 de agosto, 68,77 €/MWh. En la estimación B se toma como valor de referencia del contrato FTB Q4-08, la media ponderada de la cotización de dicho contrato en el periodo 1 de junio a 31 de agosto, es decir, 70,38 €/MWh. En ambos escenarios se aplica el mismo factor de apuntamiento (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Cotización media del contrato FTB Q4-08 y valor obtenido aplicando el factor de apuntamiento bajo las estimaciones A y B.

FTB Q4-08	Media Ponderada PRN en OMIP (€/MWh)	Media Ponderada PRN aplicando el factor de apuntamiento (€/MWh)
Escenario A: 1 de agosto -31 de agosto	68,77	71,97
Escenario B: 1 de junio - 31 de agosto	70,38	73,65

Fuente: OMIP, OMEL, CNE

De acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, se obtendría un coste medio del mercado diario previsto para el cuarto trimestre de 2008 de 71,97 €/MWh bajo la estimación A y 73,65 €/MWh bajo la estimación B.

En los Cuadros 6 y 7 se resume el coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al cuarto trimestre de 2008, según las estimaciones A y B.

Cuadro 6. Coste de generación de clientes a tarifa integral (4 trimestre 2008) según la estimación A

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR	1.749	4,80%	65,79	115.049
OMIP	1.349	3,70%	61,28	82.691
OMEL + CESUR- 6 + subastas OMIP pendientes de celebración	33.353	91,50%	71,97	2.400.448
TOTAL	36.451	100%	71,28	2.598.188

Fuente: OMIP, OMEL y CNE.

Cuadro 7. Coste de generación de clientes a tarifa integral (4 trimestre 2008) según la estimación B

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR	1.749	4,80%	65,79	115.049
OMIP	1.349	3,70%	61,28	82.691
OMEL + CESUR- 6 + subastas OMIP pendientes de celebración	33.353	91,50%	73,65	2.456.550
TOTAL	36.451	100%	72,82	2.654.290

Fuente: OMIP, OMEL y CNE.

Se observa que de acuerdo con las hipótesis anteriores, se obtiene que el coste medio del generación de clientes a tarifa integral previsto para el cuarto trimestre de 2008 ascendería a 71,28 €/MWh bajo la estimación A y de 72,82 €/MWh bajo la estimación B. Dada la diferencia relativa entre ambos escenarios, el hecho de que se pretende fijar el valor superior de una banda de precios y la repercusión asimétrica de equivocarse al alza o a la baja, el escenario alto se va a hacer coincidente con el escenario B anteriormente descrito.

Cabe señalar que los valores obtenidos para la estimación del coste medio de generación se ve influido en gran medida por la estimación del precio medio en el mercado diario basada en la cotización del contrato FTB Q4-08, que registran elevada volatilidad en los últimos tres meses. Cabe añadir a fecha de realizar este informe, la falta de información respecto al coste de la energía pendiente de adquirir en la sexta subasta CESUR y las subastas pendientes de celebración en OMIP. Dichos aspectos afectan a la estimación que presenta sobre el coste de generación de cliente a tarifa integral en el cuarto trimestre de 2008 con la información disponible a la fecha del presente informe.

Esta Comisión, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre en la estimación del precio del mercado, ha considerado adecuado considerar un escenario adicional de precio más moderado (escenario bajo, con precio de 66,14 €/MWh), pero que sin embargo se corresponde con el escenario considerado como superior hace relativamente poco tiempo, en particular, en la *“Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”* y el considerado en el *“Informe 24/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden ITC por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008”* remitido al MITYC el pasado mes de junio.

No obstante lo anterior, esta Comisión considera importante insistir en que la estimación del precio de generación por debajo del que finalmente se le va a reconocer al distribuidor en el suministro tendría efectos negativos en la actividad de comercialización y haría aún más grave el problema asociado al déficit. Sin embargo, si el precio considerado resultase ligeramente superior respecto a la realidad final, el exceso de ingresos se podría utilizar para compensar parte del déficit que se acumula por el déficit ex ante reconocido en las tarifas de acceso.

A continuación, se actualiza el ejercicio presentado por esta Comisión en el informe *“Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”* remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el pasado mes de mayo centrándose en el escenario alto de coste de generación.

3 PROPUESTA DE PRECIOS REGULADOS PARA EL 4º TRIMESTRE

La propuesta de tarifas integrales que se presenta es el resultado de aplicar la metodología asignativa de la CNE 2001 revisada. Cabe señalar que el escándalo de costes de acceso considerado en la asignación coincide con el contenido en el informe *“Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”* remitido al Ministerio el pasado mes de junio, con la excepción de las anualidades correspondientes a la financiación del déficit 2007 y del déficit reconocido ex ante para 2008, que han sido actualizadas en la Orden ITC/1857/2008 y la Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008, respectivamente.

En relación con lo anterior, se considera necesario reiterar que si bien el mandato contenido en el Real Decreto 871/2007 únicamente hace referencia a la revisión de la tarifa integral, el nivel de déficit de las tarifas de acceso, la actualización de las primas del

régimen especial y los cambios⁶ introducidos recientemente en el escandallo de costes de acceso podrían hacer aconsejable la revisión de las tarifas de acceso con anterioridad a diciembre.

Adicionalmente, se ha considerado oportuno proponer, de forma separada, los términos de potencia y energía correspondientes a la financiación del coste derivado de los pagos por capacidad a las tarifas de acceso, de acuerdo con la metodología⁷ descrita en el informe “*Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008*”, con objeto de facilitar su actualización independientemente de si son o no incorporados en la tarifas de acceso. En caso de que finalmente el MITYC decidiera incorporarlos como un componente de las tarifas de acceso, tal y como la CNE propuso en su informe sobre la propuesta de julio, bastaría sumar los precios propuestos a los términos correspondientes de las tarifas de acceso.

Como ya se indicó en el citado informe, esta Comisión considera necesario reiterar la necesidad de actualizar los precios correspondientes a la financiación de los pagos por capacidad con el doble objetivo de adecuar los ingresos a los costes y proporcionar la señal de precios correcta a todos los consumidores, independientemente de si están acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso.

A continuación se recogen los precios de las tarifas integrales, las tarifas de acceso y los términos de potencia y energía para la financiación de los pagos por capacidad de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE.

⁶ La retribución de la distribución ha sido modificada por el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las primas del régimen especial han sido actualizadas por la Orden ITC/1857/2008, así como las anualidades correspondientes a la financiación del déficit 2007 y del déficit reconocido ex ante para 2008, que han sido actualizadas en la Orden ITC/1857/2008 y la Orden ITC/1934/2008, respectivamente.

⁷ Se asigna el incentivo a la inversión en función de la potencia contratada en el periodo de punta y el incentivo de disponibilidad en función de la potencia demandada durante las horas de punta, de acuerdo con la “*Propuesta de financiación de los pagos por capacidad*” que esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el pasado 14 de abril.

3.1 Tarifas de acceso

En el Cuadro 8 se recogen las tarifas de acceso resultantes de aplicar la metodología asignativa de la CNE para cubrir la totalidad de los costes, sin considerar los pagos por capacidad. Cabe señalar que, como ya se ha indicado, el escandallo de costes considerado se ha incrementado en aproximadamente 42,6 Millones de euros respecto al considerado en la propuesta de julio, como resultado de la actualización de las anualidades correspondientes a la financiación del déficit 2007 y a la financiación del déficit reconocido ex ante para 2008.

Se observa que los términos de potencia y los términos de energía (con la excepción de los de la tarifa 6.1) de las tarifas de acceso deben aumentar significativamente en caso de no financiar una parte de los costes de acceso.

Cuadro 8. Tarifas de acceso

Tarifas de Acceso Orden ITC/3860/2007 (A)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	18,164292						0,020871					
402	2.0 DHA	18,164292						0,031008	0,008945				
403	3.0	15,171381	9,355783	2,145388				0,023479	0,022083	0,019545			
404	3.1	15,090975	9,306199	2,134018				0,013833	0,013011	0,011516			
405	6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,019305	0,016934	0,012870	0,007307	0,004719	0,004290
406	6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,006440	0,005649	0,004294	0,002437	0,001574	0,001431
407	6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,005196	0,004558	0,003464	0,001966	0,001270	0,001155
408	6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,004078	0,003576	0,002718	0,001543	0,000996	0,000906

Propuesta CNE Tarifas de acceso (sin pagos por capacidad) (B)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	26,725982						0,046183					
402	2.0 DHA	34,219081						0,052896	0,034501				
403	3.0	21,972124	13,549619	3,107082				0,027595	0,025955	0,022972			
404	3.1	18,102114	11,163087	2,559823				0,023511	0,022113	0,019572			
405	6.1	17,337976	8,676493	6,349752	6,349752	6,349752	2,897167	0,011071	0,010344	0,009226	0,006094	0,003969	0,003075
406	6.2	16,949033	8,481853	6,207308	6,207308	6,207308	2,832175	0,010027	0,009369	0,008356	0,005520	0,003595	0,002786
407	6.3	14,184011	7,098146	5,194664	5,194664	5,194664	2,370141	0,006952	0,006495	0,005793	0,003827	0,002492	0,001931
408	6.4	10,528350	5,268732	3,855837	3,855837	3,855837	1,759282	0,004117	0,003846	0,003431	0,002266	0,001476	0,001144

15% -25%

% variación (B) sobre (A)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	47%						121%					
402	2.0 DHA	88%						71%	286%				
403	3.0	45%	45%	45%				18%	18%	18%			
404	3.1	20%	20%	20%				70%	70%	70%			
405	6.1	72%	72%	72%	72%	72%	72%	-43%	-39%	-28%	-17%	-16%	-28%
406	6.2	95%	95%	95%	95%	95%	95%	56%	66%	95%	127%	128%	95%
407	6.3	74%	74%	74%	74%	74%	74%	34%	43%	67%	95%	96%	67%
408	6.4	39%	39%	39%	39%	39%	39%	1%	8%	26%	47%	48%	26%

Fuente: CNE

Como ya se indicó en el informe de propuesta de revisión de julio, sería conveniente la revisión de las tarifas de acceso establecidas en la Orden ITC/3860/2007 con objeto de que incorporen al contado todos los costes que los consumidores producen, siendo necesario incrementar, en términos medios, un 60% las tarifas de acceso nominales vigentes para cubrir la totalidad de los costes de acceso reconocidos en la Orden ITC/3860/2007, sin considerar el coste derivado de los pagos por capacidad.

3.2 Pagos por capacidad

En el Cuadro 9 se presentan el término de potencia para el periodo 1 y los términos de energía que resultan de asignar el coste derivado de los pagos por capacidad a todos los consumidores.

Cuadro 9. Tarifas de pagos por capacidad.

Propuesta CNE - Tarifas Pagos por capacidad. Año 2008							
	Tp (€/kW contratado año Periodo 1)	Te (€/kWh consumido)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	2,5340	0,000672					
2.0 NA	2,5340	0,001319	0,000202				
3.0 A	2,5340	0,001727	0,000757				
3.1 A	2,3024	0,001658	0,000651	0,000000			
6.1	2,3024	0,005295	0,001011	0,000451	0,000309	0,000000	0,000000
6.2	2,2615	0,005004	0,001004	0,000476	0,000276	0,000000	0,000000
6.3	2,2291	0,005194	0,001018	0,000526	0,000289	0,000000	0,000000
6.4	2,1946	0,004753	0,000938	0,000505	0,000285	0,000000	0,000000

Fuente: CNE

Como ya se indicó en el informe sobre la propuesta de revisión de tarifas que esta Comisión remitió al Ministerio el pasado mes de junio, se considera que el coste derivado de los pagos por capacidad debiera ser un componente más del escandallo de costes de acceso. No obstante, dado que las tarifas de acceso se revisan con carácter anual (diciembre) se propone la sustitución de los precios unitarios por capacidad establecidos en la Disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007 por los propuestos por la CNE.

El impacto de incorporar el coste derivado de la financiación de los pagos por capacidad en la tarifa integral supone un incremento del 3% respecto de los precios establecidos en la Orden ITC/1857/2008. Por el contrario, la actualización de los precios unitarios por capacidad supone un reducción del 50% respecto de los pagos que actualmente están soportando los clientes en régimen de mercado.

3.3 Tarifas integrales

En el Cuadro 10, se presentan las tarifas integrales que resultan de agregar a los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa de la CNE, el término de potencia y los términos de energía de los pagos por capacidad y los costes de generación que le corresponden a cada grupo tarifario.

Cuadro 10. Propuesta CNE de tarifas integrales para 2008

Propuesta CNE Tarifas integrales														
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
401	2.0 A	29,259960						0,141006						
402	2.0 DHA	36,753059						0,164069	0,107014					
403	3.0	24,506103	13,549619	3,107082				0,123590	0,116245	0,102884				
404	3.1	20,404529	11,163087	2,559823				0,114920	0,108091	0,095667				
405	6.1	19,640390	8,676493	6,349752	6,349752	6,349752	2,897167	0,178270	0,166564	0,148558	0,098138	0,063917	0,049524	
406	6.2	19,210487	8,481853	6,207308	6,207308	6,207308	2,832175	0,175968	0,164414	0,146640	0,096871	0,063092	0,048885	
407	6.3	16,413128	7,098146	5,194664	5,194664	5,194664	2,370141	0,175468	0,163946	0,146223	0,096595	0,062913	0,048746	
408	6.4	12,722973	5,268732	3,855837	3,855837	3,855837	1,759282	0,170090	0,158922	0,141742	0,093635	0,060985	0,047252	

Fuente: CNE

La variación necesaria a aplicar al término de energía para que las tarifas integrales recojan los precios de la energía y no se genere un déficit adicional al implícito en las tarifas de acceso vigentes, resulta de comparar el coste de la energía implícitos en las tarifas integrales vigentes y en las tarifas integrales resultantes de aplicar la metodología de la CNE.

En el Cuadro 11 se compara para los clientes de baja tensión las tarifas integrales vigentes y las tarifas integrales propuestas para el escenario de precios de mercado de 73,65 €/MWh. Estas tarifas resultan de actualizar el coste de la energía implícito en las tarifas integrales e incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad.

Cuadro 11. Tarifas integrales de baja tensión a aplicar a partir del 1 de octubre de 2008

Tarifa	Orden ITC/1857/2008		Propuesta CNE		% variación Propuesta CNE sobre Orden ITC/1857/2008	
	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Δ Tp	Δ Te
Tarifa Social	0,000000	0,109612	0,211165	0,152286		38,93%
1.0	0,388713	0,087373	0,599878	0,133963	54,32%	53,32%
2.0.1	1,621373	0,109612	1,832538	0,123865	13,02%	13,00%
2.0.2	1,634089	0,107994	1,845254	0,118833	12,92%	10,04%
2.0.3	1,642355	0,106888	1,853520	0,110125	12,86%	3,03%
3.0.1	1,752513	0,107338	1,963678	0,097287	12,05%	-9,36%
3.0.2	1,988549	0,101941	2,207981	0,109858	11,03%	7,77%

Tarifa	Te Punta (€/kWh)	Te Valle (€/kWh)	Te Punta (€/kWh)	Te Valle (€/kWh)	% variación Propuesta CNE sobre Orden ITC/1857/2008	
					Δ Tp	Δ Te
1.0 DHA	0,132171	0,051890	0,151991	0,090151	15,00%	73,74%
2.0.1 DHA	0,132171	0,051890	0,142792	0,080953	8,04%	56,01%
2.0.2 DHA	0,135665	0,053261	0,142681	0,080841	5,17%	51,78%
2.0.3 DHA	0,138076	0,054208	0,142594	0,080754	3,27%	48,97%
3.0.1 DHA	0,142163	0,055812	0,142113	0,080274	-0,04%	43,83%

Fuente: CNE

En el Cuadro 12 se recogen las tarifas a aplicar a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/97. Se considera importante señalar que en el cálculo de los precios de los términos de potencia y energía de estas tarifas se ha tenido en cuenta el procedimiento establecido en la disposición adicional única del Real Decreto 1164/2001, eliminando de la fórmula el término que hace referencia a la tarifa 1.1 de alta tensión.

Cuadro 12. Tarifas D a aplicar a partir del 1 de julio de 2008.

Tarifa	Orden ITC/1857/2008		Propuesta CNE		% variación Propuesta CNE sobre Orden ITC/1857/2008	
	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Δ Tp	Δ Te
D.1	2,638657	0,066432	2,901082	0,073039	9,95%	9,95%
D.2	2,490768	0,063374	2,738485	0,069677	9,95%	9,95%
D.3	2,428498	0,061152	2,670022	0,067234	9,95%	9,95%
D.4	2,350662	0,059484	2,584445	0,065400	9,95%	9,95%

Fuente: CNE

En lo que respecta a la tarifa G4, se reitera lo señalado en el informe sobre la propuesta de julio, en el sentido de que la aplicación directa de la metodología da lugar a importantes subidas en términos relativos a su facturación actual, sin considerar los posibles servicios que puedan estar aportando al sistema, por lo que se propone la revisión de forma conjunta de los precios de estos consumidores y la valoración de los servicios que aportan al sistema.

Finalmente, en el Cuadro 13 se recogen las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales fueran aditivas en precios e igual a las reales, sin aplazar el pago de ningún concepto, actualizando el ejercicio presentado por esta Comisión en el informe sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008.

Cabe recordar que la columna (A) refleja el precio medio de las tarifas integrales nominales aplicando los precios de la Orden ITC/1857/2008. La columna (B) muestra el precio medio nominal por acceso, resultante de aplicar los precios de la Orden ITC/3860/2007 a los clientes a tarifa. En consecuencia, la columna (C), que es la resta entre ambas columnas, está reflejando el precio medio implícito por la energía en las distintas tarifas nominales integrales vigentes.

La columna (D) refleja el precio medio real que deberían pagar por acceso, según la metodología de la CNE 2001 revisada, los clientes en mercado regulado, en caso de que las tarifas de acceso se construyeran sin déficit. La columna (E) muestra la facturación media de los pagos por capacidad. La columna (F) muestra la facturación media por energía y comercialización. Por tanto, la columna (G) muestra la facturación media real que deberían pagar los clientes en mercado regulado, en caso de que la tarifa integral fuera totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos (tarifa de acceso aditiva a la que se le suma el coste de la energía y comercialización), es decir, la suma de las columnas (D), (E) y (F). De hecho, esto aproxima lo que realmente pagan los consumidores en términos reales si a la tarifa nominal se le suma el déficit que se financia.

La columna que aparece sombreada en amarillo muestra la variación que, en términos de la facturación media, debería producirse en las tarifas integrales nominales establecidas en la Orden ITC/1857/2008 (columna (A)) para que la misma fuera construida de forma totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos y para que no se difiera ninguna proporción al futuro (columna (G)). Es decir para que las tarifas nominales coincidan con las reales.

Por último, la columna que aparece sombreada en naranja muestra la variación propuesta, en términos de facturación media, respecto de las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/1857/2008 para cubrir el coste de la energía y el coste de los pagos por capacidad. En este caso se asume que las tarifas de acceso no varían, salvo en la integración del pago por capacidad.

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales incluyeran los costes del sistema actualmente reconocidos asciende al 34,9%, para un escenario de precios de mercado de 73,65 €/MWh y sin considerar minoración por los derechos de CO₂. En caso de que las tarifas integrales fueran aditivas en energía y pagos por capacidad (esto es, considerando el déficit ex ante), la variación necesaria, en términos de facturación media, sería un aumento del 10,4%.

A la fecha de emisión del presente informe no ha sido publicada la normativa de desarrollo del Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para el periodo 2008- 2012.

No obstante, si se considera el procedimiento de cálculo aplicado para el año 2006, establecido en la Orden ITC/3315/2007 de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, y se tiene en cuenta la cotización del derecho de

CO₂, el valor de la minoración de los derechos correspondiente al ejercicio 2008 podría alcanzar los 1.300 millones de €.

Si se considera la citada minoración el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales incluyeran los costes del sistema actualmente reconocidos ascendería al 28,3% y del 10,1% en caso de considerar el déficit ex ante. En relación con lo anterior cabe señalar que, como se expone en el epígrafe 4.1, los ingresos derivados de la minoración de CO₂ deberán ser tenidos en cuenta a la hora de establecer la cuantía del déficit ex ante, por lo que apenas impacta en la variación necesaria para que tarifas integrales fueran aditivas en energía y pagos por capacidad.

Finalmente, en el Cuadro 14 se recogen las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales fueran aditivas en precios e igual a las reales, sin aplazar el pago de ningún concepto, de acuerdo con el escenario bajo considerado.

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales de la de Orden ITC/1857/2008 incluyeran los costes del sistema actualmente reconocidos asciende al 27,3%, para un escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh y sin considerar minoración por los derechos de CO₂. En caso de que las tarifas integrales fueran aditivas en energía y pagos por capacidad (esto es, considerando el déficit ex ante), la variación necesaria, en términos de facturación media, sería un aumento del 2,8%.

Cuadro 13. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/1857/2008 coincidan con las tarifas reales (que cubran todos los costes reconocidos sin necesidad de financiación de déficit) para el escenario alto de precios (precio del mercado diario de 73,65 euros/MWh).

		Situación actual - Orden ITC/1857/2008 (c€/kWh)			Tarifa Aditiva (c€/kWh)				% variación aditiva sobre actual				% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Pagos por capacidad (E)	Coste energía + Comercialización (F)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin Pagos Capacidad	Tarifas acceso con pagos por capacidad	Coste energía	Tarifa integral	
<i>Tarifas Sociales</i>	4.857	10,02	4,74	5,28	8,52	0,44	9,48	18,44	79,8%	89,0%	79,5%	84,0%	46,3%
<i>Tarifas < 15 kW sin discriminación horaria</i>	56.693	13,32	4,60	8,73	8,31	0,42	9,48	18,21	80,8%	89,9%	8,7%	36,7%	8,8%
1.0	141	8,16	3,27	4,89	6,36	0,23	9,48	16,07	94,5%	101,6%	93,9%	97,0%	59,1%
2.0.1	1.815	12,62	4,49	8,12	8,16	0,40	9,48	18,04	81,6%	90,5%	16,7%	43,0%	14,0%
2.0.2	33.784	13,07	4,60	8,47	8,32	0,42	9,48	18,22	80,8%	89,9%	12,0%	39,4%	11,0%
2.0.3	20.953	13,83	4,61	9,23	8,33	0,42	9,48	18,23	80,7%	89,8%	2,8%	31,8%	4,9%
<i>Tarifas < 15 kW con discriminación horaria</i>	9.744	8,97	2,61	6,36	5,98	0,20	8,44	14,62	128,7%	136,4%	32,7%	62,9%	25,4%
1.0	1.031	8,53	2,59	5,93	5,94	0,20	8,44	14,58	129,0%	136,6%	42,3%	71,0%	31,7%
2.0.2	5.077	8,97	2,60	6,37	5,95	0,20	8,44	14,59	128,9%	136,5%	32,5%	62,7%	25,3%
2.0.3	3.636	9,10	2,64	6,46	6,02	0,20	8,44	14,66	128,4%	136,1%	30,6%	61,1%	23,9%
<i>Tarifas > 15 kW</i>	34.701	12,47	4,04	8,43	5,86	0,27	8,93	15,06	45,3%	52,1%	5,9%	20,8%	6,2%
3.0.1	8.854	12,95	3,66	9,29	7,11	0,31	9,13	16,54	94,2%	102,6%	-1,7%	27,8%	1,1%
3.0.2	25.847	12,30	4,16	8,14	5,44	0,26	8,86	14,56	30,6%	37,0%	8,8%	18,3%	8,0%
Total Baja Tensión	105.995	12,49	4,24	8,26	7,30	0,35	9,20	16,86	72,3%	80,6%	11,5%	34,9%	10,4%



Fuente: CNE

Cuadro 14. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/1857/2008 coincidan con las tarifas reales (que cubran todos los costes reconocidos sin necesidad de financiación de déficit) para el escenario bajo de precios (precio del mercado diario de 66,14 euros/MWh).

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Situación actual - Orden ITC/1857/2008 (c€/kWh)			Tarifa Aditiva (c€/kWh)				% variación aditiva sobre actual				% Incremento necesario para cubrir el coste de la energía y pagos por capacidad (con déficit ex ante)
		Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Pagos por capacidad (E)	Coste energía + Comerc. (F)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin Pagos Capacidad	Tarifas acceso con pagos por capacidad	Coste energía	Tarifa integral	
<i>Tarifa Social</i>	4.857	10,02	4,74	5,28	8,52	0,44	8,44	17,39	79,8%	89,0%	59,8%	73,6%	35,9%
<i>Tarifas < 15 kW sin discriminación horaria</i>	56.693	13,32	4,60	8,73	8,31	0,42	8,44	17,17	80,8%	89,9%	-3,3%	28,8%	1,0%
1.0	141	8,16	3,27	4,89	6,36	0,23	8,44	15,03	94,5%	101,6%	72,5%	84,2%	46,3%
2.0.1	1.815	12,62	4,49	8,12	8,16	0,40	8,44	17,00	81,6%	90,5%	3,9%	34,7%	5,7%
2.0.2	33.784	13,07	4,60	8,47	8,32	0,42	8,44	17,17	80,8%	89,9%	-0,3%	31,4%	3,0%
2.0.3	20.953	13,83	4,61	9,23	8,33	0,42	8,44	17,19	80,7%	89,8%	-8,5%	24,2%	-2,7%
<i>Tarifas < 15 kW con discriminación horaria</i>	9.744	8,97	2,61	6,36	5,99	0,20	7,65	13,84	129,2%	136,8%	20,4%	54,3%	16,7%
1.0					5,95	0,20	7,65	13,80	129,2%	136,8%	29,0%	61,8%	22,5%
2.0.1	1.031	8,53	2,59	5,93	5,96	0,20	7,65	13,81	129,2%	136,8%	20,2%	54,0%	16,5%
2.0.2	5.077	8,97	2,60	6,37	6,04	0,20	7,65	13,89	129,1%	136,8%	18,4%	52,7%	15,3%
2.0.3	3.636	9,10	2,64	6,46									
<i>Tarifas > 15 kW</i>	34.701	12,47	4,04	8,43	5,86	0,27	8,10	14,23	45,2%	52,1%	-3,9%	14,2%	-0,5%
3.0.1	8.854	12,95	3,66	9,29	7,10	0,31	8,17	15,57	93,9%	102,2%	-12,0%	20,3%	-6,3%
3.0.2	25.847	12,30	4,16	8,14	5,44	0,26	8,07	13,78	30,6%	37,0%	-0,8%	12,0%	1,6%
Baja tensión	105.995	12,49	4,24	8,26	7,30	0,35	8,25	15,91	72,3%	80,6%	0,0%	27,3%	2,8%

Fuente: CNE

3.4 Primas del régimen especial

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, establece en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda que las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y a las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos) se revisarán trimestralmente en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el índice nacional de precios al consumo (IPC), de acuerdo a la metodología establecida en el anexo VII del citado real decreto.

Esta Comisión ya ha indicado en sucesivos informes⁸ la necesidad de que el índice de referencia del combustible utilizado para la actualización de tarifas y primas de las cogeneraciones que utilizan gas natural, debería ser objetivo y transparente, de forma análoga al utilizado para el subgrupo a.1.2. En este sentido se propuso que el valor del CMP⁹ u otro similar que se pudiera definir y se ajustara a las referencias de los contratos de gas, fuera utilizado como el índice de referencia previsto en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007, previa modificación de dicho Anexo por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, ya que está habilitado para ello.

En consecuencia, dado que la CNE desconoce la información relativa a los índices de precios de gas natural utilizados en la actualización trimestral de la tarifa y primas de las instalaciones de cogeneración y de las acogidas a la disposición transitoria del RD 661/2007 y que la propuesta que se hizo al respecto no ha sido atendida, no es posible proponer una actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y, del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto

⁸ Véanse “Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008”, “informe 24/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden ITC por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008” e “Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”.

⁹ CMP: Coste unitario de la materia prima (gas natural). Se ha venido fijado trimestralmente por resolución del DGPEM como referencia para las tarifas integrales de suministro de gas natural. En el futuro podría tomarse el índice que sirva de referencia para la actualización de las tarifas de último recurso.

661/2007, así como de las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.

4 OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA ORDEN

4.1 Déficit ex ante

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, reconoce ex ante un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas de 750 millones de euros correspondiente al primer trimestre de 2007 y, asimismo, establece que en los reales decretos posteriores por los que se modifiquen las tarifas eléctricas se reconocerá ex ante un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores.

La Orden ITC/3860/2007 reconoció, en el artículo 1 punto 11, la existencia *ex ante* de un déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2008 de 1.200 Millones de euros.

La Orden ITC/1857/2008 reconoció ex ante la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de abril de 2008 y el 30 de septiembre de 2008 que asciende a un máximo de 2.700 millones de euros. Por lo que el déficit reconocido entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de septiembre de 2008 asciende a 3.900 Millones de euros. La cantidad prevista para el conjunto del año, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, por la que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio, asciende a 4.832 Millones de euros.

En el Cuadro 15 se resumen el importe reconocido y el importe estimado pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2008 de los déficit de las actividades reguladas registrados en los últimos años y las revisiones de los costes de generación extrapeninsular.

Cuadro 15. Déficit reconocidos

Mínimo	Importe (Miles de €)	
	Importe reconocido	Importe pendiente a 31 diciembre de 2008 (P)
Peninsular 00 - 02	1.522.332	420.702
Extrapeninsular 00- 02 (1)	387.805	265.618
Extrapeninsular 03- 05 (1)	533.409	472.102
Peninsular 05	3.830.447	3.496.896
Peninsular 06 (2)	2.047.961	1.830.972
Peninsular 07 (3)	1.223.589	1.207.503
Peninsular 08 ("Ex-ante") (4)	4.831.974	3.274.483
TOTAL	14.377.517	10.968.277

Fuentes: CNE, Reales Decretos de tarifas y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Notas:

- (1) Importe reconocido a 31 de diciembre de 2005.
- (2) Importe provisional calculado por la CNE de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3315/2007.
- (3) Liquidación 14/2007.
- (4) Déficit ex ante reconocido de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y estimación orientativa del importe pendiente de compensación supuesta una deducción de 1.300 millones de euros en concepto de minoración de derechos de CO₂.

Se observa que el importe pendiente a 31 de diciembre de 2008 alcanzará los 10.968.277 miles de €, lo que supone que de media cada consumidor eléctrico deberá la cantidad de 437 euros.

Los ingresos por la aplicación de tarifas integrales y tarifas de acceso deben ser suficientes para cubrir los costes regulados, esto es, los costes de acceso y el coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 871/2007 las tarifas de acceso se revisarán una vez al año, en diciembre, por lo que para calcular el déficit que se producirá en la liquidación de actividades reguladas entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2008 se han considerado dos escenarios. El primer escenario es el que resulta de incrementar las tarifas integrales para incorporar el coste derivado de los pagos por

capacidad y actualizar el coste de la energía y el segundo escenario es el que resulta de modificar, además de las tarifas integrales, los pagos unitarios por capacidad de acuerdo con la propuesta de la CNE.

Cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/2794/2007, la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el déficit de actividades reguladas que se generará entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2008, con los costes regulados reconocidos actualmente y supuesto un coste de generación de 73,65 €/MWh para el cuarto trimestre de 2008 ascenderá a cerca de 1.300 Millones de euros en caso de actualizar tarifas de acceso con la propuesta de la CNE y cerca de 1.400 Millones de euros en caso de mantener las tarifas vigentes (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Previsión para 2008 del déficit de ingresos por tarifas de acceso a las redes

	Orden ITC/3860/2007 y ITC/1857/2008	Propuesta CNE octubre 2008 sin revisión tarifas de acceso	Propuesta CNE octubre 2008
Ingresos regulados	17.565.805	17.925.341	17.883.784
Ingresos tarifa acceso	2.247.758	2.247.758	2.247.758
Ingresos pagos por capacidad	332.562	332.562	291.005
Ingresos tarifa integral	14.985.485	15.345.022	15.345.022
Tarifas Baja Tensión	12.798.527	13.040.163	13.040.163
Tarifas Alta Tensión	2.186.958	2.304.858	2.304.858
Costes regulados	23.141.992	23.141.992	23.141.992
Costes acceso	11.428.683	11.428.683	11.428.683
Pagos por capacidad	574.766	574.766	574.766
Coste energía clientes a tarifa (1)	11.138.543	11.138.543	11.138.543
Déficit de actividades reguladas	5.576.187	5.216.651	5.258.208
Déficit ex ante (1 octubre a 31 diciembre)	1.394.047	1.304.163	1.314.552

Fuente: CNE

(1) El coste previsto de energía de los clientes en régimen de tarifa integral es el resultado de considerar el coste real de la energía en el periodo enero-junio 2008, coste de la energía previsto para el tercer trimestre en el informe sobre la propuesta de revisión de tarifas a partir del 1 de julio y coste previsto para el cuarto trimestre de acuerdo con el epígrafe 2 del presente informe.

No obstante, se debe tener en cuenta que a la fecha de emisión del presente informe, como ya se ha indicado, no ha sido publicada la normativa de desarrollo del Real Decreto-Ley 11/2007 que permita calcular el importe de la minoración de los derechos de CO₂

18 de septiembre de 2008

correspondiente al ejercicio 2008. En consecuencia, esta Comisión entiende que a la hora de establecer la subasta del importe del déficit ex ante correspondiente al cuarto trimestre de 2008, habrá de tenerse en cuenta la cuantía provisional que resulte de la devolución de los derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita, ya que de lo contrario se estaría financiando un importe superior al déficit que realmente se produzca, con los consecuentes costes financieros.

4.2 Suministro de último recurso

La disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que a partir del 1 de enero de 2009 queda suprimido el sistema tarifario integral, estableciéndose las tarifas de último recurso, que a partir del 1 de enero de 2010 sólo podrán permanecer acogidos a dichas tarifas aquellos consumidores con suministros en baja tensión y que a partir del 1 de enero de 2011 únicamente podrán acogerse a las tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW.

Por otra parte, el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, establece que a partir de 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas con destino a los riegos agrícolas. Asimismo, el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución eléctrica, establece en la Disposición transitoria segunda la supresión de la tarifa D para la venta de energía eléctrica a distribuidores a partir del 1 de enero de 2009.

En consecuencia, en el momento de entrada en vigor del suministro de último recurso únicamente disponen de tarifa integral los consumidores conectados a redes de baja tensión y los consumidores acogidos a la tarifa G.4 de grandes consumidores.

Teniendo en cuenta lo anterior y dado que la disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley 54/1997 habilita al Gobierno a adelantar los plazos establecidos en la citada disposición adicional, esta Comisión propone un adelanto del calendario de desaparición de las tarifas integrales, con el objetivo de que la implantación de la liberalización se lleve a cabo de forma progresiva y se converja lo antes posible al modelo de sector planteado por la regulación. Este adelanto debería hacerse compatible con la capacidad operativa de las empresas y con la situación competitiva del mercado.

Para ello se propone que el 1 de abril solamente puedan acogerse a las tarifas de último recurso los consumidores con potencia contratada por debajo de 50 kW. Esta medida afectaría al 20% de los suministros acogidos a la tarifa integral 3.0.2 (de aplicación a los clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) cuyo consumo representaría aproximadamente el 56% del consumo registrado en dicha tarifa, de acuerdo con la información individualizada de clientes correspondiente al año 2006 disponible de la Circular 1/2007¹⁰.

Adicionalmente, se propone que a partir del 1 de enero de 2010 únicamente puedan acogerse a la tarifa de último suministro los consumidores conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.

Finalmente, se recomienda introducir en la Orden una disposición transitoria en la que se establezca la obligación a los distribuidores de informar sobre el suministro de último recurso.

5 CONCLUSIONES

A la vista de la propuesta cabe destacar las siguientes conclusiones:

¹⁰ Circular 1/2007, de 26 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre actualización de la Circular 1/2006, de petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de la retribución a la actividad de distribución y supervisión de la misma.

Primera. Esta comisión considera que las variaciones de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso deben ser el resultado de aplicar una metodología de tarifas que establezca tanto los costes a considerar, como el procedimiento de asignación de los mismos, dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 17 de la Ley 54/97, en la redacción dada por la Ley 17/2007.

Asimismo, se considera que las revisiones trimestrales destinadas a reflejar el coste de la energía en las tarifas deberían actualizarse automáticamente como resultado de aplicar una metodología de revisión preestablecida, de manera similar al procedimiento aplicado para la determinación de las tarifas de venta y las tarifas de último recurso de gas natural.

Segunda. De acuerdo con la normativa vigente la revisión de tarifas propuesta para el cuarto trimestre de 2008 se corresponde con el ajuste del coste de generación.

A la fecha de elaboración del presente informe están pendientes de celebrarse la mayoría de las subastas con entrega de energía en el cuarto trimestre, lo que implica que en la estimación que se realice la cotización del contrato FTB Q4-08 tiene un peso relativo superior al peso relativo que el precio de este contrato tendrá finalmente en el coste de generación de clientes a tarifa integral. Teniendo en cuenta la elevada incertidumbre en la estimación del precio del mercado, se ha considerado adecuado considerar dos escenarios de coste de generación para los clientes en régimen de tarifa integral.

El escenario bajo (66,14 €/MWh) se corresponde con el escenario superior considerado en el Informe 24/2008 remitido al MITYC el pasado mes de junio y supone que el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales de la de Orden ITC/1857/2008 fueran aditivas en energía y pagos por capacidad (esto es, considerando el déficit ex ante) sería del 2,8%.

El escenario alto (73,65 €/MWh) resulta de considerar las señales actuales de precio existentes en los distintos mercados y supone un incremento del 10,4%, para asegurar que no se genere déficit adicional al reconocido ex ante.

Esta Comisión considera importante insistir en que una estimación del precio de generación por debajo del que finalmente se le va a reconocer al distribuidor en el suministro tendrá efectos negativos en la actividad de comercialización y hace más grave el problema asociado al déficit. Sin embargo, si el precio considerado resultase ligeramente superior respecto al real, el exceso de ingresos se utilizaría para compensar parte del déficit reconocido.

Tercera. Se estima que el déficit de actividades reguladas que se generará entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2008, con los costes regulados reconocidos actualmente y supuesto un coste de generación de 73,65 €/MWh para el cuarto trimestre, ascenderá aproximadamente a 1.300 Millones de euros en caso de actualizar las tarifas de acceso vigentes de acuerdo con la propuesta contenida en el presente informe y a 1.400 Millones de euros en caso mantener las tarifas vigentes.

Esta Comisión considera que a la hora de establecer la subasta del importe del déficit ex ante correspondiente al cuarto trimestre de 2008, habrá de tenerse en cuenta el desarrollo que se realice del Real Decreto Ley 11/2007 en relación con la devolución de los derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita, ya que de lo contrario se podría estar financiando un importe superior al déficit que realmente se produzca, con los consecuentes costes financieros.

Cuarta. Se considera adecuado un adelantamiento del calendario de aplicación de la tarifa de último recurso establecido en la Ley 54/1997. En particular, se propone que a partir del 1 de abril de 2009 únicamente puedan acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW y a partir del 1 de enero de 2010 los consumidores con potencia contrata inferior a 15 kW.

Asimismo, se considera recomendable introducir una disposición transitoria en la Orden que finalmente se publique con objeto de establecer la obligación a los distribuidores de informar sobre el suministro de último recurso que entra en vigor a partir del 1 de enero de 2009.

Quinta. Esta Comisión se remite a las conclusiones expuestas en el informe “*Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008*” y en el informe “*Informe 24/2008 de la CNE sobre la Propuesta de Orden ITC por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de Julio de 2008*”.