

Comisión
Nacional
de Energía

La Secretaría del Consejo de Administración

Comisión Nacional de Energía
Salida
Nº. 200800019962
19/12/2008 07:32:29

Sr. Secretario General:

De conformidad con las funciones referidas en el apartado tercero.1. cuarta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y en contestación a su solicitud de fecha 11 de diciembre de 2008, adjunto se remite el "Informe 36/2008 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009", aprobado por mayoría por el Consejo de Administración en su sesión del día 18 de diciembre de 2008.

Asimismo, se adjuntan las alegaciones en relación con el citado informe de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

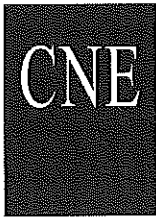
Madrid, diecinueve de diciembre de dos mil ocho.

Marina Serrano González.

Anexos.

SR. D. PEDRO MARÍN URIBE
Secretario General de Energía

cc. SR. D. JORGE SANZ OLIVA
Director General de Política Energética y Minas



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 36/2008 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE REVISAN LAS TARIFAS
ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE
ENERO DE 2009**

18 de diciembre de 2008

Handwritten mark



INDICE

1	ANTECEDENTES.....	3
2	EXPLICACIÓN DE LA PROPUESTA DE ORDEN.....	4
3	CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN	15
3.1	Cambios en la estructura de tarifas de acceso	15
3.2	Cambios en la estructura de Tarifas integrales.....	17
3.3	Comparación de las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de Orden y de la metodología asignativa de la CNE.....	18
4	CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE LA PROPUESTA DE ORDEN	20
4.1	Coste de transporte	20
4.2	Coste de distribución	25
4.2.1	Previsión de los costes de distribución de las empresas distribuidoras actualmente sujetas a liquidaciones	25
4.2.2	Previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2009 de las empresas a las que es de aplicación la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997	25
4.3	Coste del coste del Plan de Acción 2008-2012 de la E4	27
4.4	Régimen Especial.....	27
4.5	Plan de viabilidad ELCOGÁS	28
4.6	Moratoria Nuclear	29
4.7	Tasa de la CNE	30
4.8	Cuotas	30
5	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN.....	31
5.1	Disposición adicional primera. Cierre de los saldos de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósitos por la CNE	31
5.2	Disposición adicional segunda. Modificación de la tarifa de suministro 3.0.2.....	32
5.3	Disposición adicional tercera. Revisión de los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1 A.....	34
5.4	Disposición adicional cuarta. Aplicación del servicio de gestión de la demanda	35
5.5	Disposición adicional quinta. Clasificación de las empresas acogidas a la DT11 de la Ley 54/1997	36

5.6	Disposición adicional sexta. Inicio de la aplicación del incentivo de mejora de la calidad	36
5.7	Disposición adicional séptima. Capacidad de intercambio comercial en las interconexiones entre España y Portugal y entre España y Francia	36
5.8	Disposición adicional octava. Subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de los comercializadores de último recurso.....	38
5.9	Disposición transitoria primera. Adaptación de los horarios de las tarifas 3.0.2 y 3.1 A	39
5.10	Disposición transitoria cuarta. Cálculos de Q2008 y Q2009 para la aplicación del incentivo a la mejora de calidad	40
5.11	Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio de los distribuidores acogidos a la DT11 de la Ley 54/1997.....	41
5.12	Disposición final segunda. Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 39 de marzo de 2006, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares	43
5.13	Otras consideraciones	44
6	CONCLUSIÓN	45

INFORME 36/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2009

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 18 de diciembre de 2008, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El día 11 de diciembre de 2008 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009 (*Propuesta de Orden*), junto con la Memoria justificativa (*Memoria*) para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por trámite de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 15 de diciembre de 2008, para discutir la propuesta de Orden. Se acompañan, en el Anexo I del presente informe, las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo remitidas por escrito.

Como se ha mencionado en anteriores informes, esta Comisión hace constar la escasa información recibida en la Memoria, así como el reducido margen de tiempo para permitir a esta Comisión informar adecuadamente sobre las propuestas de tarifas integrales y retribución de las actividades reguladas.

Lo anterior ha sido puesto de manifiesto por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para establecer su recuperación mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores, los miembros del Consejo Consultivo han criticado, tanto la falta de información remitida, como el escaso margen para poder analizar la propuesta de Orden y la utilización de la tramitación de urgencia como procedimiento habitual empleado por el MITC para los informes sobre propuesta normativas de tarifas de electricidad.

Dada la insuficiente información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden para valorar adecuadamente los cambios introducidos en la misma, se han utilizado las variables de facturación consideradas por esta Comisión en la "*Propuesta de revisión de las tarifas de acceso para 2009 y revisión de las tarifas integrales vigentes para el primer trimestre de 2009*" (en adelante, Propuesta de la CNE)¹, informe aprobado

¹ Disponible en http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=1509&id_nodo=32

por el Consejo de Administración en su sesión del 7 de noviembre de 2008, en cumplimiento del mandato establecido en el Real Decreto 871/2007. Dicha propuesta de la CNE es el referente de información utilizado en el presente documento, por lo que, únicamente, se hace mención específica a aquellos aspectos que se han modificado o no fueron incluidos en la citado informe de la CNE.

Asimismo, un antecedente destacable es la propuesta de RD por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica², que no ha sido aprobado en el momento de elaborar el presente informe, ni se hace referencia del mismo en la exposición de motivos de la propuesta de Orden.

Dicha propuesta de Real Decreto señala que la fecha de entrada en vigor de la TUR será el 1 de julio de 2009, sin perjuicio de que la propia propuesta disponga el establecimiento de la tarifa de último recurso y la supresión del sistema tarifario integral desde 1 de enero de 2009. Asimismo, dicha propuesta de Real Decreto determina que sólo podrán acogerse a la TUR los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 15 kW. Si bien dicho RD no ha sido aprobado en el momento de emitir el presente informe, la propuesta de Orden tiene en cuenta determinados aspectos especificados en la propuesta de RD, tales como el establecimiento de un periodo transitorio para las tarifas integrales y para las tarifas D.

El presente informe se estructura de la siguiente manera. En el apartado 2 se explica el ejercicio tarifario considerado en la propuesta de Orden. En los apartados 3 y 4 se incluyen consideraciones sobre los precios regulados y los costes regulados de la propuesta de Orden, respectivamente. En el apartado 5 se describen otras consideraciones sobre el articulado de la propuesta de Orden. En el apartado 6 se presenta la conclusión única del informe.

2 EXPLICACIÓN DE LA PROPUESTA DE ORDEN

El ejercicio tarifario implícito en la propuesta de Orden presenta un elevado grado de incertidumbre, tal y como se pone de manifiesto en la Memoria que acompaña a la propuesta.

En primer lugar, se hace explícito el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de electricidad prevista para 2009.

Se desconoce el efecto de la evolución en la actividad económica en 2009 sobre la demanda de electricidad. De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda prevista para 2009 asciende a 290.200 GWh. Esta cifra coincide con

² Informe sobre la propuesta de RD 34/2008 disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne158_08.pdf

h

la demanda considerada en la Propuesta de la CNE³. En el momento de realizar el presente informe, la mayoría de fuentes económicas disponibles prevén una disminución del PIB para 2009 respecto al año anterior, por lo que la previsión de la demanda de electricidad para 2009 (que aumentaría el 1,94% respecto a 2008) podría estar sobrevalorada. El efecto de dicha sobrevaloración sobre la facturación eléctrica, a su vez, es incierto, debido a que dependerá de los componentes de la demanda eléctrica que resulten más afectados por la crisis económica.

Un segundo elemento de incertidumbre indicado en la Memoria, es el descenso de los precios de las materias primas y de la electricidad en los mercados de contado y de plazo resultante de la menor demanda energética mundial, derivada del impacto generalizado de la crisis económica internacional. Como ya se indicó en la Propuesta de la CNE, el descenso en la demanda energética motivado por la evolución económica internacional está teniendo un fuerte impacto en los precios del crudo, del resto de combustibles y de los derechos de CO₂. La evolución tanto del precio de los combustibles como de la demanda de electricidad, son variables que tendrán efecto en la moderación de los precios de la electricidad en el mercado español, si bien existe incertidumbre en determinar el nivel al que se situarán dichos precios en 2009.

En tercer lugar, un elemento de incertidumbre, también apuntado en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, se debe a la entrada en vigor el próximo 1 de julio del suministro de último recurso. Tal y como se indicó en el Informe 34/2008 de la CNE, se desconoce cuál será la estructura de tarifa de último recurso y cómo se establecerá el coste de la energía en las mismas. Sin embargo, se prevé que la entrada en vigor del suministro de último recurso tenga un efecto en la distribución del consumo por grupo tarifario de baja tensión.

En cuarto lugar, tal y como se indica en la nota de prensa del MITC sobre la propuesta de Orden, *"el incremento de tarifas queda condicionado a que se suscriba el acuerdo en el que han estado trabajando durante todo el otoño el MITC y las compañías eléctricas"*. En este sentido, una fuente adicional de incertidumbre en el establecimiento de las tarifas de 2009 es el contenido y alcance que tendrá dicho acuerdo. En particular, en qué medida afectará a la reducción o eliminación de costes considerados en el ejercicio tarifario. En consecuencia, se apunta un elemento de incertidumbre adicional sobre los costes que finalmente serán incorporados en las tarifas de acceso para 2009.

En quinto lugar, se indica como fuente de incertidumbre adicional que la propuesta de Orden establece tarifas integrales para el 1 de enero de 2009, acorde con el periodo transitorio que se determina en la propuesta de RD de suministro de último recurso, norma que no ha sido publicada por el momento.

En sexto lugar, cabe indicar que la propuesta de RD que regula el suministro de último recurso, habilita al MITC a revisar las tarifas de acceso el próximo 1 de julio. Dicha revisión podría ser utilizada para, una vez despejadas todas las incertidumbres

³ Coincidente, a su vez, con la previsión disponible del escenario inferior del Operador del Sistema, si bien dicha previsión, aún siendo la más moderada de las proporcionadas por el Operador del Sistema, se basaba en una hipótesis de crecimiento de la actividad económica del 1%.

anteriormente señaladas, las tarifas de acceso de la propuesta de Orden se revisen de forma que cubran de forma eficiente los costes.

Por último, cabe señalar que la propuesta de Orden no reconoce explícitamente, al contrario de lo que ha venido sucediendo en ejercicios tarifarios de 2007 y 2008, la existencia de un déficit ex ante en la liquidación de las actividades reguladas.

Teniendo en cuenta las incertidumbres anteriores, y a partir del escenario de facturación de la CNE de la propuesta de noviembre de 2008⁴, se presentan los siguientes resultados:

Escandallo de costes de acceso para 2009

En el Cuadro 1 se comparan los costes de la Memoria, los de la Propuesta de la CNE y la actualización de éstos últimos con la mejor información disponible a la fecha.

Se observa que en la Memoria se han incorporado, en términos generales, los costes de la Propuesta de la CNE. Las principales discrepancias se deben a la consideración en la Memoria de un mayor coste del servicio de interrumpibilidad de los clientes en el mercado (250 M€) y un mayor coste de las primas de régimen especial (355 M€). Como resultado de estas diferencias, la Memoria incluye una cifra de costes de acceso para 2009 (14.643.499 miles de €) un 4,0% superior que la considerada por esta Comisión en su propuesta de noviembre.

Hay determinadas inconsistencias entre el escandallo de la Memoria y la propuesta de Orden. En particular, la Memoria incluye el incentivo al consumo de carbón autóctono mientras que en la propuesta de Orden no se considera coste alguno por este concepto, la Memoria incluye la anualidad correspondiente al déficit de 2008 aunque ni en la propia Memoria ni en la propuesta de Orden se estima el importe de dicho déficit ex post con carácter anual, la Memoria incluye la retribución de la CNE sin tener en cuenta que los ingresos a recuperar con los precios de la Orden, como se verá a continuación, son inferiores a los costes.

⁴ Cabe señalar que el ejercicio de facturación de la CNE de noviembre de 2008 se elaboró, a partir de la información de las empresas distribuidoras, sin tener en cuenta el efecto de las modificaciones en las tarifas de la propuesta de Orden de diciembre de 2008.



Cuadro 1. Escandallos de costes de acceso 2009 – Propuesta de Orden vs. Informe CNE (noviembre 2008) y Revisión en diciembre de 2008

COSTES DE ACCESO (Miles €)	Propuesta OM (A)	Propuesta CNE (B)	Revisión Diciembre (C)	(A) - (B) (Miles €)	(C) - (A) (Miles €)	% variación (A) sobre (B)	% variación (C) sobre (A)
Transporte	1.396.420	1.396.420	1.344.021	-	- 52.399	0,0%	-3,8%
Distribución	4.932.054	5.031.900	4.972.000	- 99.846	39.946	-2,0%	0,8%
Retribución Distribución	4.416.022	4.416.000	4.416.022	22	-	0,0%	0,0%
Retribución DT11ª Ley	297.132	330.000	337.078	- 32.868	39.946	-10,0%	13,4%
Eficiencia energética	208.900	275.900	208.900	- 67.000	-	-24,3%	0,0%
Limpieza de márgenes (1)	10.000	10.000	10.000	-	-	0,0%	0,0%
Gestión Comercial	312.639	312.139	312.139	500	- 500	0,2%	-0,2%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	4.832.610	4.226.971	4.833.298	605.639	688	14,3%	0,0%
Moratoria Nuclear (2)	3.000	2.921	3.688	79	688	2,7%	22,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	71.047	71.050	71.047	- 3	-	0,0%	0,0%
Sistema de interrumpibilidad en mercado	750.000	500.000	750.000	250.000	-	50,0%	0,0%
Prima del Régimen Especial	4.008.563	3.653.000	4.008.563	355.563	-	9,7%	0,0%
Costes permanentes	1.531.202	1.471.162	1.421.864	60.040	- 109.338	4,1%	-7,1%
Compensación extrapeninsulares	1.295.213	1.235.173	1.295.213	60.040	-	4,9%	0,0%
Operador del Sistema	37.517	37.517	37.517	0	-	0,0%	0,0%
Operador del Mercado	10.753	10.753	10.753	-	-	0,0%	0,0%
CNE (2)	29.355	29.355	13.880	- 0	- 15.475	0,0%	-52,7%
ELCOGÁS	65.275	65.275	64.501	-	- 774	0,0%	-1,2%
Incentivo al consumo de carbón autóctono	93.089	93.089	-	-	- 93.089	0,0%	-100,0%
Déficit de actividades reguladas	1.689.624	1.690.719	1.468.409	- 1.095	- 221.215	-0,1%	-13,1%
Déficit extrapeninsular 2001-2005	193.704	193.704	188.989	0	- 4.715	0,0%	-2,4%
Déficit años 2000-2002	225.671	226.767	220.897	- 1.096	- 4.774	-0,5%	-2,1%
Déficit de ingresos año 2005	399.382	399.382	379.051	-	- 20.331	0,0%	-5,1%
Déficit de ingresos año 2006	222.119	222.119	211.449	- 0	- 10.670	0,0%	-4,8%
Déficit de ingresos año 2007	132.856	132.856	119.538	0	- 13.318	0,0%	-10,0%
Déficit de ingresos año 2008	515.892	515.892	348.485	0	- 167.407	0,0%	-32,5%
Ingresos liquidables	- 51.050	- 46.750	- 223.939	- 4.300	- 172.889	9,2%	338,7%
Ingresos por peajes exportaciones	- 51.050	- 46.750	- 51.050	- 4.300	-	9,2%	0,0%
Carbón autóctono 2007	-	-	- 79.800	-	- 79.800	-	-
Carbón autóctono 2008	-	-	- 93.089	-	- 93.089	-	-
Total costes de acceso (3)	14.643.499	14.082.581	14.127.792	560.938	- 515.707	4,0%	-3,6%

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden y CNE

- (1) En la tarifa de 2009 se incluye una partida en los costes reconocidos a la distribución para realizar planes de limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurran las líneas, de acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997.
- (2) En la Propuesta de la CNE de noviembre los importes de la Moratoria Nuclear y de la retribución de la CNE se realizan sobre la facturación suponiendo tarifas de acceso aditivas, esto es, 14.082 M€. En la revisión de diciembre los importes de la Moratoria Nuclear y la retribución de la CNE se realizan sobre la previsión de ingresos regulados (7.158 M€ por facturación de tarifas integrales y 6.906 M€ por tarifas de acceso). En el cálculo de la retribución de la CNE no se aplica la Disposición transitoria séptima de la Ley 17/2008, de 2 de julio.
- (3) No incluye pagos por capacidad.

Como resultado de actualizar el escandallo de costes de la Propuesta de la CNE, con la última información disponible a diciembre de 2008, se obtiene una cifra de costes de 14.127.792 miles de € (columna C en el cuadro 1) que es 515.707 miles de € inferior al considerado en la propuesta de Orden. Cabe destacar que, como consecuencia de la actualización a la baja de los parámetros de revisión, todas las partidas de coste revisadas, con la excepción de la retribución de los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima (DT11ª) de la Ley 54/1997 y de la Moratoria Nuclear, se ven reducidas respecto de la Propuesta de Orden. En resumen, se considera necesario actualizar las siguientes cifras de la propuesta de Orden.

- La retribución del transporte para 2009 asciende a 1.344.021 miles de euros, reduciéndose en 52.399 miles de euros respecto a la considerada en la propuesta de Orden como consecuencia de la actualización de las variables de revisión (IPRI, IPC y Obligaciones del Estado a 10 años).

- La retribución de las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 asciende a 337.078 miles de euros, de acuerdo con el informe aprobado por el Consejo de Administración el pasado 11 de diciembre.
- El coste de la Moratoria Nuclear (3.688 miles de euros) se ve incrementado en 688 miles de euros respecto al considerado en la propuesta como consecuencia de aplicar las cuotas de la propuesta de Orden, a la previsión de ingresos por tarifas integrales y por tarifas de acceso de 2009.
- La retribución de la CNE estimada en 13.880 miles de euros se reduce en 15.475 miles de euros (52,7%), como resultado de aplicar la tasa de la CNE establecida en la Ley 34/1998 sobre la previsión de ingresos por tarifas de acceso para 2009 resultante de aplicar los precios de la propuesta de Orden a las variables de previsión de la CNE.
- Las anualidades resultantes para la recuperación de los déficit en las liquidaciones de actividades reguladas ascienden a 1.468.409 miles de euros, cifra que resulta inferior en 221.215 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden, debido, por una parte, a la actualización de los cálculos con el euribor de noviembre de 2008 y, por otra, al cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2008 reconocido ex ante (3.900 M€) en la Orden ITC/3860/2007 (1.200 M€) y en la Orden ITC/1857/2008 (2.700 M€)⁵
- De acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional primera de la propuesta de Orden, se han considerado como ingresos liquidables del sistema 172.889 miles de euros, correspondientes al incentivo del carbón autóctono incluidos en los ejercicios tarifarios 2007 y 2008.

En esta revisión no se ha considerado el coste correspondiente al incentivo al consumo de carbón autóctono para 2009 (93.089 miles de euros), dado que no aparece en el texto de la propuesta de Orden el coste correspondiente a este concepto, mientras que sí figura en la Memoria. Se desconoce si se debe a una errata.

Facturación del sistema a tarifas de acceso de la propuesta de de Orden para 2009

En el Cuadro 2 se muestra el resultado de facturar a todo el sistema, con las variables de facturación de la Propuesta de la CNE, tanto a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007, como a las tarifas de acceso de la propuesta de Orden, con el objeto de analizar, por una parte, las variaciones medias en los precios propuestos respecto a los vigentes y, por otra parte, la suficiencia de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden para cubrir la totalidad de los costes de acceso considerados en Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

En primer lugar, se observa que, como resultado de aplicar las tarifas de acceso de la propuesta de Orden, se obtendrían unos ingresos de 9.892 millones de euros, cifra superior en un 31,6% a la facturación resultante de mantener las tarifas vigentes. Dichos aumentos registrados en las tarifas de acceso de la propuesta de Orden se aplican de forma diferenciada entre grupos tarifarios. Teniendo en cuenta el escenario de facturación de la CNE para 2009, con la propuesta de Orden se obtendrían aumentos especialmente significativos en la tarifa de acceso de baja tensión 3.0 A (73%), en las de media tensión 3.1 A (30%) y 6.1 (22,1%) y en la baja tensión con discriminación horaria 2.0 A DHA

⁵ En la propuesta de Orden no se reconoce el déficit en la liquidación de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2008, por lo que se calcula la anualidad considerando el déficit ex ante reconocido.

(21,8%). Se obtienen aumentos medios del 18,1% en las tarifas de acceso de baja tensión sin discriminación horaria (2.0 A) y del 12% en las tarifas de acceso de alta tensión (6.2, 6.3, 6.4).

En segundo lugar, a pesar de los incrementos significativos en las tarifas de acceso de la propuesta de Orden (22,8% en la alta tensión y 34,5% en la baja tensión), éstas son insuficientes para cubrir los costes incluidos en la Memoria. Facturando a todo el sistema con las tarifas de acceso propuestas se obtendrían unos ingresos insuficientes, en aproximadamente 4.660 millones de euros, para cubrir los costes previstos propuesta de Orden (14.643 millones de euros). En consecuencia, con este escandalo de costes, las tarifas de acceso de la propuesta de Orden resultan inferiores en un 32% las necesarias para cubrir la totalidad de los costes considerados en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. El incremento total necesario (31,6% de la propuesta de Orden más el 46,7% necesario y no incorporado en la propuesta de Orden), coincide con el porcentaje de la Propuesta de la CNE, a efectos de establecer tarifas de acceso suficientes, sin déficit ex ante.

Cuadro 2. Facturación en 2009 por tarifas de acceso de la propuesta de Orden de todo el sistema

Tarifas de la Orden ITC/3860/2007				Tarifas de la Propuesta de Orden		
	Consumo (1) (GWh)	Facturación de Acceso (A)		Facturación de Acceso (B)		% variación (B) sobre (A)
		(Miles €)	c€/kWh	(Miles €)	c€/kWh	
Baja Tensión	131.416	5.712.681	4,35	7.684.708	5,85	34,5%
2.0 A	78.481	3.635.711	4,63	4.293.042	5,47	18,1%
2.0 DHA	12.935	392.119	3,03	477.619	3,69	21,8%
3.0 A	40.000	1.684.851	4,21	2.914.046	7,29	73,0%
Alta Tensión	134.559	1.870.344	1,39	2.297.145		22,8%
MT	82.052	1.549.230	1,89	1.937.171	2,36	25,0%
3.1 A (2)	20.712	562.050	2,71	730.424	3,53	30,0%
6.1	61.340	987.181	1,61	1.206.747	1,97	22,2%
AT	52.247	320.074	0,61	358.934		12,1%
6.2	18.539	145.470	0,78	164.134	0,89	12,8%
6.3	9.527	68.475	0,72	75.382	0,79	10,1%
6.4	24.181	106.129	0,44	119.418	0,49	12,5%
TTS	260	1.040	0,40	1.040	0,40	0,0%
Total	265.975	7.583.025	2,85	9.981.853	3,75	31,6%
COSTES REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN (Miles €)				14.643.499		
DIFERENCIA ENTRE INGRESOS Y COSTES REGULADOS (Miles €)				- 4.661.646		
Incremento de las tarifas de acceso necesario para cubrir todos los costes regulados				46,7%		

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

(1) Escenario de facturación de la CNE (Noviembre de 2008).

(2) Se incluye el efecto del cambio de periodos aplicable a la 3.1A.

De cara a la posible revisión de las tarifas de acceso que se establezca para el 1 de julio de 2009, anunciada en la propuesta de RD que regula el mecanismo de suministro de último recurso, no se propone revisión adicional de las tarifas de acceso, debido a las incertidumbres indicadas en el ejercicio tarifario 2009 y, en particular, a los costes que finalmente sean cubiertos con cargo a tarifas de acceso.

En tercer lugar, es importante indicar que el impacto del aumento de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden sobre la facturación total de los clientes que están en el mercado depende del peso de la facturación por acceso en la facturación total, de cada grupo de consumidores.

En el Cuadro 3 se analiza el impacto de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en la facturación media total del colectivo de consumidores en régimen de mercado (facturación de mercado), de acuerdo con la previsión de la CNE sobre las variables de facturación para 2009. Se observa que la facturación de mercado de este colectivo podría aumentar, aproximadamente, un 7,1% para el escenario de precios de mercado considerado en la propuesta de Orden (58,43 €/MWh)⁶, oscilando desde un aumento de la factura media total del 18,8% (es significativo el aumento del 25,5% en la factura media total de los clientes acogidos a en la tarifa de acceso 3.0 A) para los clientes de baja tensión hasta un 4,0% para los de alta (únicamente 0,8% para los consumidores acogidos a tarifa de acceso 6.4).

Cuadro 3. Impacto de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en la facturación media de los clientes en el mercado. Año 2009

Tarifa Acceso	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Facturación de acceso a precios de la Orden ITC/3860/2007 (A)	Facturación de acceso a precios de la Propuesta OM (B)	Incremento de la facturación de acceso	Coste de la energía en el mercado (C)	Facturación media de mercado tarifas Orden ITC/3860/2007 (A) + (C)	Facturación media de mercado tarifas propuesta OM (B) + (C)	Incremento de la facturación media de mercado
2.0 A	1.931.327	7.669.829	321.648	383.026	19,1%	581.896	903.544	964.922	6,8%
2.0 NA	491.931	843.800	60.019	68.352	13,9%	57.744	117.763	126.098	7,1%
3.0 A	279.478	15.390.890	638.640	1.107.048	73,3%	1.200.244	1.838.884	2.307.292	25,5%
3.1 A	81.612	20.919.157	582.050	730.424	30,0%	1.463.250	2.025.300	2.193.674	8,3%
6.1	25.514	61.340.424	987.181	1.206.747	22,2%	4.169.349	5.156.530	5.376.096	4,3%
6.2	1.404	18.539.132	145.470	164.134	12,8%	1.208.343	1.351.813	1.370.478	1,4%
6.3	285	9.526.645	68.475	75.382	10,1%	595.159	663.634	670.541	1,0%
6.4	267	24.181.063	106.129	119.418	12,5%	1.478.717	1.584.846	1.598.135	0,8%
Total	2.817.818	158.410.940	2.889.611	3.854.531	33,4%	10.752.702	13.642.313	14.607.234	7,1%
Baja tensión	2.702.736	23.904.519	1.020.306	1.558.426	52,7%	1.839.884	2.860.190	3.398.310	18,8%
Alta tensión	109.082	134.506.421	1.869.304	2.296.105	22,8%	8.912.819	10.782.123	11.208.924	4,0%

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden y CNE.

Se incluye el impacto de variación de periodos en la tarifas de acceso 3.1 A.

Facturación a tarifa integral para 2009

En el Cuadro 4 se muestra la facturación a tarifa integral prevista para el ejercicio 2009, a partir de los precios de la propuesta de Orden. Los ingresos derivados de aplicar las tarifas integrales de la propuesta de Orden, teniendo en cuenta el escenario de facturación de la CNE, aumentan un 4% respecto a mantener las tarifas integrales vigentes. Por grupos tarifarios, se obtienen diferentes incrementos que oscilan entre el 2,86% de las tarifas sociales, hasta el 7,8% de las tarifas con discriminación horaria.

⁶ Se factura el coste de energía incluyendo el coste de los servicios complementarios de la Propuesta de la CNE (2,66 €/MWh) y los precios vigentes para la financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3860/2007.

Cuadro 4. Facturación de los clientes en régimen de tarifa integral a los precios de la Orden ITC/1857/2007 y a los precios de la propuesta de Orden. Año 2009

Tarifa integral (1)	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Facturación tarifa integral (Miles €)		Precio medio (c€/kWh)		Diferencias	
			Orden ITC/1857/2008 (A)	Propuesta OM (B)	Orden ITC/1857/2008 (A)	Propuesta OM (B)	(Miles €)	%
Tarifas Sociales	407.236	591	60.388	62.115	10,22	10,51	1.727	2,9%
Tarifas < 15 kW sin DHA	23.644.138	70.220	9.550.435	9.908.659	13,60	14,11	358.224	3,8%
1.0	252.371	183	15.187	15.601	8,29	8,51	414	2,7%
2.0.1	4.345.923	7.541	974.044	998.652	12,92	13,24	24.608	2,5%
2.0.2	13.680.143	34.257	4.561.607	4.722.492	13,32	13,79	160.885	3,5%
2.0.3	4.816.067	22.073	3.087.846	3.217.434	13,99	14,58	129.589	4,2%
3.0.1	549.633	6.166	911.750	954.479	14,79	15,48	42.729	4,7%
Tarifas < 15 kW con DHA	1.609.217	12.092	1.094.780	1.180.535	9,05	9,76	85.755	7,8%
2.0.1	88.169	258	22.060	24.752	8,57	9,61	2.693	12,2%
2.0.2	779.913	3.412	309.679	338.477	9,08	9,92	28.798	9,3%
2.0.3	558.918	5.054	456.711	492.221	9,04	9,74	35.510	7,8%
3.0.1	182.216	3.368	306.331	325.086	9,10	9,65	18.755	6,1%
Tarifas > 15 kW (3.0.2) (2)	523.620	24.609	3.055.749	3.164.084	12,42	12,86	108.335	3,5%
Total BT a tarifa integral	26.184.210	107.512	13.761.352	14.315.393	12,80	13,32	554.042	4,0%

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden y CNE

(1) Escenario de facturación de la CNE.

(2) Incluye el efecto de la modificación de la discriminación horaria y el calendario aplicable a la tarifa 3.0.2 establecidos en la Disposición adicional segunda de la propuesta de Orden.

Respecto a la facturación resultante de los consumidores acogidos a tarifas integrales y la aditividad de precios (tarifa de acceso y coste de la energía de la propuesta de normativa), cabe señalar que el incremento de las tarifas integrales se explica por el aumento de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden, implícitas en la tarifa integral, y por la reducción del coste de la electricidad implícito en las mismas respecto a las vigentes.

En el Cuadro 5 se compara el coste de la energía de las tarifas integrales vigentes y el coste de la energía previsto para el primer trimestre de 2009⁷. Cabe señalar que las tarifas integrales vigentes incluyen un 4,7% más de costes de energía (626 millones de € más) de los que les correspondería, con la actualización del dicho coste. No obstante, este efecto no ocurre con carácter general en todas las tarifas integrales vigentes. En particular, incluyen implícitamente más coste de energía que si se facturara al coste medio de energía de la propuesta de Orden, las tarifas 2.0.3, 3.0.1 y 3.0.2. El caso contrario, (incluyen implícitamente menos energía que el que les correspondería) ocurre en las tarifas 1.0, la tarifa social en todas las tarifas con discriminación horaria de baja tensión.

Cuadro 5. Coste de la energía implícito en las tarifas integrales de la Orden ITC/3860/2007 vs coste de la energía previsto para 2009 en la propuesta de Orden. Año 2009

Grupo Tarifario (1)	Consumo (GWh)	Situación actual - Orden ITC/3860/2007 (c€/kWh)			Propuesta de Orden	
		Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Coste energía en el mercado (3) (D)	% variación del (D) sobre (C)
Tarifa Social	591	10,22	3,68	6,53	8,20	25,5%
Tarifas P < 15 kW sin DHA	70.220	13,60	4,69	8,91	8,26	-7,3%
1.0	183	8,29	3,87	4,42	8,20	85,6%
2.0.1	7.541	12,92	4,45	8,47	8,26	-2,4%
2.0.2	34.257	13,32	4,81	8,51	8,26	-2,9%
2.0.3	22.073	13,99	4,73	9,26	8,26	-10,8%
3.0.1	6.166	14,79	4,21	10,58	8,26	-21,9%
Tarifas P < 15 kW con DHA	12.092	9,05	2,75	6,31	7,02	11,3%
2.0.1 DHA	258	8,57	2,65	5,91	7,02	18,7%
2.0.2 DHA	3.412	9,08	2,93	6,14	7,02	14,3%
2.0.3 DHA	5.054	9,04	2,76	6,27	7,02	12,0%
3.0.1 DHA	3.368	9,10	2,54	6,56	7,02	7,1%
Tarifas P > 15 kW (2)	24.609	12,42	4,25	8,17	7,90	-3,3%
Total BT a tarifa	107.512	12,80	4,36	8,44	8,04	-4,7%

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden y CNE

(1) Escenario de facturación de la CNE.

(2) Incluye el efecto de la modificación de la discriminación horaria y el calendario aplicable a la tarifa 3.0.2 establecidos en la Disposición adicional segunda de la propuesta de Orden.

(3) Incluye coste de los servicios complementarios y pagos por capacidad

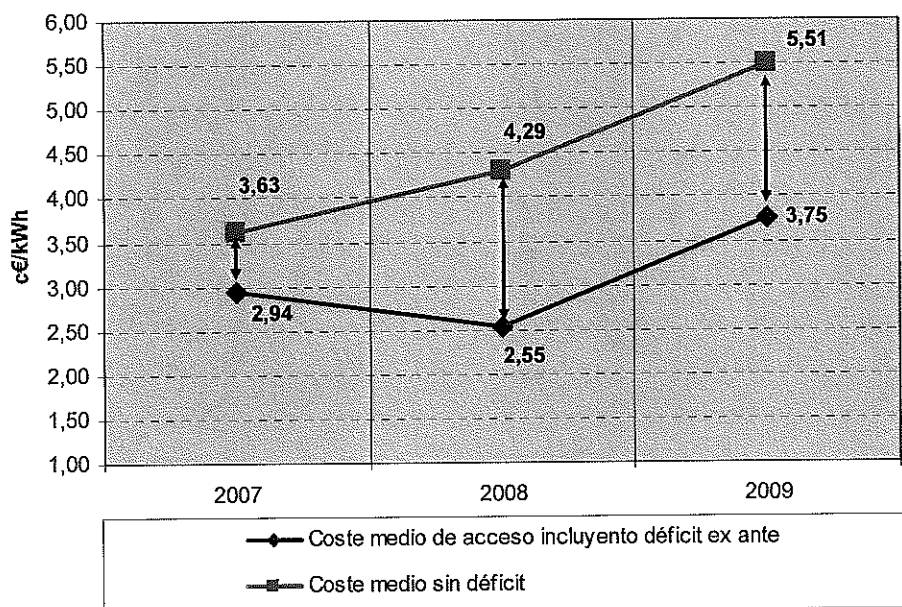
Senda de déficit ex ante

Uno de los hechos más destacables es que en la propuesta de Orden no se reconoce déficit en 2008, ni déficit ex ante en los costes de acceso de 2009. En la información de la Memoria no se calcula un déficit para 2009 como resultado entre los ingresos previstos por tarifas de acceso y los costes de acceso. Según el ejercicio de facturación de la CNE para 2009 se estima que dicho déficit asciende a 4.661.646 miles de €. Por tanto, con las tarifas de acceso de la propuesta se cubriría el 68% de los costes de acceso incluidos en la Memoria, quedando el 32% de los costes, pendientes de ser imputados en las tarifas de acceso, si bien deberían ser revisadas una vez que se despejen las incertidumbres señaladas anteriormente.

A continuación se analiza cuál está siendo la senda de las tarifas medias de acceso y del déficit incluido en las mismas desde 2007, año en el que se inicia el reconocimiento de déficit ex ante de actividades reguladas. En el Gráfico 1 se recoge la evolución de la tarifa media de acceso incluyendo y sin incluir el déficit reconocido ex ante en el periodo comprendido entre 2007 y 2009.

h

Gráfico 1. Evolución de la tarifa media de acceso y el déficit ex ante. Años 2007-2009 (c€/kWh)



Fuente: CNE y Memorias que acompañaron las propuestas de RD y Ordenes.

Se observa el impacto de la introducción de déficit ex ante en las tarifas de acceso de los años 2007, 2008 y aparentemente en 2009. Se observa que la senda de la tarifa media de acceso ha ido aumentando cada año, en línea con el aumento de los costes de acceso en relación con la demanda esperada: 18% en 2008 y 28% en 2009. Sin embargo, en 2008 se introdujo una reducción en la tarifa media de acceso, sin incluir déficit ex ante, del 13% respecto al año anterior. Dicha medida ha tenido como consecuencia que las tarifas de acceso de dicho año no fueran suficientes para cubrir costes (de forma significativa), sino que, además, sea necesario un esfuerzo a futuro relevante para que las tarifas de acceso cubran costes. En 2009, se ha compensado dicha evolución con el aumento medio del 49% de la tarifa media excluyendo el déficit ex ante. Aún así, la diferencia, en términos medios, del coste no cubierto en las tarifa de acceso (déficit ex ante) que se elevó significativamente en 2008 (desde 0,69 a 1,74 c€/kWh), se mantiene prácticamente estable en 2009 (1,76 c€/kWh). Es decir, se mantiene una diferencia importante entre los ingresos y costes, a pesar del aumento de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden.

En el Gráfico 2 se compara, en términos de costes de acceso, el déficit reconocido ex ante en cada ejercicio tarifario con el déficit que finalmente se ha producido, o en el caso de 2008 el que se estima se va a producir según la propuesta de la CNE de noviembre de 2008 (ex post)⁸.

En 2007 se reconoce, por primera vez, déficit ex ante en la liquidación de las actividades reguladas. Dicho déficit se estimó, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007, en 3.178 millones de €. De acuerdo con la facturación por acceso en un escenario de elegibilidad total prevista por la CNE para el ejercicio 2007, las tarifas de acceso eran insuficientes en 1.775 millones de € para cubrir la totalidad de los costes de acceso previstos. Finalmente, el déficit ex post en la

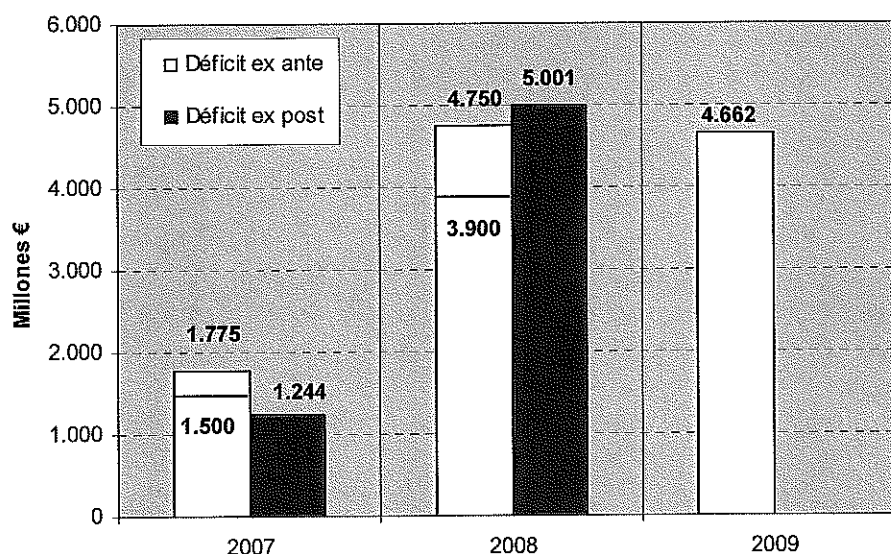
⁸ Según información de la liquidación 10/2008 de la CNE, el déficit de actividades reguladas asciende a 4.447.884 miles de €

liquidación de actividades reguladas para 2007 se cifró en 1.244 millones de euros, debido a la evolución favorable registrada por los precios de mercado en 2007 (47,62 €/MWh frente a los 57,72 €/MWh considerados en el ejercicio tarifario).

En 2008, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, el déficit reconocido ex ante en la liquidación de las actividades reguladas ascendía a 4.750 millones de euros. Este déficit se debe a la insuficiencia de las tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso. De acuerdo con la Propuesta de la CNE, se estima en 5.001 millones de euros el déficit de tarifas de acceso correspondiente al ejercicio 2008.

Por último, en 2009 el déficit de las tarifas de acceso se ha estimado en 4.662 millones de euros (cifra algo inferior a la de 2008), si bien no ha sido reconocida cantidad alguna por este concepto en la propuesta de Orden.

Gráfico 2. Evolución del déficit reconocido ex ante en los ejercicios tarifarios y el déficit ex post. Déficit reconocido de actividades reguladas en línea horizontal Años 2007-2009



Fuente: CNE y Memorias que acompañaron las propuestas de RD y Ordenes.

Nota: En 2007 el déficit en la liquidación de actividades reguladas de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de RD era de 3.178 M€, de los cuales 1.775 M€ se deben a las insuficiencia de las tarifas de acceso.

En resumen, en términos generales, se considera que las tarifas de la propuesta de Orden, aún incluyendo aumentos significativos en las tarifas de acceso, no son suficientes para cubrir los costes para 2009, según información de la Memoria. Según dicha información se generaría un déficit ex ante de 4.662 miles de €. Asimismo, no es posible hacer una propuesta de suficiencia de los precios regulados debido a las incertidumbres existentes sobre la demanda, precios y posibles impactos de los acuerdos MITC-empresas sobre los costes que se incluirán en las tarifas de acceso. No obstante, se pone de manifiesto el problema generado estos años, derivado de la aplicación de déficit ex ante en las tarifas de acceso. Se considera necesario conocer el marco regulatorio que permita establecer dichas tarifas de forma suficiente y en consecuencia hacer una revisión

M

de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso, en cuanto se conozcan los resultados de los acuerdos entre el MITC y las empresas.

3 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN

3.1 Cambios en la estructura de tarifas de acceso

En la propuesta de Orden se introducen aumentos significativos en las tarifas de acceso, lo que es una medida coherente con la necesidad de ir reduciendo el déficit ex ante que existe actualmente en las actividades reguladas.

Se introducen los siguientes cambios en la estructura de tarifas de acceso (véase Cuadro 1 del Anexo II):

En primer lugar, se simplifica en un único término de potencia los tres términos de potencia de la tarifa 3.0 A vigente, lo que es coherente con la estructura de tarifas integrales. Dicha medida es acorde con la necesaria homogeneidad que debe existir entre los términos de potencia de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso, máxime de cara al establecimiento de TUR. No obstante, se considera más adecuado la adaptación de la tarifa 3.0.2 a la tarifa 3.0 A, si bien dado que el próximo 1 de julio de 2009 desaparecerán las tarifas integrales de potencia superior a 15 kW, no se considera oportuno introducir cambios en la estructura de dicha tarifas.

Asimismo, cabe señalar que en el término de potencia de dicha tarifa 3.0 A (uno en la propuesta de Orden, en lugar de los 3 periodos vigentes), que se iguala a los de las tarifas integrales 3.0.1 y 3.0.2, se introduce una subida muy superior a la determinada para el resto de grupos tarifarios. Los precios de la propuesta de Orden suponen un aumento la facturación por potencia de dicho grupo tarifario de un 139% respecto a los precios vigentes.

Por el contrario, los términos de potencia de las tarifas de acceso de alta tensión mantienen los valores vigentes y los de las tarifas de acceso 2.0 A y 2.0 A DHA aumentan un 8,5%. Respecto a este punto cabe señalar que los aumentos de facturación por tarifas de acceso se deben, fundamentalmente, al incremento de precios de los términos de energía y, además, al aumento de la facturación por potencia de la tarifa 3.0 A. Se considera que los aumentos necesarios deberían realizarse en mayor medida a través de los términos de potencia, más que de energía, de todos los grupos tarifarios, no únicamente de las tarifas de baja tensión.

En segundo lugar, se unifican los valores de la tarifa 6.4 y 6.5 (conexiones internacionales). Respecto a que los términos de potencia y de energía de las tarifas de acceso 6.4 y 6.5 sean iguales, mediante aumentos significativos de los valores de la 6.5 vigente, cabe indicar que el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, estipula que la tarifa 6.5 (conexiones internacionales) no incluye los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. De acuerdo con dicha norma, en la tarifa de acceso 6.4 de la propuesta no se estaría asignando ningún coste de esta naturaleza a dicho grupo tarifario.

En tercer lugar, se introducen una discriminación de los términos de energía de todas las tarifas de acceso que procuran penalizar el consumo en punta y mantienen el precio vigente en el periodo 6 de valle.

Respecto a la tarifa de acceso 3.0 A se incluye en la propuesta de Orden una diferenciación por periodos tarifarios de los términos de energía que no es coherente con la discriminación de las tarifas integrales de otras tarifas de baja tensión, ni con la diferenciación por periodos de la tarifa 3.1 A.

Se considera que el colectivo de consumidores acogidos a la tarifa de acceso 3.0 A presenta características similares a los consumidores acogidos a la tarifa 3.1 A. En consecuencia, se propone una discriminación de precios de energía por periodos tarifarios de la 3.0 A equivalente a la discriminación de la 3.1 A vigentes. Cabe señalar que estos precios por periodo horario se aproximan más a los resultantes de la metodología de la CNE. Adicionalmente, se considera necesario revisar el término de potencia de la tarifa de acceso 3.0 A, ya que, como se ha comentado, para este colectivo de consumidores se ha establecido el precio más alto por este concepto de todos los grupos tarifarios. En consecuencia, se propone para la tarifa de acceso 3.0 A la estructura de precios resultante de la Metodología asignativa de la CNE.

Cuadro 6. Precios del término de energía de la tarifa de acceso 3.0 A de la propuesta de Orden vs Propuesta de la CNE. Año 2009

	Propuesta de Orden (A)		Metodología CNE (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Tp (€/kW contratado año)	Te (€/kWh consumido)	Tp (€/kW contratado año)	Te (€/kWh consumido)	Tp	Te
Periodo 1	21,24	0,042772	21,39454633	0,031260	1%	-27%
Periodo 2	21,24	0,028007	13,19344186	0,029402	-38%	5%
Periodo 3	21,24	0,002649	3,025406517	0,026023	-86%	882%

Como resultado de aplicar las tarifas de acceso propuestas la facturación de acceso de los consumidores acogidos a la tarifa 3.0 A se reduciría aproximadamente un 21% (606.335 miles de €) respecto a la de la de la propuesta de Orden. La diferencia de ingresos debería ser recuperada, elevando los términos fijos del resto de tarifas de acceso de alta tensión (8,6% uniforme).

Cuadro 7. Impacto en la facturación de acceso de los precios de la tarifa de acceso 3.0 A de la propuesta de Orden y de la Propuesta de la CNE. Año 2009

Orden ITC/3860/2007 (A)			Propuesta Orden (B)		Metodología CNE		
Tarifa	Nº Clientes	Consumo (MWh)	Miles €	c€/kWh	Miles €	c€/kWh	%variación (C) sobre (B)
3.0 A	803.098	39.999.963	1.684.851	4,21	2.914.046	7,29	-20,8%
% variación respecto Orden ITC/3860/2007					73,0%	37,0%	

En cuarto lugar, los términos de facturación de energía reactiva se mantienen constantes a excepción del correspondiente al primer tramo⁹, que se incrementa un 30%.

Por su parte, el precio de los excesos de potencia se reduce notablemente, en casi un 71%, al pasar de 4,8441 €/kW a 1,4064 €/kW, lo que se considera que debe ser una errata, proponiéndose que se mantenga el valor vigente (4,8441 €/kW).

3.2 Cambios en la estructura de Tarifas integrales

En la propuesta de Orden se introducen los siguientes cambios en la estructura de tarifas integrales a efectos de simplificar la estructura vigente y hacer los términos de dichas tarifas integrales coherentes con los de las tarifas de acceso (véase Cuadro 7 del Anexo II).

En primer lugar, se unifican los términos de potencia y de energía, tanto de las tarifas 2.0.X, como de las 2.0.X DHA. Desde la promulgación del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, el grupo 2 venía componiéndose de tres tarifas en función del consumo anual (2.0.1, 2.0.2 y 2.0.3).

Asimismo, se unifican los términos de potencia de las tarifas 2.0.X y 2.0.X DH con los de las tarifas de acceso.

Cabe señalar que los precios del término de energía del periodo de punta y del periodo de llano-valle aplicable a los consumidores de baja tensión que se acogen a discriminación horaria (DHA), mantiene la misma estructura que la correspondiente tarifa de acceso, al establecer la propuesta de Orden un recargo del 33% para el término de energía en punta y un descuento del 47% para el término de energía en valle, equivalentes a los observados en la tarifa de acceso 2.0 DHA respecto del término de energía de la tarifa de acceso 2.0 A.

En segundo lugar, se unifican los términos de potencia de las tarifas 3.0.1 y 3.0.2 entre sí y se igualan a los de la tarifa de acceso 3.0 A. Asimismo, se establecen tres términos de energía para la tarifa 3.0.2 en línea con la diferenciación tarifaria de la correspondiente tarifa 3.0 A. En este punto, las variaciones introducidas en la propuesta de Orden a los términos de energía son inconsistentes con los de la tarifa de acceso 3.0 A. En concreto, si al término de energía de cada periodo tarifario de la tarifa integral 3.0.2 se le resta el correspondiente término de energía de la tarifa de acceso 3.0.A, el coste implícito de la energía del periodo de valle es superior al del periodo de punta, diferencia que debería corresponderse con el coste de la energía. En este sentido, llama la atención que la discriminación de los precios del término de energía sea mayor en la tarifa de acceso (3.0A), que en las dos tarifas integrales (3.0.1 y 3.0.2) que, teóricamente, deberían incorporar mayor proporción de costes variables. Dicha inconsistencia se mitigaría en el caso de aplicar los términos de energía propuestos por esta Comisión para la 3.0 A.

En tercer lugar, no se incluye la tarifa G4 en la estructura de tarifas integrales de la propuesta de Orden. Asimismo, aunque desaparecen las tarifas de venta de energía a

⁹ $0,90 \geq \cos \Phi > 0,95$; donde Φ viene dado por la relación entre energía activa y reactiva.

distribuidores (tarifa D), la Disposición transitoria quinta de la propuesta de Orden establece unos precios de venta de aplicación a los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997 durante el periodo transitorio comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2009. A estos precios se les aplicarán los complementos por discriminación horaria y energía reactiva. Los términos de potencia y de energía de los precios establecidos en la citada disposición transitoria son superiores en un 3,6% a los precios establecidos en la Orden ITC/1857/2008. Estos precios serán incrementados un 3% mensual a partir del 1 de abril 2009. Estos precios, en términos generales, fueron incluidos con carácter transitorio hasta el 1 de julio, en la propuesta de RD que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso.

Finalmente, el recargo por consumos mensuales superiores a 500 kWh aumenta un 3,6%. Cabe señalar que la eliminación del citado recargo para las tarifas con potencia contratada inferior o igual a 1 kW (Tarifa Social y tarifa 1.0) que introduce el texto de la propuesta de Orden podría ser una errata.

3.3 Comparación de las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de Orden y de la metodología asignativa de la CNE

Se analiza el diseño de los términos de potencia y de energía de la propuesta de Orden. Para ello se comparan las diferencias más relevantes entre las tarifas de acceso propuestas en la Orden y las derivadas de la metodología asignativa de la CNE. Para realizar dicho ejercicio, de forma que las tarifas de acceso sean comparables (se les impute la misma cuantía de costes, ya que las tarifas de la CNE se calcularon en la Propuesta de noviembre de 2008 para que fueran suficientes y permitieran recuperar todos los costes previstos para 2009), se calculan las tarifas de acceso resultantes de asignar de forma aditiva los siguientes costes: transporte (1.396.420 miles de €), distribución (4.932.054 miles de €), gestión comercial (312.639 miles de €) y el importe de costes (3.340.740 miles de €) que permite sumar la cuantía de ingresos total a obtener con las tarifas de acceso de la propuesta de Orden¹⁰.

La información para realizar el cálculo de las tarifas de acceso resultantes de aplicar la metodología de la CNE, se incluye en el Anexo II del presente informe. Cabe señalar que en la medida en que como resultado de los acuerdos entre el MITC y las empresas, se produzca una alteración en los costes incluidos en las tarifas de acceso, el ejercicio de asignación de costes para establecer tarifas se verá alterado.

Como resultado de comparar las tarifas asignativas de la CNE y de la propuesta de Orden se concluye (Véase el Anexo II para más detalle):

- La propuesta de Orden asigna más costes de acceso a la tarifa 3.0A de lo que le correspondería de aplicar la metodología asignativa de la CNE, especialmente en los

¹⁰ Se asigna el coste del transporte, el coste de distribución y el coste de gestión comercial, de acuerdo con la metodología asignativa de costes de acceso de la CNE y la diferencia que resta para equiparar los ingresos que se obtienen de la aplicación de tarifas de acceso de la propuesta de Orden (3.340.740 miles de €) mediante Ramsey. Según la metodología asignativa de la CNE los costes de acceso no imputables a un inductor de coste se asignan aplicando un criterio de precios Ramsey, esto es, de forma inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio de cada grupo de consumidores.

términos de potencia. Por el contrario les correspondería aumentar los términos de potencia de las tarifas de alta tensión para contrarrestar dicha diferencia de coste imputado. Los términos de potencia de las tarifas de acceso resultantes de la asignación de la CNE son superiores, con la excepción de las tarifas 2.0 A DHA y especialmente 3.0 A (58%), a los términos de potencia de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden.

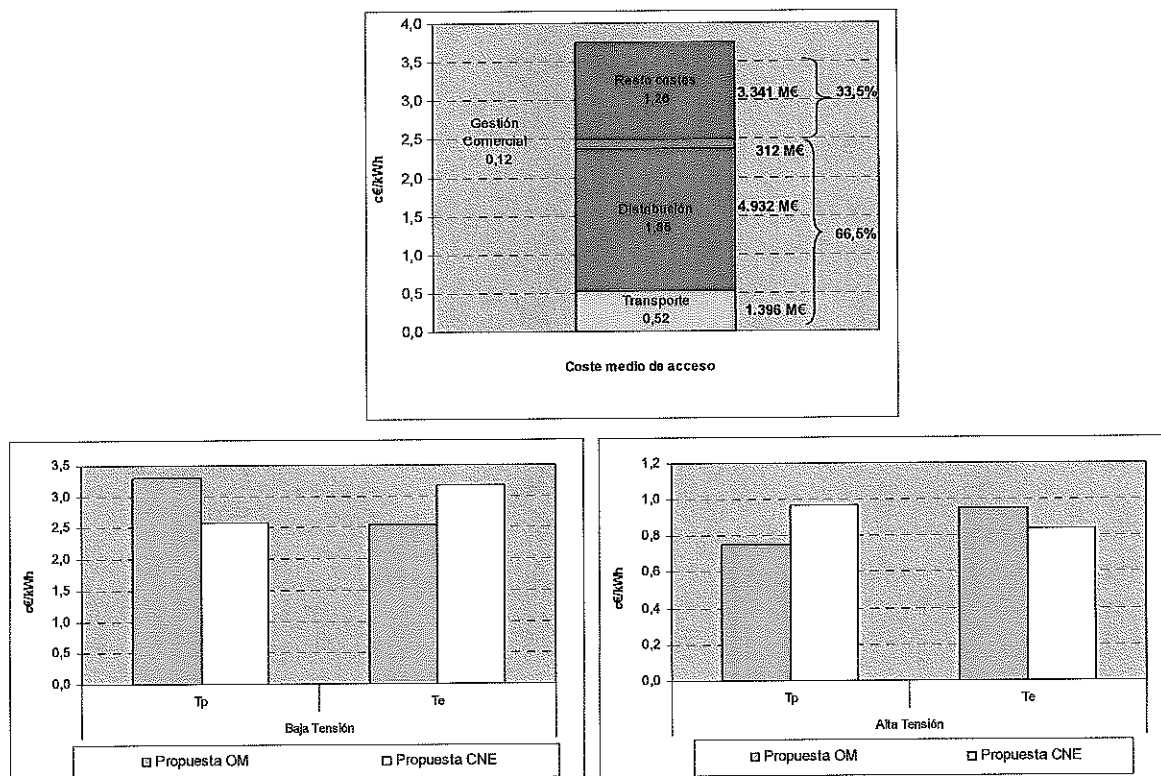
- Los términos de energía resultantes de la asignación de la CNE para los periodos 1 y 2 de son inferiores a los términos de energía de la propuesta de Orden para los mismos periodos. Por el contrario, los términos de energía de los periodos 3 a 6 de la asignación de la CNE resultan superiores a los correspondientes términos de energía de la propuesta de Orden. Es decir, la propuesta de Orden discrimina más los términos de energía que los de la CNE
- Los términos de potencia y energía de la tarifa de acceso 3.0 A de la propuesta CNE son inferiores en todos los periodos a los de la propuesta de Orden. Como ya se ha comentado, estas diferencias se eliminarían, al adoptar los valores propuestos para la tarifa de acceso 3.0 A en el epígrafe 3.1 del presente informe. A efectos de recuperar la diferencia de ingresos de incluir dicha tarifa, se propone aumentar los términos de potencia del resto de tarifas de acceso.

En el Gráfico 3 se compara la facturación media por potencia y energía de las tarifas de la propuesta de Orden, de la propuesta CNE y la propuesta de asignación del coste de redes de la CNE.

Se observa que la facturación media de potencia de las tarifas de acceso de alta tensión de la propuesta de Orden es inferior que la que resulta de la propuesta asignativa de la CNE. Por el contrario, la facturación media de potencia de las tarifas de acceso de baja tensión de la propuesta de Orden es superior que la de la propuesta asignativa de la CNE.

Se considera importante señalar que en un contexto de elevada incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda de electricidad prevista para 2009, mantener los términos de potencia de la Orden ITC/3860/2007 para las tarifas de acceso de alta tensión, tal y como se incluye en la propuesta de Orden podría introducir una incertidumbre adicional sobre el déficit de tarifas de acceso, en la medida en que una parte de la recuperación de los costes de acceso dependerá del crecimiento de la propia demanda y de su composición por grupo tarifario.

Gráfico 3. Coste medio de acceso y facturación media por términos de potencia y energía de la propuesta de Orden y metodología CNE. Año 2009



Fuente: CNE y propuesta de Orden

4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

A continuación se describen con mayor grado de detalle las diferencias entre los costes considerados en el informe remitido al MITC el pasado 7 de noviembre y la actualización de éstos últimos con la mejor información disponible a la fecha.

4.1 Coste de transporte

En la propuesta de Orden que se informa, la previsión de la retribución de la actividad de transporte para 2009 asciende a 1.396.420 miles de €, de los cuales 1.258.200 miles de € corresponden al sistema peninsular, y 138.220 miles de € corresponden a las empresas transportistas insulares y extrapeninsulares. Es preciso señalar que las cantidades que figuran en propuesta de Orden se corresponden con la Propuesta de la CNE. Sin embargo, estas cantidades han sufrido variaciones por las siguientes causas. En primer lugar, posteriormente al envío al Ministerio de dicha propuesta, se ha realizado una revisión exhaustiva de las instalaciones declaradas por las empresas como puestas en servicio tanto en 2007 como en 2008, encontrándose algunas diferencias respecto a las consideradas en aquel momento. En segundo lugar, en el presente informe se han utilizado los últimos valores macroeconómicos, no disponibles al calcular la primera previsión. Por consiguiente, la previsión de la retribución de la actividad de transporte, desglosada por empresas, según los cálculos realizados por esta Comisión sobre la base

de los costes unitarios debidamente actualizados establecidos en el Real Decreto 2819/1998, y una vez descontada la cantidad correspondiente a los costes de inversión de las instalaciones puestas en servicio en el primer semestre 2008, ello de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 325/2008, es la que se muestra en la siguiente Tabla:

Retribución transporte (miles de €)	
Año 2009	
TOTAL	1.344.021
TOTAL PENINSULAR	1.207.097
REE	1.129.116
IBERDROLA	22
UNIÓN FENOSA	40.096
HIDROCANTÁBRICO	7.397
ENDESA PENINSULAR	30.466
TOTAL EXTRAPENINSULAR	136.924

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, en la Orden que finalmente se apruebe se debería proceder a modificar las cantidades de la previsión de la retribución de la actividad de transporte para 2009, de acuerdo con los anteriores valores.

En todo caso, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, la retribución definitiva para 2009 no podrá ser calculada hasta que se disponga de las auditorías de inversiones relativas a las instalaciones puestas en servicio en 2008.

En la Orden que finalmente se apruebe se deben incluir los porcentajes que sobre la cantidad total corresponde a cada una de las empresas transportistas peninsulares, ello a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones. A este respecto, y de acuerdo con lo establecido en el punto 6 del artículo 6 del Real Decreto 325/2008, es preciso diferenciar la retribución correspondiente a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008 de la de las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, ya que los porcentajes a aplicar en las liquidaciones mensuales son distintos según se trate de unas u otras. En los dos siguientes Tablas se muestran las cantidades y porcentajes que cada empresa sobre el total para un caso y otro.

Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2009 correspondiente a instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008		
EMPRESAS	miles €	(%)
TOTAL	1.238.644	
TOTAL PENINSULAR	1.118.345	100,00%
REE	1.050.051	93,893%
IBERDROLA	22	0,002%

UNIÓN FENOSA	39.168	3,502%
HIDROCANTÁBRICO	6.571	0,588%
ENDESA	22.533	2,015%
TOTAL EXTRA PENINSULAR	120.299	100,00%

Fuente: Elaboración propia.

Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2009 correspondiente a instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008		
EMPRESAS	miles €	(%)
TOTAL	105.377	
TOTAL PENINSULAR	88.752	100,00%
REE	79.064	89,08%
IBERDROLA	0	0,00%
UNIÓN FENOSA	929	1,05%
HIDROCANTÁBRICO	826	0,93%
ENDESA	7.933	8,94%
TOTAL EXTRA PENINSULAR	16.625	100,00%

Fuente: Elaboración propia.

Para los anteriores cálculos se han utilizado los valores de los distintos parámetros que se muestran en el siguiente cuadro:

Parámetros	2007	2008	2009
IPC	4,20%	3,60%	2,00%
IPRI		2,10%	2,00%
X	0,60%	0,60%	0,60%
Y	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución (RD 2819/1998)	5,29%	5,81%	5,92%
Tasa Retribución (RD 325/2008)			8,17%
Disponibilidad objetivo (RD 2819/1998)	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1

Fuente: INE, MITC

Para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008 se utilizan los parámetros establecidos en el Real Decreto 2819/1998, mientras que para las instalaciones puestas en servicio después del 1 de enero de 2008 se utilizan los establecidos en el Real Decreto 325/2008.

En relación con la previsión de la retribución de la actividad de transporte insular y extrapeninsular para 2009, los cálculos se han realizado partiendo de la retribución establecida para 2008 y de la información remitida por las empresas de las instalaciones puestas en servicio en 2008, así como de la inversión en despachos de maniobras en 2007, esto último de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. No obstante, tal y como esta Comisión ha manifestado en análogos informes de anteriores

ejercicios, se desconocen los criterios utilizados en su momento para la determinación de la retribución de tales anteriores ejercicios. En todo caso, y al igual que para el sistema peninsular, la retribución definitiva para 2009 no podrá ser calculada hasta que se disponga de las auditorias de inversiones relativas a las instalaciones puestas en servicio en 2008.

A su vez, tal y como se ha señalado anteriormente, la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 325/2008 establece que la retribución por concepto de costes de inversión de las instalaciones con acta de puesta en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008 se considerará como retribución del propio año 2008. Por ello, se ha procedido a descontar de la retribución del año 2009 las cantidades que se recogen en la siguiente Tabla, ello de acuerdo con el Informe aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del día 27 de noviembre de 2008, y que ha sido oportunamente remitido al Ministerio.

Retribución por Coste de Inversión instalaciones puestas en servicio en el 1er semestre de 2008	
EMPRESAS	miles €
TOTAL	23.818
TOTAL PENINSULAR	20.881
REE	11.840
UEF	5.848
HC	443
ENDESA (Peninsular)	2.750
TOTAL EXTRA PENINSULAR	2.937

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores, el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002 establece como motivo de revisión, entre otros, que el tipo de interés resulte superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. Para el año 2009 no se justifica la citada revisión retributiva dado que las variaciones de las tasas utilizadas para el cálculo de la retribución provisional del transporte para los años 2007 y 2008 no han superado los 50 puntos básicos fijados. Así mismo, en cuanto a la revisión retributiva debida, en su caso, a las variaciones en las instalaciones finalmente puestas en servicio respecto a las declaradas por las empresas transportistas y a la variación del IPC definitivo respecto al previsto, esta Comisión entiende que, en base a lo establecido en el citado artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, dichos supuestos no están contemplados como motivos para la "revisión de las previsiones de años anteriores", y ello con independencia de que, tal y como establece tanto el Real Decreto 2819/1998 como también el Real Decreto 325/2008, en el cálculo de la retribución del transporte de tales posteriores ejercicios se tome como base la cantidad finalmente resultante de considerar las instalaciones e IPC definitivos, y no la cantidad que figuraba en la Orden de Tarifas correspondiente a dicho año.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, en los cálculos realizados se han tenido en cuenta los costes de operación y mantenimiento la fecha de puesta en servicio de las instalaciones de 2008, dado que a la fecha de

realización del presente Informe se conoce, con carácter cierto para la mayoría de las instalaciones y con carácter muy aproximado para el resto, dichas fechas de puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado para su retribución las instalaciones que está previsto poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2009, dado que, como esta Comisión ya ha manifestado en anteriores Informes de la misma naturaleza, es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas. Dicha instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de contraste, por la previa aprobación y publicación en el B.O.E. del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio 2009.

Por otra parte, el Real Decreto 325/2008 establece en su Disposición Adicional Cuarta que se aplicará una bonificación o penalización en concepto de incentivo global a la disponibilidad que será definido por Orden Ministerial. En la fecha de elaboración del presente Informe, no se ha aprobado la citada Orden, por lo que el incentivo por disponibilidad ha sido calculado de acuerdo con la formulación establecida en el Real Decreto 2819/1998, tal y como se ha hecho en años anteriores. Adicionalmente, se ha aplicado de acuerdo con lo establecido en la referida Disposición la limitación del incentivo al ± 2 por ciento de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión. Al respecto, cabe destacar que no se conoce qué proporción de la retribución de las instalaciones puestas en servicio hasta 1998, corresponde a la retribución por costes de inversión. Con objeto de obtener este valor, se ha calculado dicho porcentaje para las instalaciones, de cada empresa, puestas en servicio a partir de 1999, aplicando el mismo al total de la retribución de cada empresa. Así mismo, es preciso señalar que la información relativa a la disponibilidad de las instalaciones utilizada para el cálculo de dicho incentivo ha sido la remitida por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, y abarca únicamente el periodo de enero a julio de 2008, por lo que, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales. Su cálculo definitivo no podrá ser realizado hasta en tanto no se disponga de la información debidamente auditada correspondiente a todo el ejercicio 2008.

Disponibilidad (periodo ENERO-JULIO 2008)		
	II (%)	Dr (%)
REE	1,35%	98,65%
IB	--	--
UEF	0,42%	99,58%
HC	0,12%	99,88%
ENDESA	0,02%	99,98%

Fuente: REE

4.2 Coste de distribución

4.2.1 Previsión de los costes de distribución de las empresas distribuidoras actualmente sujetas a liquidaciones

La propuesta de Orden que se informa viene a reproducir en el punto 1 del artículo 2, para las empresas actualmente sujetas a liquidaciones, la previsión de costes de distribución y de gestión comercial incluida en la "Propuesta de revisión de las tarifas de acceso para 2009 y revisión de las tarifas integrales vigentes para el primer trimestre de 2009" aprobada por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 7 de noviembre de 2008. Al respecto, se entiende oportuno resaltar el carácter provisional de los mismos, toda vez que deberían ser revisados tan pronto se disponga de las auditorías de las inversiones ejecutadas en el año 2008, de acuerdo con la Resolución anual que la DGPEM dicta al respecto, a los efectos de lo establecido en el Real Decreto 222/2008, ello con objeto de comprobar si el incremento de retribución reconocido a cada empresa por incremento de la actividad se corresponde, o no, con el esfuerzo inversor realizado en el año 2008 por cada una de ellas. En este sentido resulta imprescindible, para la aplicación de lo establecido en el Real Decreto 222/2008, que la CNE disponga de los Planes de inversión anuales y plurianuales presentados por las empresas distribuidoras en las correspondientes Comunidades Autónomas. Así mismo, en este punto, y al igual que lo señalado respecto al transporte, se entiende necesario que la próxima Resolución a dictar por la DGPEM adelante los plazos de entrega de las correspondientes auditorías, dado que con la actual fecha límite de entrega, el 30 de noviembre de cada año, sería imposible proceder, en un plazo razonable, a la referida revisión de los costes de distribución. Por todo ello, esta Comisión entiende que la DGPEM, a partir de este ejercicio, debería fijar como fecha límite de entrega de las citadas auditorías de inversiones el 31 de mayo de cada año. Para esa fecha, así mismo, se dispondrá de los cierres de energías correspondientes al ejercicio anterior, con lo que la reiterada revisión de los costes de distribución podría realizarse en todo su alcance.

4.2.2 Previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2009 de las empresas a las que es de aplicación la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997

En lo que respecta a los costes de distribución y gestión comercial de las empresas de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, establecida en el punto 2 del artículo 2 de la Orden que se informa bajo la denominación de "coste provisional revisado", esta Comisión no tiene por menos que remitirse al "Informe y propuesta del coste acreditado de distribución de los distribuidores de la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 desde el 1 de enero de 2009" aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 11 de diciembre de 2008 y remitida al Ministerio. De acuerdo con dicho informe los costes de distribución y gestión comercial de este colectivo de empresas, de ser aceptada dicha propuesta por el Ministerio, ascendería a **337.078 miles de euros**, de acuerdo al desglose por empresa que se adjunta en el Anexo III.

No obstante lo anterior, y para el hipotético caso de que por parte del Ministerio se decida no tener en consideración dicha propuesta, esta Comisión entiende preciso realizar algunas observaciones.

Como norma general, las cifras que aparecen en el Anexo VI del borrador de Orden que se informa son las que figuran para el año 2007 en el Anexo III del Real Decreto 222/2008, actualizadas al año 2009 con el 3% anual tal como señala el punto 1 de la Disposición Transitoria Tercera del referido Real Decreto 222/2008, aunque con las siguientes puntualizaciones:

1) Para aquellas empresas cuyo coste provisional según el Anexo III del Real Decreto 222/2008 no alcanza los 200 € por cliente, las cifras han sido incrementadas de acuerdo con la fórmula que figura en el punto 1 de la Disposición Transitoria Tercera del propio Real Decreto 222/2008, hasta los importes señalados en el Informe realizado al efecto por esta Comisión, y remitido al Ministerio, que fue aprobado por el Consejo de Administración con fecha 20 de junio de 2008

2) La cifra publicada en el Anexo III del Real Decreto 222/2008 para la empresa R1-087 "Distribuidora Eléctrica Las Mercedes" contenía un error, según se puso de manifiesto en el Informe de 20 de junio de 2008 ya mencionado. La cifra correcta que correspondía a esta empresa era de 592.695 €, por lo que una vez actualizada con el 3% anual, la cifra que debe figurar en el Anexo VI de la Orden que se informa debería ascender a 628790 €.

3) La empresa R1-342 "Eléctrica de Líjar" no figuraba en el Anexo III del Real Decreto 222/2008, ya que en el momento de su publicación aún no estaba dada de alta en el Registro de Distribuidores del Ministerio. No obstante, esta empresa había remitido sus datos a los efectos del cálculo de su coste provisional, y que se remitió al Ministerio en el mencionado Informe del 20 de junio de 2008, dado que en esta última fecha ya figuraba en el Registro. Debido a esto, el coste de esta empresa figura en el Anexo VI del borrador de Orden que se informa, aunque no figuraba en el Anexo III del Real Decreto 222/2008.

4) Debido a que el coste provisional recogido en el Anexo VI de la Orden que se informa se basa en la actualización del coste que figuraba en el Anexo III del Real Decreto 222/2008, en el mismo no figura el coste relativo a las empresas que han sido dadas de alta en el Registro de Distribuidores desde entonces, que de acuerdo con los cálculos realizados por esta Comisión son las siguientes:

<u>Empresa</u>	<u>Coste (€)</u>
R1-339 "Elektra Urdazubi"	267.125
R1-340 "Eléctrica de Costur"	67.522
R1-341 "Talam Distribució Municipal E."	21.356
R1-343 "Energías de La Villa de Campo"	89.376
R1-344 "Gestión del Servicio E.-Hecho"	115.151

El coste indicado para cada empresa es el margen de 2007 actualizado al 2009 con el 3% anual.



5) La empresa R1-328 "Instalaciones Eléctricas Río Isábena, SL" figuraba en el Anexo III del Real Decreto 222/2008, y no figura en el Anexo VI de la propuesta de Orden que se informa. Aunque esta empresa fue la única que se acogió a lo dispuesto en el punto 2 de la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 222/2008 y, actualmente, está sujeta a liquidaciones, no por ello deja de serle de aplicación lo establecido en el punto 2 de la Disposición Transitoria Tercera del mismo Real Decreto, y en consecuencia su coste debe figurar en el Anexo VI de la Orden que finalmente se aprueba. Su retribución para 2009, actualizada con el 3% anual, asciende a 534.158 €.

En definitiva, el Anexo VI de la Orden que finalmente se apruebe debería modificarse de acuerdo con lo señalado en los anteriores puntos y, con ello, el importe total al que hace referencia el punto 2 del artículo 2 de la misma debería ser de **298.599** miles de euros

4.3 Coste del coste del Plan de Acción 2008-2012 de la E4

El 17 de julio de 2007 el Gobierno aprobó el Plan de Acción 2008-2012 de la "Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012". En el apartado 6 del Resumen Ejecutivo de dicho Plan de Acción, se determina la financiación pública necesaria para llevar a cabo el Plan, que totaliza 2.366.500 miles de €, estableciéndose, por tanto unos recursos medios anuales de 473.300 miles de euros para cada periodo que se incluye en el Plan de Acción, siendo, en el caso que nos ocupa, 2008. De esta cuantía, un 58,3%, es decir, 275,9 M€, serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica.

Sin embargo, la propuesta de Orden contempla un importe mas reducido de 208,9 M€ (un 24% menor). La CNE no puede realizar ninguna consideración sobre ello, ya que no se ofrece justificación alguna. Tan solo constata la fuerte disminución de unos ingresos destinados a un plan aprobado por el Gobierno, y cuyo destino es la mejora de la eficiencia energética en los sectores de los edificios y de equipamiento, fundamentalmente.

4.4 Régimen Especial

La propuesta de Orden recoge el coste de la prima equivalente del régimen especial propuesto por la CNE el 7 de noviembre de 2008, revisando únicamente la potencia fotovoltaica en 1.000 MW, al considerar la totalidad de la potencia instalada recogida finalmente en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial. La CNE ha recalculado este valor, resultando coincidente con el recogido en la propuesta.

Por otra parte, la propuesta recoge las actualizaciones anuales y trimestrales de las tarifas, primas, techos y suelos, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. En el caso de la cogeneración, las actualizaciones se refieren tanto al cuarto trimestre de 2008 como al primer trimestre de 2009.

En lo que se refiere a las energías renovables, la CNE ha recalculado estos valores y ha obtenido resultados coincidentes con los recogidos en la propuesta de Orden. Adicionalmente, se ha de señalar que las actualizaciones trimestrales de la cogeneración



se realizan de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007. El subgrupo a.1.1 y las instalaciones de la disposición transitoria segunda del RD 661/2007, se actualizan en función del IPC y de la variación de los precios aportados al MITyC por las comercializadoras de gas, que sirven este combustible al segmento de clientes de cogeneración.

La CNE debe volver a subrayar, al igual a como lo hiciera en otros informes de tarifas, que desconoce la información relativa a los índices de precios de gas natural utilizados en estas propuestas de actualización trimestral, por ello, ha de volver a recomendar el establecimiento de un índice objetivo y transparente, como el anterior CMP u otro similar indexado al crudo o a los productos petrolíferos. Este nuevo índice debería reemplazar al 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 la disposición final cuarta del mismo, le habilita para ello. Si bien el futuro Real Decreto que regula el suministro de último recurso ya prevé una modificación en este sentido, la CNE considera que esta modificación podría llevarse a cabo mediante la presente propuesta de Orden, ya que su aplicación es muy sensible a las instalaciones de la disposición transitoria segunda del RD 661/2007 (tratamiento y reducción de residuos), que no pueden beneficiarse de los precios más elevados del mercado, al tener que vender toda su producción a tarifa.

4.5 Plan de viabilidad ELCOGÁS

Con fecha de 10 de octubre de 2008, Elcogás, S.A. remitió a la CNE una estimación de la anualidad provisional del Plan de Viabilidad correspondiente al ejercicio 2008, por importe de 65.275.068 euros.

Una vez analizada la información aportada, y en cumplimiento de lo contemplado en el anexo uno.7 de la Resolución, de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio¹¹, esta Comisión ha elaborado el Informe sobre la propuesta de aportación anual en concepto de Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A. correspondiente al año 2008, aprobado por el Consejo de Administración con fecha de 18 de diciembre de 2008.

La aportación anual propuesta por esta Comisión para 2008 por este concepto, a efectos de la elaboración de la tarifa eléctrica de 2009, asciende a 64.500.586 euros, cifra que es un 1,2% inferior a la solicitada por Elcogás.

Cuadro 8. Anualidad Plan de Viabilidad de Elcogás

 ¹¹ Resolución, de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa «Elcogás, Sociedad Anónima».

Plan de Viabilidad de Elcogás. Aportación anual provisional correspondiente a 2008				
(Euros)	Propuesta ELCOGÁS (a)	Propuesta CNE (b)	Diferencia (a -b)	T. Variación (a-b)/a
Costes de Inversión	34.576.920	34.415.887	161.033	0,47%
Costes de Operación y Mantenimiento	37.663.020	37.270.318	392.702	1,04%
Costes de Combustibles y Fungibles	88.667.123	85.911.981	2.755.142	3,11%
Costes Reconocidos	160.907.064	157.598.186	3.308.878	2,06%
Ingresos Objetivo	95.631.995	93.097.599	2.534.396	2,65%
Aportación	65.275.068	64.500.586	774.482	1,19%

Fuente: Elcogás S.A. y CNE.

Cabe señalar que, para la realización de los cálculos relativos a la determinación del precio del gas natural, la CNE ha considerado la fórmula establecida en la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 4 de noviembre de 2008, corregida con los parámetros establecidos en el informe preceptivo de la CNE relativo a la citada disposición. Como consecuencia de lo anterior, los costes asociados a combustibles y fungibles se han reducido hasta los 85.911.981 euros.

Asimismo, los ingresos objetivo por venta de energía se han reducido, hasta los 93.097.599 euros, por el importe del descuento contemplado en el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero¹² y en el 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 efecto invernadero.

El citado informe de la CNE del 18 de diciembre presenta un análisis detallado del Plan de Viabilidad de Elcogás así como de los cálculos relativos a la aportación imputable a las tarifas eléctricas correspondientes al ejercicio 2009.

4.6 Moratoria Nuclear

El artículo 6.5 de la propuesta de Orden establece que *"A partir del 1 de enero de 2009 no se aplicará cuota en concepto de la moratoria nuclear sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores directos en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos."*

Se considera importante señalar que el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre¹³, dispone en su artículo 6.3 que *"La cuota de la moratoria nuclear que corresponda a los suministros a consumidores cualificados o comercializadores deberá ser satisfecha tanto por éstos como por los productores de energía eléctrica. A tal efecto, estos últimos*

¹² Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

¹³ Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

aplicarán los porcentajes que establezca la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente a las cantidades resultantes de la liquidación de la energía en mercado de electricidad, o a la energía suministrada a través de contratos bilaterales físicos."

En consecuencia, cabe cuestionarse la procedencia de derogar un artículo de un Real Decreto mediante una Disposición de menor rango.

4.7 Tasa de la CNE

La propuesta de Orden no contempla en su articulado ninguna referencia a la Tasa de la CNE (referencia que en la Orden ITC/3860/2007 se contenía en el artículo 3). Dicha referencia se considera necesaria ya que la Ley 34/1998 en su disposición adicional duodécima, 2, segundo, h), establece: *"La tasa por prestación de servicios y realización de actividades en el sector eléctrico tiene la consideración de coste permanente del sistema, en los términos previstos en el artículo 16.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, integrándose a todos los efectos en la estructura, peajes y cánones establecida por la citada Ley y disposiciones de desarrollo de la misma"*.

El desarrollo normativo de dichas previsiones lo constituye el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, con arreglo al cual (artículos 5 y 6), la tasa de la CNE, como cuota con destino específico que es, se calculará *"mediante la aplicación de los porcentajes que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente a la facturación derivada de los peajes de transporte y distribución"*.

4.8 Cuotas

El artículo 6 de la propuesta de Orden establece los costes con destinos específicos y determina las cuotas a aplicar a los ingresos por tarifas integrales y de acceso para la determinación de la cuantía de dichos costes.

Para comprobar si las cuotas establecidas se corresponden con el importe de los costes con destinos específicos de la propuesta de Orden, se ha procedido a calcular, en primer lugar, el importe resultante de la aplicación de las cuotas establecidas en el mencionado artículo a los ingresos por tarifas integrales y de acceso a los precios establecidos en la propuesta de Orden.

A este respecto, cabe señalar que sólo se han tenido en cuenta los ingresos por tarifas integrales durante la mitad del año 2009, puesto que el 1 de julio de 2009 se establece la tarifa de último recurso y a partir de ese momento, las cuotas para la determinación de los costes con destinos específicos sólo se aplicarán sobre los ingresos por tarifas de acceso (que aplicarán también a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso a partir de esa fecha).

En segundo lugar, se han comparado los importes resultantes de la aplicación de las mencionadas cuotas con el importe establecido para los costes con destinos específicos para el año 2009 en el escandalo de la Memoria que acompaña la propuesta de Orden.

Cabe señalar que las diferencias entre ambos conceptos son significativas, siendo el importe medio resultante de la aplicación de las cuotas aproximadamente un 20% superior al importe establecido para estos costes en el escandallo de costes.

Cuadro 9. Comparación de los coste que se recuperan con cargo a cuotas incluidos en el escandallo de costes de la Propuesta de Orden y el resultado de aplicar las citadas cuotas a la previsión de ingresos por tarifas integrales y por tarifas de acceso en 2009.

Ingresos regulados (miles €)	14.063.289
Ingresos tarifas integrales 1er semestre(miles €)	7.157.697
Ingresos tarifas de acceso (miles €)	6.905.592
Clientes mercado año completo	3.855.571
Clientes mercado a partir de 1 julio	3.050.021

Calculo cuotas

Costes con cargo a cuotas	% sobre tarifa Integral	% sobre tarifa acceso	Ingresos sobre tarifa integral (A)	Ingresos sobre tarifa acceso (B)	Resultado cuotas (C) = (A) + (B)	Escandallo costes (D)	Diferencia (D) (C)	% variación (C) sobre (D)
Costes permanentes								
Compensación extrapeninsular	4,72%	17,93%	338.058	1.238.380	1.576.438	1.295.213	281.225	21,7%
Operador del Sistema	0,137%	0,519%	9.806	35.840	45.646	37.517	8.129	21,7%
Operador del Mercado	0,039%	0,149%	2.792	10.289	13.081	10.753	2.328	21,6%
CNE		0,201%		13.880	13.880	29.355	29.355	-52,7%
Costes de diversificación								
Moratoria Nuclear	0,011%	0,042%	787	2.900	3.688	3.000	688	22,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,259%	0,984%	18.538	67.951	86.489	71.047	15.442	21,7%
Déficit de ingresos año 2005	1,456%	5,530%	104.216	381.879	486.095	399.382	86.713	21,7%

Fuente: CNE y propuesta de Orden

Finalmente, se considera importante señalar en la propuesta de Orden no se incluye la tasa de la Comisión Nacional de Energía, como venía siendo habitual en las Órdenes de tarifas.

5 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 Disposición adicional primera. Cierre de los saldos de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósitos por la CNE

El apartado tercero de la disposición adicional primera establece que los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo contemplado en el artículo 1.11 del Real Decreto 1634/2006 y en el artículo 1.12 de la Orden ITC/3860/2007, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2009.

Por una parte, el artículo 1.11 del Real Decreto 1634/2007 incorpora un incentivo provisional de 79.800 miles de euros para incentivar el consumo de carbón autóctono, que tendrá efectos a partir del 1 de enero de 2007, y se considerará como un ingreso de las actividades reguladas. Por otra parte, el artículo 1.12 de la Orden ITC/3860/2007 prevé un importe provisional de 93.089 miles de euros para incentivar el consumo de carbón autóctono que, una vez aprobado, tendrá efectos a partir del 1 de enero de 2008 y será considerado un ingreso de las actividades reguladas.

Cabe señalar que, si bien la mencionada disposición adicional primera establece que los saldos abiertos como depósito para incentivar el consumo de carbón autóctono en los años 2007 y 2008 pasarán a considerarse ingresos regulados en el año 2009 y no se

reconoce ningún importe por este concepto para el año 2009, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden incorpora en el escandallo de costes previsto para 2009 un importe de 93.089 miles de euros en concepto de incentivo al consumo de carbón autóctono, importe que coincide con el importe establecido por este concepto en el año 2008.

En consecuencia, se considera que la incorporación de este concepto en el escandallo de costes de la Memoria es inconsistente con la citada disposición adicional primera de la propuesta de Orden y respecto a la ausencia de la cuota por este concepto.

5.2 Disposición adicional segunda. Modificación de la tarifa de suministro 3.0.2

La Disposición adicional cuarta del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, establece en su apartado cuarto que la tarifa de baja tensión 3.0 pasará a denominarse 3.0.2. Por tanto, los complementos por discriminación horaria que aplican a dicha tarifa son los de la tarifa 3.0, establecidos en el apartado 7 del anexo I del título I de la Orden de 12 de enero de 1995. Dichos complementos son los de tipo 1, 2, 3, 4 y 5.

Cabe señalar que los periodos horarios aplicables a los complementos por discriminación horaria de tipo 2, 3, 4 y 5, establecidos en la Orden de 12 de enero de 1995, fueron modificados en la Orden ITC/2794/2007.

La Disposición adicional segunda de la propuesta de Orden establece un complemento por discriminación horaria que diferencia tres periodos tarifarios al día. Dicho complemento es análogo al de la tarifa de acceso 3.0 A.

Para evaluar el efecto que sobre los consumidores acogidos a la tarifa 3.0.2 con distintos complementos por discriminación horaria tiene la modificación del complemento por discriminación horaria de la propuesta de Orden, se ha procedido de la siguiente manera.

En primer lugar, se ha facturado el consumo de los suministros acogidos a la tarifa 3.0.2, clasificados por el complemento por discriminación horaria, correspondientes al año 2007¹⁴ y se han facturado consumos y potencias a los precios de la Orden ITC/1857/2007. En el cálculo de dicha facturación se han aplicado los correspondientes complementos por discriminación horaria, según el calendario establecido en la Orden ITC/2794/2007.

En segundo lugar, se han facturado dichos consumos a los precios establecidos en la propuesta de Orden, utilizando el calendario establecido en la disposición adicional segunda de la propuesta de Orden para la facturación del correspondiente complemento por discriminación horaria.

Mediante la comparación de estas facturaciones no es posible analizar de forma separada el efecto precio y el efecto calendario debido a que la propuesta de Orden introduce un

¹⁴ Último año con información completa desagregada por tipo de discriminación horaria disponible en la base de datos de liquidaciones.

cambio de estructura en la tarifa 3.0.2. En la situación vigente, el término de energía es único y los complementos por discriminación horaria se calculan según lo dispuesto en la Orden de 12 de enero de 1995. Sin embargo, la propuesta de Orden establece un término de energía por cada periodo tarifario (punta, llano y valle).

Cabe señalar que la disposición transitoria primera de la propuesta de Orden establece un periodo de adaptación de seis meses a partir de la entrada en vigor de la orden para la adaptación de los equipos de medida de los suministros acogidos a las tarifas 3.0.2 y 3.1.A a lo establecido en las disposiciones adicionales tercera y cuarta de la propuesta de Orden. En el caso de la tarifa 3.0.2, se aplicará un 23% del total del consumo al valle, un 42% del total del consumo al llano y un 28% del total del consumo a la punta.

Como resultado de la aplicación del calendario establecido en la disposición adicional segunda para la determinación del complemento por discriminación horaria de la tarifa 3.0.2, se obtiene que el 23% del total del consumo corresponde a la punta, un 42% al llano y un 28% corresponde al valle, de lo que se deduce que hay una errata en la distribución del consumo por periodos horarios y donde dice valle debería decir punta y viceversa.

El siguiente cuadro muestra el efecto conjunto de cambio de precios y cambio de calendario establecido en la propuesta de Orden respecto a la Orden ITC/1857/2008 sobre la facturación media de los consumidores acogidos a la tarifa 3.0.2 clasificados por su complemento de discriminación horaria para el año 2007.

Cuadro 10. Facturación media de los consumidores acogidos a la tarifa 3.0.2 según complemento por discriminación horaria. Propuesta OM versus Orden ITC/1857/2008. Año 2007

	Año 2007	Orden ITC/1857/2008	Propuesta OM	
DH	Consumo (kWh)	Facturación media (cent€/kWh) (A)	Facturación media (cent€/kWh) (B)	% variación (B/A)
DH1	5.389.347.856	12,45	11,29	-9,32%
DH2	11.772.176.150	12,15	11,24	-7,49%
DH3	4.283.910.147	10,05	11,19	11,35%
DH4	2.947.635.025	9,77	11,18	14,46%
DH5	153.757.591	8,33	11,17	34,11%
Total ⁽¹⁾	24.546.826.769	11,54	11,23	-2,64%

Fuente: Orden ITC/1857/2008, propuesta de Orden y base de liquidaciones SINCRO.

(1) La variación en el precio medio para el total de suministros acogidos a la tarifa 3.0.2 no es comparable con la obtenida para el año 2009 debido a la diferente estructura del consumo por discriminación horaria y a la facturación del complemento por discriminación horaria (en el que se ha considerado el complemento medio de todas las DH) en este año.

Se observa una reducción en el precio medio a pagar por los consumidores con complementos de discriminación horaria de tipo 1 y de tipo 2 y un aumento en el precio medio a pagar por los consumidores con complementos de discriminación horaria de tipo 3, 4 y 5 respecto a la Orden ITC/1857/2007, oscilando entre un aumento del 11,35% para los consumidores acogidos al complemento de discriminación horaria de tipo 3 y un 34,11% en los consumidores con discriminación horaria de tipo 5.

5.3 Disposición adicional tercera. Revisión de los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1 A

La disposición adicional tercera modifica los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1 A, estableciendo la duración de cada uno de los periodos horarios (punta, llano y valle) y qué horas se consideran punta, llano y valle de los días laborables en cada una de las zonas, así como qué horas se consideran llano y valle de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional para todas las zonas.

El artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, establece los periodos horarios a aplicar a las tarifas de acceso. En el caso de las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A, dicho artículo establece, por un lado, que la duración del periodo de punta es de 4 horas diarias, la del periodo de llano de 12 horas diarias y la del periodo de valle de 8 horas diarias y por otro, qué horas se consideran punta, llano y valle en cada una de las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional.

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, modifica los periodos horarios aplicables a las tarifas de acceso y en particular, las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional, así como qué horas se consideran punta, llano y valle en cada una de las zonas.

La disposición adicional tercera de la propuesta de Orden modifica tanto la duración diaria de los periodos horarios, establecida en el real Decreto 1164/2001, como la denominación de horas como punta, llano y valle en cada una de las zonas, establecida en la Orden ITC/2794/2007.

En relación con la duración diaria de los periodos horarios, cabe señalar que el periodo de punta pasa de 4 horas diarias a 6 horas de lunes a viernes, el periodo de llano pasa de 12 horas diarias a 10 horas de lunes a viernes y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional y por último, el periodo de valle pasa de 8 horas diarias a 8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.

Se ha detectado una inconsistencia entre la duración de los periodos horarios y el cuadro de la citada disposición en el que se determinan las horas punta, llano y valle de los días laborables en cada una de las zonas.

En el caso de la zona 1, falta una hora en el periodo de llano en invierno (de 23 a 24 horas). En el caso del resto de las zonas (2, 3 y 4) se ha reproducido el calendario de las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A de la Orden ITC/2794/2007 y por tanto, no coinciden el número de horas de los periodos horarios establecidos en mencionada disposición de la propuesta de Orden.

Para analizar el efecto que el cambio de calendario tiene en la facturación media de los consumidores acogidos a esta tarifa en el año 2009, se ha procedido a facturar a estos consumidores a los precios de la Orden ITC/3860/2007 y los precios de la propuesta de Orden, utilizando el calendario vigente para la tarifa de acceso 3.1 A (establecido en la Orden ITC 2794/2007) y el nuevo calendario de la propuesta de Orden para la zona 1.

El siguiente cuadro muestra descomponer el efecto de la modificación de los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1 A en efecto calendario, efecto precio y efecto conjunto. El efecto calendario es el resultado de comparar la facturación media resultante de aplicar el calendario de la tarifa 3.1 A vigente y el calendario de la propuesta de Orden, utilizando los precios de la Orden ITC/3860/2007. Por su parte, el efecto precio es el resultado de comprar el precio medio resultante de aplicar los precios de la Orden ITC/3860/2007 y los precios de la propuesta de Orden, utilizando el calendario el calendario de la propuesta de Orden.

Cuadro 11. Impacto sobre el precio medio de los consumidores acogidos a la tarifa de acceso 3.1 A de los cambios introducidos en la Propuesta OM respecto a la Orden ITC/3860/2007. Año 2009

de los cambios introducidos en la Propuesta OM respecto a la Orden ITC/3860/2007. Año 2009							
	Efecto calendario			Efecto precio			Efecto conjunto
Año 2009	Facturación media (cent€/kWh)			Facturación media (cent€/kWh)			
Consumo (kWh)	Orden ITC/3860/2007 (A)	Orden ITC/3860/2007 (B)	% variación (B/A)	Orden ITC/3860/2007 (B)	Propuesta OM (C)	% variación (C/B)	% variación (C/A)
20.712.036.611	2,713	2,714	0,04%	2,714	3,527	29,96%	30,01%

Fuente: Orden ITC/2794/2007, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden.

Se observa que la modificación de los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1A incrementa el precio medio de los consumidores acogidos a dicha tarifa de acceso sólo un 0,04% mientras que los precios establecidos en la propuesta de Orden para la tarifa 3.1 A incrementan el precio medio de estos consumidores respecto a la Orden ITC/3860/2007 un 29,96%. El efecto conjunto de ambos efectos se traduce en un incremento del precio medio del 30,01% respecto a la situación vigente.

5.4 Disposición adicional cuarta. Aplicación del servicio de gestión de la demanda

La Disposición adicional cuarta de la propuesta de Orden prevé que "a efectos de comprobar el funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad", el OS "aplicará aleatoriamente dicho servicio en aquellas horas del día en las que el precio de casación (...) supere los valores que se establezcan por la DGPEyM. Para cada uno de estos valores la muestra elegida (...) deberá representar al menos el porcentaje de reducción de potencia activa (...) que asimismo se determine por la citada DGPEyM."

Si bien el precio del mercado diario constituye un índice representativo del grado de escasez de potencia activa disponible en cada hora en el conjunto del sistema, esta Comisión considera que, de adoptarse una medida similar, sería más adecuado, por la propia naturaleza del servicio, establecer como referencia el precio marginal horario de regulación terciaria a subir, servicio éste gestionado también por el Operador del Sistema, y que persigue el mismo objetivo, desde el lado de la generación, que el servicio de interrumpibilidad, desde el lado de la demanda. De hecho, como ya ha señalado en otras ocasiones la CNE es habitual en otros países de nuestro entorno que la gestión de la

demanda se incluya como uno más de los servicios de reserva, dentro de los servicios de balance gestionados por el OS¹⁵.

Por otra parte, esta Comisión no considera adecuado que, de acuerdo con el texto propuesto se deje a criterio de la DGPEyM la determinación de la frecuencia y de las cantidades mínimas a reducir, ya que origina una fuerte incertidumbre, puesto que de facto se está modificando el contenido y alcance del artículo 5 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

5.5 Disposición adicional quinta. Clasificación de las empresas acogidas a la DT11 de la Ley 54/1997

La Disposición adicional quinta de la propuesta de Orden establece una clasificación de las empresas distribuidoras, a efectos de las Liquidaciones de las Actividades Reguladas, en tres grupos, en función de la energía entrante a sus redes.

Dado que, a efectos de liquidaciones, se consideran más relevante los ingresos que tengan dichas distribuidoras que la energía que entra por sus redes, y que, con la definición de la Propuesta de Orden, se producen distorsiones debidas, tanto a las pérdidas de cada una de las distribuidoras, como a que la energía que entre en las redes de una distribuidora puede salir por las redes de otra distribuidora, sería más aconsejable modificar la definición de la Propuesta, sustituyendo "...energía entrante en sus redes..." por "...energía en abonado final...".

5.6 Disposición adicional sexta. Inicio de la aplicación del incentivo de mejora de la calidad

Esta Comisión comparte lo establecido en la Disposición adicional sexta de la propuesta de Orden que se informa, en el sentido de iniciar el 1 de enero de 2009 la aplicación del incentivo de mejora de la calidad regulado en el Anexo I del Real Decreto 222/2008, y de la consiguiente eliminación en la tarifa de los 80 millones de € que se venían incorporando a la misma para la realización de Planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico. La entrada en vigor de dicho incentivo, da plena coherencia a la nueva metodología retributiva establecida en el citado Real Decreto 222/2008, disfrutando a partir del año 2009 las empresas distribuidoras de una bonificación o penalización, según el caso, por la adecuación de la calidad prestada a los objetivos establecidos.

5.7 Disposición adicional séptima. Capacidad de intercambio comercial en las interconexiones entre España y Portugal y entre España y Francia

¹⁵ Véase por ejemplo la "demand management", dentro de los "reserve services" gestionados por National Grid en Gran Bretaña:

<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/reserveservices/demandmanagement/>

La Disposición adicional séptima de la propuesta de Orden fija con precisión de unidades de MW y *"durante todas las horas del día"*, la capacidad de intercambio comercial entre España y Portugal - en 1.500 MW, y entre España y Francia, en 1.400 MW —. No se determina sin embargo, si los valores se refieren al sentido importador o exportador; tampoco se define lo que se entiende por capacidad de intercambio comercial, ni si, además de *"durante todas las horas del día"*, estos valores son aplicables a todos los días del año, ya sean de verano o de invierno. Asimismo, se concede que *"dicha capacidad podrá reducirse de forma excepcional por el OS por razones de garantía de suministro que deberán justificarse de forma motivada a los Sujetos del sistema y a la DGPEyM."*

En primer lugar, se ha de señalar que resulta ajeno a la normal práctica regulatoria, tanto española como de nuestro entorno, que el Ministro de Industria establezca el valor *por defecto* de un parámetro variable, estrictamente técnico y particularmente crítico en el caso de un sistema tan escasamente interconectado como el ibérico, como es la capacidad de intercambio comercial (y por ende, de la capacidad de intercambio total).

La capacidad de intercambio entre dos sistemas no se puede fijar, se debe calcular, de acuerdo con una serie de hipótesis preestablecidas de forma objetiva y transparente, coordinadamente entre sendos operadores de los sistemas de cada lado de la interconexión. Existe un Procedimiento de Operación del Sistema, el P.O. 4.0, *"Gestión de las interconexiones internacionales"*, aprobado mediante Resolución de 17 de marzo de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa (B.O.E. del 16 de abril de 2004), que dedica su epígrafe más extenso, el número 4, al "Cálculo de la capacidad de intercambio", y que especifica que:

"Cada uno de los operadores de los sistemas eléctricos correspondientes realizará el cálculo de la capacidad de intercambio en los sentidos importador y exportador. La capacidad de intercambio vendrá determinada por el valor más limitativo de los calculados por ambos operadores"

El primer apartado de dicho epígrafe 4 cita y precisa los *"criterios de seguridad y funcionamiento aplicables en el sistema español"* en relación con el cálculo de la capacidad de intercambio; el apartado segundo describe los *"horizontes y escenarios"* a considerar; el tercero reafirma el procedimiento empleado y el cuarto y último define la *"información que facilitará Red Eléctrica"* al respecto.

Asimismo, una parte relevante de los trabajos desarrollados en el marco del desarrollo del mercado regional del Sudoeste de Europa de electricidad tiene por objetivo optimizar y mejorar la transparencia de la asignación de la capacidad (la habitualmente denominada *Net Transfer Capacity*¹⁶) en los distintos horizontes temporales considerados en las transacciones de energía eléctrica en las fronteras españolas con Francia y Portugal, según queda recogido en las *"Conclusiones del tercer encuentro de alto nivel para el desarrollo del mercado regional del Sudoeste de Europa de gas y electricidad"*, celebrado en Bruselas el 30 de septiembre de 2008. Es en este entorno que el Operador del Sistema español ha presentado, de forma conjunta con sus homólogos francés y

¹⁶ Véase el documento *"Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM): Information for User"*, ETSO (asociación europea de operadores de sistema de transporte), marzo de 2000.

<http://www.etso-net.org/upload/documents/NTC%20Users%20information.pdf>

portugués, sendos documentos titulados “*Structure for the allocation of capacity between different timeframes*” que analizan esta cuestión en mayor profundidad.

Por otra parte, en las Directrices sobre la gestión de la congestión y asignación de la capacidad de transmisión disponible en las interconexiones entre redes nacionales, aprobadas por *Decisión de la Comisión de 9 de noviembre de 2006*, que son parte integrante del Reglamento (CE) N° 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por lo tanto de aplicación directa en todos los Estados miembros, se hace referencia expresa a que “*la coordinación entre los GRT —Gestores de Redes de Transporte— dentro de las regiones (...) incluirá todos los pasos, desde el cálculo de la capacidad y la optimización de la asignación hasta la seguridad de funcionamiento de la red,*”¹⁷. Además, los TSOs publicarán “*un sistema general para el cálculo de la capacidad de interconexión para los diferentes horizontes temporales* (...)”¹⁸.

Por todo lo anteriormente, esta Comisión considera que la citada Disposición adicional séptima de la propuesta Orden debe ser modificada, ya que su contenido no es compatible con la normativa vigente y con el carácter de coordinación y colaboración que debe presidir el desenvolvimiento de los compromisos internacionales adquiridos por España en el marco de los mercados energéticos ibérico, regional y europeo. En todo caso, la CNE considera que se podría introducir en esta disposición un mandato al operador del sistema para que proponga unas modificaciones en los procedimientos de operación correspondientes (en particular del P.O. 4.0) que permitan incrementar la transparencia y firmeza en el cálculo y asignación de la capacidad comercial.

5.8 Disposición adicional octava. Subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de los comercializadores de último recurso

La Disposición adicional octava encomienda a OMEL la realización de las subastas previstas en el precepto. A estos efectos, debe tenerse en cuenta que las disposiciones predecesoras en la materia preveían la designación por la CNE de la entidad responsable para la realización de estas subastas, de acuerdo con los procedimientos previstos en la legislación de contratos con las Administraciones Públicas. Si bien el artículo 33 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, prevé la atribución reglamentaria de funciones al citado operador, no debe obviarse el hecho de que la función encomendada no es susceptible de ser desempeñada por OMEL en un contexto de exclusividad o monopolio en el marco de su estatuto jurídico singular legalmente establecido, sino que puede ser desempeñada

¹⁷ Directriz 3.5:

“Con el fin de fomentar una competencia y unos intercambios transfronterizos equitativos y eficientes, la coordinación entre los GRT dentro de las regiones establecidas en el punto 3.2 anterior incluirá todos los pasos, desde el cálculo de la capacidad y la optimización de la asignación hasta la seguridad de funcionamiento de la red, con unas responsabilidades claramente asignadas. (...)”

¹⁸ Directriz 5.2:

“Los GRT publicarán una descripción general del método de gestión de la congestión aplicado en diferentes circunstancias para maximizar la capacidad disponible en el mercado y un sistema general para el cálculo de la capacidad de interconexión para los diferentes horizontes temporales, basado en las realidades eléctricas y físicas de la red. (...)”

por distintas entidades a través de una mera relación contractual administrativa de consultoría y asistencia. Es por ello que la previsión analizada podría plantear alguna duda desde la óptica de los postulados de la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público, y las Directivas comunitarias en la materia, en particular la Directiva 2004/18/CE.

Asimismo, cabe destacar que la presente disposición introduce la posibilidad de una liquidación por diferencias de los contratos resultantes. Pues bien, la citada previsión podría carecer de rango normativo suficiente en la medida en que el artículo 8, último párrafo, introducido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, habilita al Ministerio únicamente para regular la participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física (habilitación ésta en ejercicio de la cual se dictó la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero). Por lo tanto, la introducción de la posibilidad de una liquidación por diferencias desborda el ámbito de la habilitación contenida en el RD 1454/2005. En cualquier caso, se señala igualmente que la disposición analizada debería ir acompañada de un contenido mínimo definidor del régimen jurídico de derechos y obligaciones así como de otros aspectos esenciales de la subasta y entrega de productos, aspectos todos ellos que no podrán ser relegados en su totalidad a la reglas de la misma.

5.9 Disposición transitoria primera. Adaptación de los horarios de las tarifas 3.0.2 y 3.1 A

La disposición transitoria primera de la propuesta de Orden establece un periodo de adaptación de seis meses a partir de la entrada en vigor de la orden para la adaptación de los equipos de medida de los suministros acogidos a las tarifas 3.0.2 y 3.1.A a lo establecido en las disposiciones adicionales tercera y cuarta de la propuesta de Orden. En el caso de la tarifa 3.0.2, se aplicará un 23% del total del consumo al valle, un 42% del total del consumo al llano y un 28% del total del consumo a la punta.

Como resultado de la aplicación del calendario establecido en la disposición adicional segunda para la determinación del complemento por discriminación horaria de la tarifa 3.0.2, se obtiene que el 23% del total del consumo corresponde a la punta, un 42% al llano y un 28% corresponde al valle, de lo que se deduce que hay una errata en la distribución del consumo por periodos horarios y donde dice valle debería decir punta y viceversa.

Análogamente, los coeficientes obtenidos para la tarifa 3.1 A de la aplicación del calendario de de propuesta de Orden para la facturación de la energía en los periodos punta, llano y valle se obtiene que un 24% del total del consumo corresponde a la punta, un 41% del consumo corresponde al llano y un 35% del total del consumo corresponde al valle y, por tanto, se considera que hay una errata en la disposición transitoria primera, en lo referente a la adaptación de los horarios de la tarifa 3.1 A, ya que donde dice valle debería decir punta y viceversa.

Finalmente, cabe señalar que para la adaptación de tarifa 3.1 A la suma de los porcentajes a aplicar a los periodos de punta, llano y valle es un 101% y por tanto, se propone sustituirlos por los porcentajes obtenidos de la aplicación del nuevo calendario de



la propuesta de Orden (24% del consumo en el periodo de punta, 41% en el periodo de llano y 35% en el periodo de valle).

5.10 Disposición transitoria cuarta. Cálculos de Q2008 y Q2009 para la aplicación del incentivo a la mejora de calidad

Esta Comisión no tiene por menos que mostrar su disconformidad con lo establecido en esta Disposición, así como con lo establecido en la Disposición Final Cuarta mediante la cual se viene a modificar, sin mayor justificación y sin haberse siquiera llegado a aplicar, el Anexo I del Real Decreto 222/2008.

De acuerdo con lo recogido en la propuesta de Orden que se informa, el objetivo establecido para cada una de las zonas (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) es distinto para cada una de las empresas. Así, se llega al caso real en que la calidad objetivo establecida a dos empresas que distribuyen en la misma población es diferente para cada una de ellas. Además, dichos valores objetivos, para cada empresa, se fijan para cada año como media aritmética de los valores obtenidos por cada empresa en tres ejercicios anteriores, abandonándose con ello toda pretensión de mejora continua de la calidad del servicio. Por ello, esta Comisión entiende que debería suprimirse la Disposición Final Cuarta, y modificarse la Disposición Transitoria Cuarta, convirtiéndola en una nueva Disposición Adicional, de acuerdo con la propuesta que se plasma a continuación, y que viene a cumplimentar el Mandato dado a esta Comisión de acuerdo con lo establecido en la Disposición Adicional Séptima del Real Decreto 222/2008. Conforme a lo señalado anteriormente respecto a la previsión de la retribución de la actividad de distribución para 2009, cuando se disponga de las auditorías de las inversiones ejecutadas en el año 2008 y de las auditorías de los valores reales de la continuidad del servicio en dicho año 2008, se podrá proceder al cálculo definitivo de la retribución correspondiente al ejercicio 2009 afectada, en su caso, con lo que se derive del incentivo a la mejora de la calidad.

“Nueva Disposición Adicional.- Fijación de los valores de $TIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ y $NIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ y de los factores de ponderación a los que hace referencia el Anexo II del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero.

1.- Los valores de $TIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ y $NIEPI_{OBJETIVO,n-1}$ definidos en el punto 1 del Anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, tomarán los valores establecidos en cada momento como límites a los efectos del cumplimiento de la continuidad de la continuidad de la calidad zonal.

2.- Los factores de ponderación β_{zona}^i se calcularán para cada empresa i y para cada una de las zonas como el cociente entre la potencia instalada en la zona en cuestión y la potencia total instalada de la empresa distribuidora i , calculadas de acuerdo a la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo.

3.- La Comisión Nacional de Energía remitirá anualmente, para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, una propuesta de incentivo o penalización a la calidad para cada empresa distribuidora i , Q_{n-1}^i , calculada de acuerdo con lo establecido en el Anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. El incentivo o penalización aprobado a cada empresa distribuidora i se sumará o restará, según corresponda, a la retribución reconocida a dicha empresa i



en el ejercicio n, de acuerdo a lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008.

4.- A los efectos del punto anterior, las empresas distribuidoras deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de junio de cada año, la información sobre la calidad de servicio zonal debidamente auditada de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo."

5.11 Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio de los distribuidores acogidos a la DT11 de la Ley 54/1997

La propuesta de Orden Ministerial por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de enero de 2009, establece, con carácter transitorio y hasta el 30 de junio de 2009, la posibilidad de que los distribuidores acogidos a la DT11 de la Ley 54/1997, para sus suministros a tarifa, sigan adquiriendo energía a tarifa u opten por acceder al mercado.

La primera de las opciones consiste en mantener la situación actual, comprando a tarifa D, si bien, a partir del 1 de enero de 2009, desaparecerán las compensaciones por adquisiciones al régimen especial; asimismo, se incrementan, a partir del 1 de abril de 2009, sus precios de adquisición de energía en un 3 % mensual.

La segunda opción, la de acudir al mercado de producción de energía eléctrica, exige que los distribuidores soliciten su inclusión en el sistema de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, de 26 de septiembre, indicando la modalidad elegida de adquisición de energía eléctrica en el mercado de producción, y adjuntando la documentación acreditativa correspondiente. A estos efectos, se considera que sería necesario incluir, como requisito imprescindible para el acceso de estos distribuidores al mercado, el de que sus puntos frontera distribución-distribución estén dados de alta en el concentrador principal del Operador del Sistema.

En el caso de ser incluidos en el sistema de liquidaciones del RD 2017/1997, tres son las posibilidades que permite la propuesta de Orden según la forma de adquirir la energía: a través del distribuidor al que estén conectados, directamente al mercado, o por medio de un representante del mercado de producción.

En cualquiera de las tres alternativas se remite el cálculo del coste imputado por las adquisiciones de energía a lo establecido en el punto 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Es decir que:" ... se considerará como coste reconocido a cada distribuidor el resultado de multiplicar el precio medio ponderado, que resulte en el período de liquidación a las adquisiciones de energía de éste, por la energía distribuida por dicho distribuidor, incrementada en la energía correspondiente a las pérdidas estándar que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente".

En relación a cada una de estas alternativas, en que el distribuidor accede al mercado, cabe señalar lo siguiente:

Alternativa 1. Adquisición a través del distribuidor al que se encuentren conectados.

Según el Proyecto de Orden Ministerial pueden ser representante los distribuidores a los que estén conectados. Se debe entender que estos son los más de 100.000 clientes, con lo que habría que modificar el redactado de la Propuesta de Orden.

También se señala que estos ingresos (los que les facturen los distribuidores de aguas arriba) tendrán la consideración de ingresos liquidables. Esto no parece necesario, en tanto que si se les supone que la energía ha de ser considerada como un ingreso liquidable, simultáneamente se les tendría que reconocer un coste liquidable, que coincidiría con el ingreso liquidable una vez considerado el efecto de las pérdidas.

Alternativa 2. Directamente a mercado

Esta alternativa supone que dicho distribuidor accede directamente al mercado y, en consecuencia, se le trata como a cualquier otro distribuidor de los que vienen siendo liquidados en el R.D. 2017/1997.

Alternativa 3. A través de un representante

En este caso la propuesta de Orden establece la posibilidad de que se les reconozca el coste establecido en el artículo 4, es decir el precio medio ponderado, que resulte en el periodo de liquidación, a las adquisiciones del distribuidor, incrementado en una cuantía de 3 €/MWh adquirido, en concepto de representación en el mercado.

Las tres alternativas se diferencian tan solo en el precio medio de adquisición que se considera a efectos de liquidaciones.

En la primera, a través de un distribuidor, la situación en relación a como se venía actuando, cuando el distribuidor de la DT11 compraba a tarifa D del distribuidor-representante, es neutra: sigue comprando la misma energía que antes y la factura a su coste medio de adquisición. Para el distribuidor de la DT11, el coste de adquisición de energía no presenta incertidumbre alguna, ya que lo que adquiere se les reconoce al mismo precio.

En la segunda de las opciones, acudir directamente al mercado, el distribuidor de la DT11 puede salir favorecido, si tiene una buena previsión de su demanda y obtiene un precio de compra inferior al precio medio ponderado de los distribuidores, o perjudicado si ocurre a la inversa.

En la tercera de las opciones, al distribuidor de la DT11 como se le reconoce el precio medio ponderado de las adquisiciones de los distribuidores más 3 €/MWh adquirido, corre con el riesgo si el precio que le oferte el representante no se encuentra indexado al precio medio de adquisición de los distribuidores; por otro lado, obtendría un beneficio sin riesgo, si el precio que obtiene está indexado al precio medio ponderado de adquisición y la comisión por representación es inferior a 3 €/MWh.



En cualquier caso se considera que, manteniendo las tres posibles alternativas, se podría clarificar la redacción sustituyendo la redacción original por la siguiente:

"En estos casos, las empresas distribuidoras podrán adquirir la energía eléctrica para el suministro a sus consumidores a tarifa en el mercado de producción de energía eléctrica, de acuerdo con las siguientes modalidades:

1. *A través de la empresa distribuidora de más de 100.000 clientes a las que se encuentren conectadas sus líneas y, en caso de no estar conectadas directamente a ninguna de ellas, a la más próxima. En caso de estar conectadas a dos o más distribuidoras de más 100.000 clientes, a aquella por cuya conexión reciban una mayor cantidad de energía anualmente. A estos efectos, la empresa que actúe como representante facturará la energía adquirida para la distribuidora a la que represente, en cada período de programación, al coste medio de adquisición de la distribuidora representante en dicho período de programación.*
2. *Accediendo directamente al mercado.*
3. *A través de un representante del mercado de producción.*

A efectos de las liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, el coste reconocido a las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, por las adquisiciones de energía para sus suministros a tarifa, será el establecido en el artículo 4.e) del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

A estos efectos, el precio medio ponderado, que resulte en el período de liquidación, será, según la opción por la que haya optado la empresa distribuidora acogida a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, uno de los siguientes:

1. *El precio medio que resulte de aplicar, en el período de liquidación, el coste medio de adquisición de energía del distribuidor que actúe como representante a las adquisiciones de energía para la empresa distribuidora de la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997.*
2. *El precio medio ponderado que resulte, en el período de liquidación, a las adquisiciones de energía de éste.*
3. *El precio medio ponderado que resulte, en el período de liquidación, más 3 €/MWh, a las adquisiciones de energía de éste."*

Adicionalmente hay que tener en cuenta que, al suprimirse las compensaciones, los distribuidores de la DT11, en el caso en que opten por ir a mercado, deberán hacer ofertas de ventas por las adquisiciones a tarifa del régimen especial, o, si se mantienen a tarifa D, deberán pagar las primas del régimen especial contra su cuenta de resultados. Para evitar este efecto, se ha de incluir lo siguiente:

"Hasta el 30 de junio de 2009, a las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997 no les será de aplicación el apartado 7 de la Disposición Transitoria Sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. En estos casos, para las instalaciones del régimen especial que vierten directamente su energía a una distribuidora de las acogidas en la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, las obligaciones exigidas a las distribuidoras en la Disposición Transitoria Sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, serán de aplicación a la empresa distribuidora de más de 100.000 clientes a la que se encuentre conectada la distribuidora acogida a la disposición transitoria undécima citada, o en su defecto a la más próxima que cumpla con tal requisito. En caso de estar conectada a dos o más distribuidoras de más de 100.000 clientes, asumirá las referidas exigencias aquella por cuya conexión se evacue una mayor cantidad de energía en cómputo anual."

5.12 Disposición final segunda. Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 39 de marzo de 2006, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles y el procedimiento de

despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

La disposición final primera de la propuesta de Orden introduce modificaciones en el sistema de liquidaciones en los sistemas insulares y extrapeninsulares (SEIE), regulado en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, y en la sucesivas modificaciones de las Ordenes ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, e ITC/3860/2007, de 28 de diciembre. Estas modificaciones se refieren a la adopción en los SEIE del calendario de liquidación peninsular, a evitar firmar un contrato de adhesión con el OS, y a adaptar otros aspectos de la liquidación para establecerlos de forma similar a los criterios utilizados en la península.

La CNE en este punto únicamente quiere señalar que aunque el día 30 de marzo de 2006 fueron aprobadas las dos órdenes de los SEIE por las que se establece el sistema de despacho económico y los costes estándares, fijos y variables, reconocidos a la generación en régimen ordinario, pasados casi tres años, aún no ha sido completado este modelo regulatorio, ya que aún no se han aprobado las correspondientes reglas de liquidación. Se considera por ello urgente que se complete dicho modelo ya que el OS y la CNE están liquidando actualmente la energía generada en régimen ordinario sin un procedimiento aprobado, por lo que no son efectivos gran parte de los incentivos a la eficiencia que contiene el modelo y los propios agentes carecen de garantías legales que contiene esta regulación.

5.13 Otras consideraciones

- **Incentivo a la reducción de pérdidas**

En lo que respecta al incentivo a la reducción de pérdidas a que hace referencia el Anexo II del Real Decreto 222/2008, el mismo no debe ser establecido hasta la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (T.U.R.), puesto que mientras que las empresas distribuidoras sigan realizando la actividad de venta de energía a los clientes acogidos a las tarifas integrales ya existe un incentivo a la reducción de las pérdidas en sus redes toda vez que las mismas hacen de cierre en lo que a la energía se refiere, soportando contra su retribución el déficit o superávit que cada una tenga respecto a las pérdidas estándares establecidas. Por ello, esta Comisión remitirá en los primeros meses de 2009 una propuesta sobre el nuevo incentivo a la reducción de pérdidas, ello con objeto de que, en su caso, dicho incentivo pueda ser aplicado desde el mismo momento de la entrada en vigor de la referida T.U.R.

- **Derechos de acometidas**

En lo que respecta a los derechos de acometidas, esta Comisión entiende que en la Orden que finalmente se apruebe debería añadirse una Disposición Transitoria con objeto de la aplicación de los actuales baremos a las solicitudes de suministro en suelo urbanizado con condición de solar en baja tensión para potencias entre 50 y 100 kW, ello de acuerdo con el siguiente tenor:

“Nueva Disposición transitoria sexta.- Baremos de extensión a aplicar a las solicitudes de suministro en suelo urbanizado de hasta 100 kW en baja tensión.

En tanto no se establezca el régimen económico de los derechos de acometida en cumplimiento del apartado 2 del artículo 10 del Real Decreto 222, de 15 de febrero, a las solicitudes de suministro en suelo urbanizado de hasta 100 KW en baja tensión se aplicará la cantidad establecida como baremo de extensión para las solicitudes de suministro de hasta 50 kW en baja tensión.”

6 CONCLUSIÓN

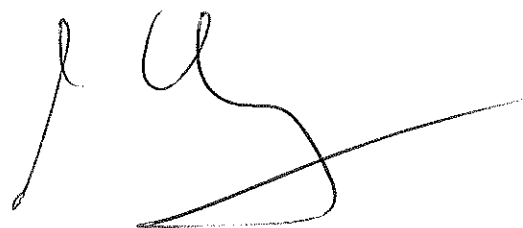
Única. Se remite al informe “Propuesta de revisión de las tarifas de acceso para 2009 y revisión de las tarifas integrales vigentes para el primer trimestre de 2009”, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de 7 de noviembre de 2008, complementado con las consideraciones realizadas en el presente informe.

APROBADO EN CONSEJO
DE ADMINISTRACION

DE...18...diciembre 2008

MADRID...19...diciembre 2008

(LA SECRETARIA DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACION)





Comisión

Nacional

de Energía

ANEXO I

ALEGACIONES

1

18 de diciembre 2008

ANEXO II

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PRECIOS REGULADOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PRECIOS REGULADOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

En el presente anexo se describen los cambios introducidos en las estructuras de tarifas de acceso e integrales en la propuesta de Orden y se comparan las tarifas resultantes de acceso que resultan de aplicar la metodología asignativa de la CNE.

Es importante señalar que para poder comparar las tarifas de acceso de la propuesta de Orden y las tarifas de acceso resultantes de la metodología asignativa de la CNE, es necesario imputar la misma cuantía de costes, ya que en caso contrario la diferencia de costes que se recuperarían con unas y otras distorsionaría dicha comparación.

Cabe recordar que de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE, la asignación de los costes de transporte y distribución entre los distintos grupos tarifarios se realiza a partir de la variable de potencia de diseño de cada nivel de tensión, que incluye la potencia en punta demandada en su mismo nivel, más las potencias en punta demandadas en niveles de tensión inferiores ponderadas por los correspondientes porcentajes de entrada de energía procedentes, directa o indirectamente, de dicho nivel de tensión.

Los costes de la gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a los consumidores conectados a sus redes se asignan como un pago fijo por cliente.

Los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento con cargo a cuotas se asignan aplicando un porcentaje uniforme sobre los peajes de transporte y distribución obtenidos, por similitud con la liquidación de dichos costes.

El resto de costes del sistema (compensación extrapeninsular, primas del régimen especial y anualidades de déficit), se asignan de forma que distorsionen lo menos posible el consumo global del sistema. En definitiva, dichos costes, que no son atribuibles al mayor o menor uso de las redes ni al perfil del consumo de los distintos clientes, se asignan según un criterio Ramsey, de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda respecto al precio de los distintos grupos tarifarios.

En consecuencia, teniendo en cuenta que los costes de redes y el coste de gestión comercial necesariamente deben ser recuperados con cargo a las tarifas de acceso, para realizar dicho ejercicio de comparación se ha procedido a calcular el coste de transporte (1.396.420 miles de €), el coste de distribución (4.932.054 miles de €), el coste de gestión comercial (312.639 miles de €) y una componente de coste equivalente a la diferencia entre los ingresos total a obtener con las tarifas de acceso de la propuesta de Orden y los costes enumerados anteriormente (esto es, 3.340.740 miles de €)¹⁹.

¹⁹ Según la metodología asignativa de la CNE los costes de acceso no imputables a un inductor de coste se asignan aplicando un criterio de precios Ramsey, esto es, de forma inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio de cada grupo de consumidores.

II.1 Tarifas de acceso

El Anexo II de la propuesta de Orden determina los precios de los términos de potencia y energía activa y reactiva de las tarifas de acceso.

En lo referente a los términos de potencia debe destacarse los incrementos aplicados a las tarifas de baja tensión. En concreto, las tarifas 2.0 A y 2.0 DHA (de aplicación a aquellos consumidores que contratan una potencia inferior a 15 kW) suben un 8,5%, mientras los términos de potencia de la tarifa 3.0 A (de aplicación a aquellos consumidores que contratan una potencia superior a 15 kW) se incrementa en todos los periodos por encima del 40%. Por el contrario, los términos de potencia de las tarifas de acceso aplicables a los consumidores de alta tensión no registran variación alguna, a excepción de la tarifa 6.5 de conexiones internacionales. Para la citada tarifa, aplicable a las exportaciones de energía, se pueden constatar importantes subidas que parecen tener como finalidad aparente su equiparación con la tarifa 6.4.

Por lo que respecta a los términos de energía, las subidas más importantes se concentran en el segmento tarifario de la alta tensión. Con la excepción del periodo 6, cuyos precios se han congelado, los incrementos oscilan entre el 32% del periodo 5 y el 85% del periodo 1. En el caso concreto de la tarifa 6.5, las tasas de variación experimentadas son sustancialmente superiores como resultado de la igualación con la tarifa 6.4. Por su parte, los términos de energía de las tarifas de baja tensión también experimentan una subida generalizada, únicamente se reduce el periodo de valle (periodo 3) de la tarifa de acceso 3.0 A.

Cuadro 1. Precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso

Tarifas de Acceso Orden ITC/3860/2007												
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
2.0 A	18,164292						0,020871					
2.0 A DHA	18,164292						0,031008	0,008945				
3.0	15,171381	9,35578	2,14539				0,023479	0,022083	0,019545			
3.1	15,090975	9,306199	2,134018				0,013833	0,013011	0,011516			
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
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
6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,005196	0,004568	0,003464	0,001966	0,001270	0,001155
6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,004078	0,003576	0,002718	0,001543	0,000998	0,000906
6.5 C. Internac.	0,763081	0,763081	0,347473	0,347473	0,347473	0,347473	0,002391	0,002245	0,000991	0,000852	0,000845	0,000861

Tarifas de Acceso Propuesta Orden												
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
2.0 A	19,708260						0,027083					
2.0 A DHA	19,708260						0,038021	0,014354				
3.0	21,240000	21,24000	21,24000				0,042772	0,028007	0,002649			
3.1	15,090975	9,306199	2,134018				0,025591	0,022769	0,015201			
6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,035714	0,029635	0,016988	0,009645	0,006229	0,004290
6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,011914	0,009888	0,005668	0,003217	0,002078	0,001431
6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,009613	0,007977	0,004572	0,002595	0,001676	0,001155
6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906
6.5 C. Internac.	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906

% variación Propuesta OM sobre Orden ITC/3860/2007												
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
2.0 A	8,5%						29,8%					
2.0 A DHA	8,5%						16,2%	60,5%				
3.0	40,0%	127,0%	890,0%				82,2%	26,8%	-86,4%			
3.1	0,0%	0,0%	0,0%				85,0%	75,0%	32,0%			
6.1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,0%	75,0%	32,0%	32,0%	32,0%	0,0%
6.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,0%	75,0%	32,0%	32,0%	32,0%	0,0%
6.3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,0%	75,0%	32,0%	32,0%	32,0%	0,0%
6.4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,0%	75,0%	32,0%	32,0%	32,0%	0,0%
6.5 C. Internac.	883,5%	397,2%	699,0%	699,0%	699,0%	264,6%	215,5%	178,8%	262,1%	139,1%	55,6%	-8,6%

Fuente: CNE.

En el cuadro 2 se comparan los términos de potencia y energía con los precios resultantes de la metodología asignativa de la CNE.

Cabe señalar que, los precios de los términos de potencia de todas las tarifas de acceso de la propuesta de Orden son inferiores a los resultantes de la metodología de la CNE, con la excepción de los términos de potencia de las tarifas de acceso 2.0 DHA y 3.0 A.

En relación con los términos de energía resultantes de la metodología de la CNE, cabe destacar que, en general, los correspondientes a los periodos 1 y 2 son inferiores a los de la propuesta de OM y los correspondientes a los periodos 3, 4, 5 y 6 son superiores a los términos de energía de la propuesta de Orden.

Cuadro 2. Precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden y metodología CNE**Propuesta Orden 2009**

	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	19,708260						0,027083					
2.0 DHA	19,708260						0,036021	0,014354				
3.0 A	21,240000	21,240000	21,240000				0,042772	0,028007	0,002649			
3.1 A	15,090975	9,306199	2,134018				0,025591	0,022769	0,015201			
6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,035714	0,029635	0,016988	0,009645	0,006229	0,004290
6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,011914	0,009886	0,005668	0,003217	0,002078	0,001431
6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,009613	0,007977	0,004572	0,002595	0,001676	0,001155
6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906

Propuesta CNE - Tarifas de Acceso. Año 2009

	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	21,5546						0,038212					
2.0 A DHA	18,6347						0,036012	0,023489				
3.0 A	15,1002	9,3119	2,1353				0,022063	0,020752	0,018367			
3.1 A	15,8604	9,7807	2,2428				0,016303	0,015334	0,013572			
6.1	13,8065	6,9092	5,0564	5,0564	5,0564	2,3071	0,022659	0,021172	0,018883	0,012474	0,008124	0,006295
6.2	12,7936	6,4023	4,6854	4,6854	4,6854	2,1378	0,007397	0,006911	0,006164	0,004072	0,002652	0,002055
6.3	11,4416	5,7258	4,1903	4,1903	4,1903	1,9119	0,007222	0,006748	0,006019	0,003976	0,002590	0,002008
6.4	9,7589	4,8837	3,5740	3,5740	3,5740	1,6307	0,003718	0,003474	0,003099	0,002047	0,001333	0,001033

% variación Propuesta CNE sobre propuesta OM

	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	9,4%						41,1%					
2.0 A DHA	-5,4%						0,0%					
3.0 A	-28,9%	-56,2%	-89,9%				-48,4%	-25,9%	593,4%			
3.1 A	5,1%	5,1%	5,1%				-36,3%	-32,7%	-10,7%			
6.1	36,8%	36,8%	36,8%	36,8%	36,8%	36,8%	-36,6%	-28,6%	11,2%	29,3%	30,4%	46,7%
6.2	47,2%	47,2%	47,2%	47,2%	47,2%	47,2%	-37,9%	-30,1%	8,8%	26,6%	27,6%	43,6%
6.3	40,2%	40,2%	40,2%	40,2%	40,2%	40,2%	-24,9%	-15,4%	31,6%	53,2%	54,5%	73,7%
6.4	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	-50,7%	-44,5%	-13,6%	0,5%	1,4%	14,0%

En cuanto a los términos de facturación de energía reactiva, éstos se mantienen constantes a excepción del correspondiente al primer tramo, que se incrementa un 30% (véase cuadro 5).

Cuadro 5. Precios de la energía reactiva

Términos de facturación de energía reactiva (Euro/kVArh)			
Cos Φ	Orden ITC/3860/2007	Propuesta Orden ITC	T. Variación (%)
Cos $\Phi < 0,95$ y hasta cos $\Phi = 0,90$	0,00001	0,000013	30,0%
Cos $\Phi < 0,90$ y hasta cos $\Phi = 0,85$	0,013091	0,013091	0%
Cos $\Phi < 0,85$ y hasta cos $\Phi = 0,80$	0,026182	0,026182	0%
Cos $\Phi < 0,80$	0,039274	0,039274	0%

Fuente: CNE

Por su parte, el precio de los excesos de potencia (véase Cuadro 6), que se había mantenido constante entre 2007 y 2008, se reduce notablemente, en casi un 71%, al pasar de 4,8441 €/kW a 1,4064 €/kW.

Cuadro 6. Precios de los excesos de potencia

	Orden ITC/1634/2006	Orden ITC/3860/2007	Propuesta Orden ITC	T. Variación (%)
Precio de los excesos de potencia (€/kW)	4,8441	4,8441	1,4064	-70,97%

Fuente: CNE

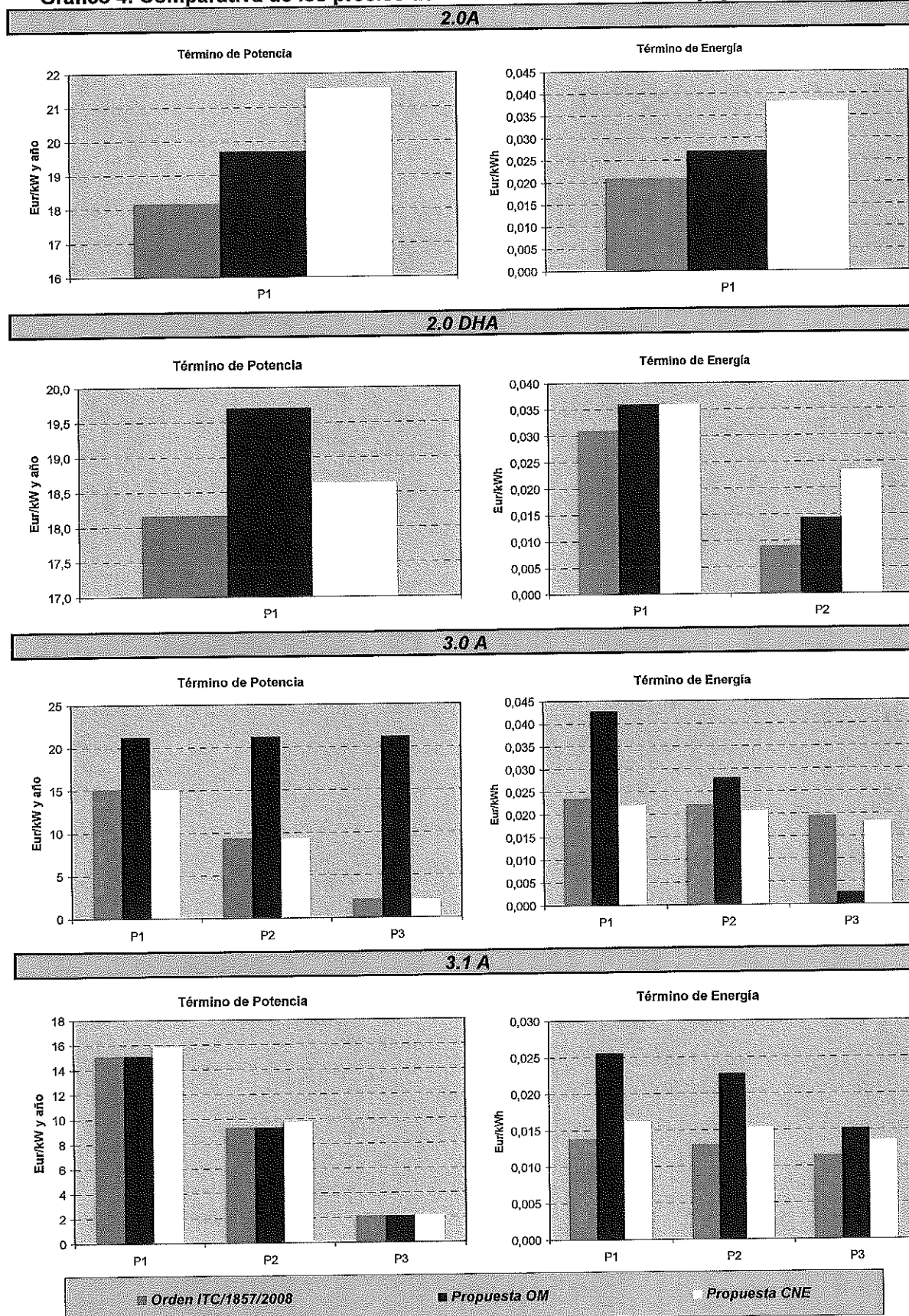
En los Gráficos 1 y 2 se compara los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso vigentes, de la propuesta de Orden y los resultantes de la propuesta revisada de la CNE.

En relación con los precios de los términos de energía de la propuesta de Orden se observa que son inferiores a los contenidos en la Propuesta CNE, con la excepción del periodo de punta (periodo 1) de las tarifas 3.0 A y 3.1 A y los periodos 1 y 2 del resto de tarifas de acceso de de alta tensión.

En resumen, se observa que las tarifas de acceso propuestas para los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW (2.0 A y 2.0 A DHA) se aproximan a la Propuesta de la CNE, si bien las subidas son insuficientes de acuerdo con la metodología CNE. En el caso concreto de la tarifa 2.0 A, los cálculos efectuados por esta Comisión sitúan los dos términos de facturación en valores que doblan los recogidos tanto en la Orden 3860/2007 como en la propuesta de Orden. Asimismo, la tarifa 2.0A DHA requeriría incrementos adicionales próximos al 50% para igualarse a los valores de la propuesta CNE.

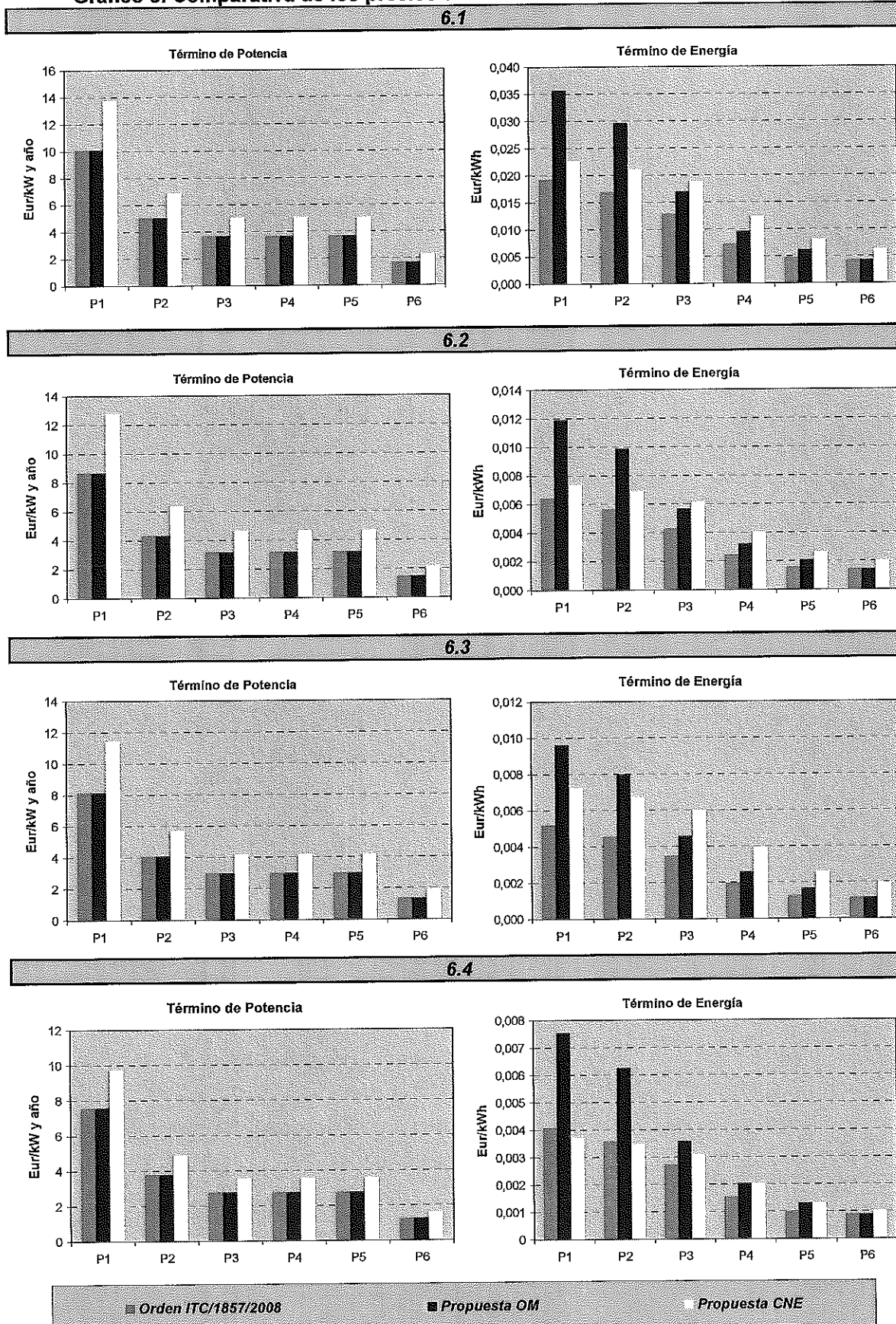
Por su parte, todas las tarifas de acceso de los clientes de alta tensión (tarifas 6.X) se caracterizan por exhibir términos de potencia muy inferiores a los estimados en base a la metodología de la CNE (véase Gráfico 2). Por el contrario, se observa cierta convergencia en los términos de energía de los periodos 4 a 6, mientras que los términos de energía de los periodo 1 y 2 superan a los de la Propuesta CNE.

Gráfico 4. Comparativa de los precios de las tarifas de acceso de baja y media tensión



Fuente: CNE.

Gráfico 5. Comparativa de los precios de las tarifas de acceso de alta tensión



Fuente: CNE

II.2 Tarifas integrales

El Anexo I de la propuesta de Orden contiene la relación de precios de los términos de potencia y energía de las tarifas integrales. A modo ilustrativo, el Cuadro 6 compara los precios vigentes, fijados hace seis meses en la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, y los recogidos en el documento remitido por el MITYC.

En líneas generales, puede apreciarse una subida generalizada de precios, superior para el término de energía en todos los casos. Concretamente, las tarifas domésticas, incluida la tarifa social, experimentan subidas comprendidas entre el 2,62% y el 5,65%. El recargo por consumos mensuales superiores a 500 kWh aumenta un 3,6%.

Por su parte, el término de energía de las tarifas con discriminación horaria se encarece entre un 7,7% y un 14,9%. Únicamente, la tarifa 3.0.2 registra una minoración (del término de potencia y del término de energía del periodo 3).

Cuadro 7. Precios de los términos de potencia y energía de las tarifas integrales

Tarifa	Orden ITC/1857/2008 (A)		Propuesta OM (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp	Te
Tarifa social	0,000000	0,109612	0,000000	0,11248	-	2,62%
1.0	0,388713	0,087373	0,402318	0,089365	3,50%	2,28%
2.0.1	1,621373	0,109612	1,642355	0,112480	1,29%	2,62%
2.0.2	1,634089	0,107994	1,642355	0,112480	0,51%	4,15%
2.0.3	1,642355	0,106888	1,642355	0,112480	0,00%	5,23%
3.0.1	1,752513	0,107338	1,770000	0,113400	1,00%	5,65%
Recargo (€/kWh)	0,027403		0,028390		3,60%	

Tarifa	Orden ITC/1857/2008 (A)			Propuesta OM (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Tp (€/kW y mes)	Te Punta (€/kWh)	Te Valle (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh) Punta	Te (€/kWh) Valle	Tp	Te Punta	Te Valle
2.0.1 DHA	1,621373	0,132171	0,051890	1,642355	0,149598	0,059614	1,29%	13,19%	14,89%
2.0.2 DHA	1,634089	0,135665	0,053261	1,642355	0,149598	0,059614	0,51%	10,27%	11,93%
2.0.3 DHA	1,642355	0,138076	0,054208	1,642355	0,149598	0,059614	0,00%	8,34%	9,97%
3.0.1 DHA	1,752513	0,142163	0,055812	1,770000	0,150822	0,060102	1,00%	6,09%	7,69%

Tarifa	Orden ITC/1857/2008 (A)		Propuesta OM (B)			% variación (B) sobre (A)	
	Tp (€/kW y mes)	Te Valle (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)		Tp	Te
3.0.2	1,988549	0,101941	1,770000	P1	0,120568	-10,99%	P1 18,27%
				P2	0,113400		P2 11,24%
				P3	0,100387		P3 -1,54%

Fuente: CNE

La Disposición transitoria quinta de la propuesta de Orden establece unos precios de venta de aplicación a los distribuidores acogidos a la DT11^a durante el primer semestre de 2009. Estos precios mantienen una estructura análoga a las antiguas tarifas de venta a distribuidores (Tarifas D). Los términos de potencia y energía son un 3,6% superiores a los establecidos en la última revisión de las tarifas D (en la Orden ITC/1857/2008).

Cuadro 8. Precios de venta a distribuidores

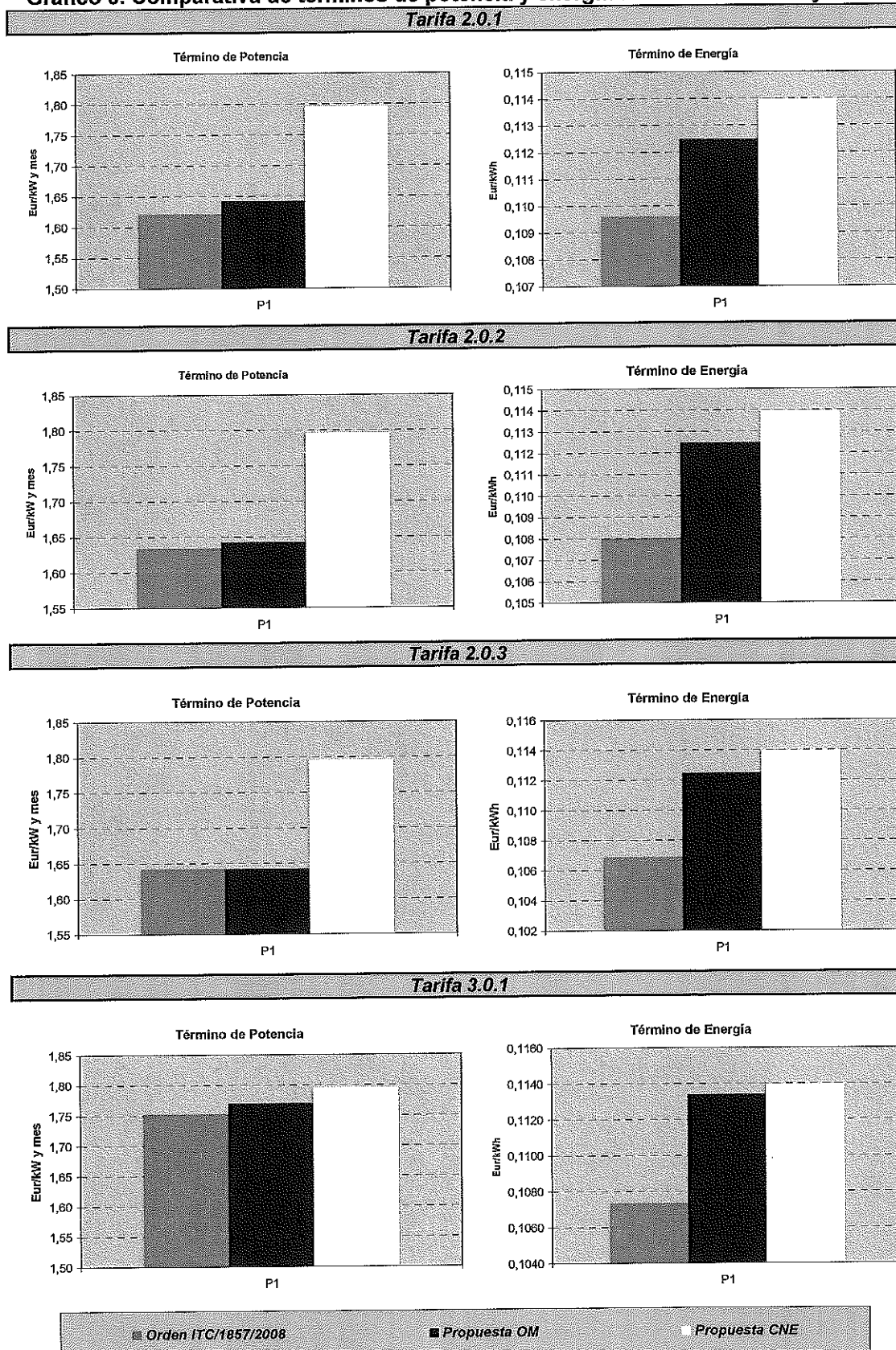
Escalones de Tensión	Orden ITC/1857/2008 Tarifas de venta a distribuidores		Propuesta de Orden Precios de venta a distribuidores		% variación Propuesta OM sobre Orden ITC/1857/2008	
	Término de Potencia (€/kW mes)	Término de Energía (€/kWh)	Término de Potencia (€/kW mes)	Término de Energía (€/kWh)	Término de Potencia	Término de Energía
1 < kV ≤ 36	2,638657	0,066432	2,733649	0,068824	3,60%	3,60%
36 < kV ≤ 72,5	2,490768	0,063374	2,580436	0,065655	3,60%	3,60%
72,5 < kV ≤ 145	2,428498	0,061152	2,515924	0,063353	3,60%	3,60%
145 < kV	2,350662	0,059484	2,435286	0,061625	3,60%	3,60%

Fuente: CNE

En los Gráficos 3, 4 y 5 se comparan los términos de potencia y energía de las tarifas integrales de baja tensión vigentes, las de la propuesta de Orden y las resultantes de aplicar la metodología asignativa de la CNE.

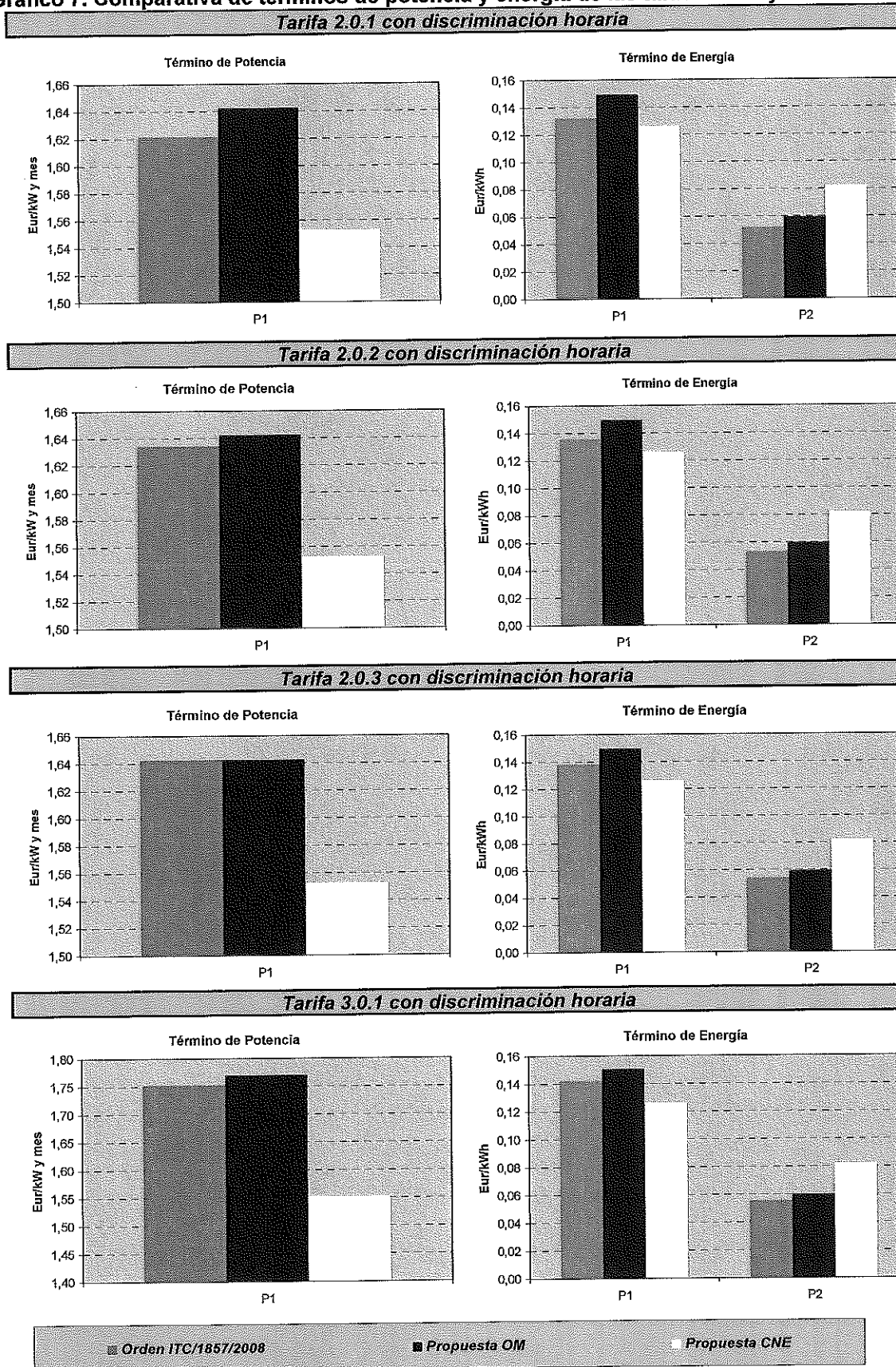
Análogamente a lo comentado en relación con las tarifas de acceso, en todos los casos de las tarifas integrales de la propuesta de Orden son inferiores a las consideradas en la Propuesta CNE, observándose cierta convergencia en el caso de las tarifas con potencia contratada inferior a 15 kW y sin discriminación horaria.

Gráfico 6. Comparativa de términos de potencia y energía de las tarifas 2.0.X y 3.0.1



Fuente: CNE

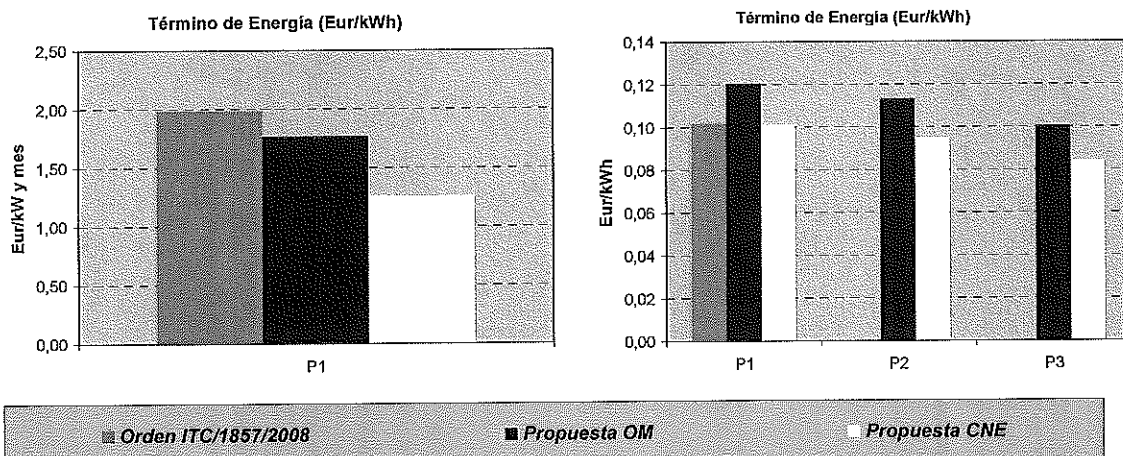
Gráfico 7. Comparativa de términos de potencia y energía de las tarifas 2.0.X y 3.0.1 con DH



Fuente: CNE

Gráfico 8. Comparativa de términos de potencia y energía de las 3.0.2

Tarifa 3.0.2



Fuente: CNE.

ANEXO III

**COSTES DE DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN
COMERCIAL PARA 2009 DE LAS
EMPRESAS A LAS QUE ES DE
APLICACIÓN LA DISPOSICIÓN
TRANSITORIA UNDÉCIMA DE LA LEY
54/1997**

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-014	Agri-Energía Eléctrica, S.A.	7.094.787
R1-015	Bassols Energía, S.A.	12.415.967
R1-016	Electra Caldense S.A.	4.732.027
R1-017	ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	5.480.227
R1-018	Estabanell y Pahisa Energía, S.A.	19.801.054
R1-019	ELECTRICA DEL EBRO, S.A.	3.662.405
R1-020	Productora Eléct. Urgelense, S.A.	4.193.560
R1-021	Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	22.203.338
R1-022	Central Electrica Sestelo Y Cia, S.A.	5.330.765
R1-023	Hidroeléctrica del Guadiela I, S.A.	3.860.061
R1-024	Cooperativa Electrica Alboreense, S.A.	124.036
R1-025	Industrias Pecuarias De Los Pedroches, S.A.	5.509.744
R1-026	Energías de Aragón I S.L.U.. (EASA)	4.322.643
R1-027	Cía. Melillense de Gas y Electricidad S.A. (GASELEC)	9.492.661
R1-028	Medina Garvey, S.A.	6.867.869
R1-029	Dra. Eléctrica del Sil S.L. (DESIL)	2.521.847
R1-030	Emp. Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.	9.592.427
R1-031	Dra. E. E. Enrique García Serrano S.L.	242.656
R1-032	REPSOL Eléctrica de Distribución, S.L.	2.905.881
R1-033	SCVL Benef. De Consumo Elecdad. San Francisco de Asis de Crevillente	4.763.327
R1-034	Elecdad. De Puerto Real, S.A. (EPRESA)	3.472.839
R1-035	Electrica Del Oeste Distribucion, S.L.U.	8.360.849
R1-036	Distribuidora Electrica Bermejales, S.A.	3.213.155
R1-037	ELECTRA DEL CARDENER, SA	2.671.019
R1-038	Electrica Serosense Distribuidora SL	3.263.778
R1-039	Hidroelectrica De Laracha, S.L.	2.107.612
R1-040	Sociedad Electricista De Tuy, S.A.	2.931.652
R1-041	Electra Alto Miño, S.A.	2.796.996
R1-042	Union De Distribuidores De Electricidad, S.A. (UDESAs)	3.700.269
R1-043	Anselmo León Distribución S.L.	4.593.519
R1-044	Compañía De Electricidad Del Condado, S.A.	3.993.798
R1-045	Electra Autol, S.A.	1.309.741
R1-046	Electrica De Tentudia. S.A.	1.647.362
R1-047	Felix Gonzalez, S.A.	3.539.926
R1-048	La Prohida Distribución Eléctrica S.L.	1.325.251
R1-049	Electricas Pitarch Distribucion, S.L.U.	6.752.378
R1-050	Hijos De Jacinto Guillen Distribuidora Electrica, S.L.U.	2.568.062
R1-051	Juan De Frutos Garcia, S.L.	1.287.982
R1-052	Lersa Electricitat, S.L.	1.592.613
R1-053	Dielesur, S.L.	2.642.938
R1-054	Energía De Miajadas, S.A.	2.474.200
R1-055	Aguas De Barbastro Electricidad, S.A.	2.007.267
R1-056	Vall de Sóller Energía, S.L.U.	2.929.211
R1-057	Romero Candau, S.L.	1.874.898
R1-058	Hidroelectrica De Silleda, S.L.	1.954.024

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-059	GRUPO ELECTRIFICACION RURAL S. COOP. R.L.	2.460.888
R1-060	Suministros Especiales Algetenses, S. Coop. V.	2.019.136
R1-061	Oñargi, S.L.	1.233.541
R1-062	Suministro de Luz y Fuerza S.L.	3.305.385
R1-063	Coop. Elec. Benefica Catralense C.V.	894.039
R1-064	Electra de Carbayín S.A.	1.026.098
R1-065	Eléctrica de Guixes S.L.	443.698
R1-066	Eléctrica Vaquer, S.A.	810.916
R1-067	Hermanos Caballero Rebollo, S.L.	159.775
R1-068	Compañía De Electrificación, S.L.	636.719
R1-069	Distribuidora Eléctrica de Melón, S.L.	310.194
R1-070	Electra De Cabalar, S.L.	334.435
R1-071	Electra Del Gayoso, S.L.	519.930
R1-072	Electra Del Narahio, S.A.	1.079.193
R1-073	Electrica De Barciademera, S.L.	45.414
R1-074	Electrica De Cabañas, S.L.	241.720
R1-075	Electrica De Gres, S.L.	163.672
R1-076	Electrica De Moscoso, S.L.	1.657.856
R1-077	Electrica Corvera, S.L.	373.529
R1-078	Electrica Fuciños Rivas, S.L.	800.346
R1-079	Electrica Los Molinos, S.L.	1.379.449
R1-080	Hidroelectrica Del Arnego, S.L.	319.070
R1-081	San Miguel 2000 Distribucion, S.L.S.U.	572.852
R1-082	Sucesores De Manuel Leira, S.L.	373.324
R1-083	Berrueza, S.A.	967.791
R1-084	Blazquez, S.L.	510.657
R1-085	Central Electrica Mitjans, S.L.	179.263
R1-086	Central Electrica San Francisco, S.L.	611.717
R1-087	Distribucion Electrica Las Mercedes, S.L.	667.221
R1-088	Electrica de Caniles, S.L.	344.145
R1-089	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU S.L	479.549
R1-090	Electra Aduriz S.A.	3.182.112
R1-091	Electra Avellana, S.L.	747.404
R1-092	Electra Castillejense, S.A.	566.102
R1-093	Dra. De Electricidad Larrañaga S.L.	34.853
R1-094	Electra San Cristobal, S.L.	469.972
R1-095	Electrica Belmezana, S.A.	479.317
R1-096	Electrica La Victoria De Fuencaliente, S.A	269.940
R1-097	Electrica Los Pelayos, S.A.	446.489
R1-098	Electrica Ntra. Sra. De Los Remedios, S.L.	1.210.250
R1-099	Electricitat La Aurora, S.L.	540.046
R1-100	Electro Distribucion De Almodovar Del Campo, S.A.	877.005
R1-101	Electro Molinera de Valmadrigal, S.L.	1.433.030
R1-102	Empresa De Electricidad San Jose, S.A.	480.387
R1-103	Hca. San Cipriano de Rueda S.L.	356.807
R1-104	Hidroelectrica Virgen De Chilla, S.L.	1.218.736
R1-105	La Ernestina, S.A.	744.899
R1-106	Dielenor, S.L.	1.383.212
R1-107	Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A.	1.385.054

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-108	Energética de Alcocer, S.L.U.	824.627
R1-109	Electrica Maferga, S.L.	197.378
R1-110	Gracia Unzueta Hidalgo E Hijos, S.L.	217.471
R1-111	Aurora Giner Reig S.L.	79.576
R1-112	Distribuidora Electrica De Ardales, S.L.	369.661
R1-113	Electra Sierra Magina, S.L.	454.227
R1-114	Electrica Hermanos Castro Rodriguez, S.L.	305.890
R1-115	Hidroelectrica Vega, S.A.	1.734.846
R1-116	Hijo De Jorge Martin, S.A.	232.677
R1-117	Jose Ripoll Albanell, S.L.	279.805
R1-118	Josefa Gil Costa, S.L.	33.080
R1-119	Leandro Perez Alfonso, S.L.	665.285
R1-120	Sdad. Dra. Elecdad. de Elorrio, S.A.	176.009
R1-121	Sociedad Electrica Ntra. Sra. De Los Desamparados, S. L.	892.507
R1-122	Distribuidora Electrica De Gaucin, S.L.	551.445
R1-123	Electra Alvaro Benito S.L.	147.095
R1-124	Eléctrica Camposur, S.L.	225.803
R1-125	ELECTRICA DE ERISTE S.L.	111.112
R1-126	Electricidad Hijate, S.L.	196.127
R1-127	Juan N. Diaz Galvez Y Hermanos, S.L.	853.753
R1-128	Eléctrica de Chera, S.C.V.	115.571
R1-129	Hidroelectrica Gomez, S.L.	191.147
R1-130	Hidroelectrica De Alaraz, S.L.	154.414
R1-131	Ismael Biosca, S.L.	632.529
R1-132	Electrica San Servan, S.L.	472.668
R1-133	Hidroelectrica El Carmen, S.L.	1.795.527
R1-134	Electra La Loma, S.L.	567.834
R1-135	Electra La Rosa, S.L.	172.603
R1-136	Electrica San Gregorio, S.L.	106.985
R1-137	Herederos De Garcia Baz, S.L.	103.095
R1-138	Sierro De Electricidad, S.L.	48.081
R1-139	Distribuidora De Electricidad Martos Marin, S.L.	231.730
R1-140	Distribuidora Electrica Carrion, S.L.	436.308
R1-141	Heliodora Gómez S.A.	206.490
R1-142	Luis Rangel Y Hermanos, S.A.	654.716
R1-143	Serviliano García, S.A.	1.250.255
R1-144	Hidroelectrica Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y Lupiana, S.L.	128.564
R1-145	Eléctrica de Callosa de Segura C.V.L.	1.638.342
R1-146	Jose Ferre Segura E Hijos, S.R.L.	1.209.839
R1-147	Electra Jose Antonio Martinez, S.L.	119.505
R1-148	Electricidad Pastor, S.L.	525.949
R1-149	HIJOS DE FELIPE GARCIA ALVAREZ, S.L.	117.690
R1-150	Cooperativa Electrica De Castellar, S.C.V.	573.450
R1-151	Coop. Eléctrica Benef. Albaterense CV	1.057.861
R1-152	Electrica De Meliana, Sociedad Cooperativa Valenciana	399.526
R1-153	Coop. Popular de Fluid E. Camprodon S.C.C.L.	320.228
R1-154	Eléctrica Algimia de Alfara, S.C.V.	135.974
R1-155	Eléctrica de Vinalesa S.C.V.	333.304
R1-156	ELECTRICA DE DURRO SLU	42.767

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-157	Electrica De Guadasuar, Sdad. Coop. V.	966.334
R1-158	Coop. Eléctrica de Sot de Chera	109.651
R1-159	Eléctrica Ntra. Sra. De Gracia S.C.V.	1.277.906
R1-160	Electrodistribuidora De Fuerza Y Alub. Casablanca S.C.V.	180.716
R1-161	Fluido Electrico De Museros, S. C. Valenciana	282.055
R1-162	Delgichi, S.L.	36.721
R1-163	Dielec Guerrero Lorente, S.L.	75.276
R1-164	Distribucion De Electricidad Valle De Santa Ana, S.L.	103.606
R1-165	Distribuidora Electrica Granja De Torrehermosa, S.L.	364.274
R1-166	Electrica Santa Clara, S.L.	366.201
R1-167	Empresa Electrica Martin Silva Pozo, S.L.	495.709
R1-168	Hidroelectrica San Buenaventura, S.L.	213.046
R1-169	Hidroelectrica Santa Teresa, S.L.	64.629
R1-170	Hijos De Casiano Sanchez, S.L.	58.674
R1-171	Sdad. Eléctrica Jerez del Marquesado S.A.	168.264
R1-172	Suministros Eléctricos Amieva, S.L.	100.733
R1-173	Hidroelectrica Dominguez, S.L.	62.165
R1-174	Electra Conilense, S.L.U.	3.000.489
R1-175	Distribuciones Electricas Portillo, S.L.	1.175.568
R1-176	Electrica De Jafre, S.A.	715.426
R1-177	Electrica Los Laureles, S.L.	306.392
R1-178	Electrica San Jose Obrero, S.L.	160.553
R1-179	Aragonesa de Actividades Energéticas S.A (AAESA)	531.345
R1-180	C. Marcial Chacon E Hijos, S.L.	1.100.237
R1-181	Electrica Moro Benito, S.L.	117.586
R1-182	Fuentes Y Compañía, S.L.	907.150
R1-183	La Electrica De Vall De Ebo, S.L.	53.510
R1-184	Antolina Ruiz Ruiz, S.L.U.	30.894
R1-185	Distrib. De Energía Electrica del Noroeste S.L	41.363
R1-186	ELECTRA DEL ZAS S.L.	228.002
R1-187	Hidroeléctrica del Cabrera S.L.	254.862
R1-188	Electricidad La Asunción S.L.	67.504
R1-190	Sociedad Electrica De Ribera Del Fresno, S.A.	376.159
R1-191	Alset Electrica, S.L.	955.318
R1-192	ELECTRO DISTRUBUIDORA CASTELLADO LEONESA, S.A.	200.625
R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO SAU	69.187
R1-194	Emp. Eléctrica de San Pedro S.L.	678.958
R1-195	Eléctrica Abengibre S.A.	180.297
R1-196	Electrica de la Serranía de Ronda S.L.	1.196.202
R1-197	Eléctrica Ebrofana's S.L.	139.441
R1-198	Electrica Sagrado Corazon De Jesus, S.L.	129.226
R1-199	Electrica De Monesterio, S.A.	1.686.164
R1-200	Dra. Eléctrica Bravo Saez S.L.	252.861
R1-201	Electrica Nuestra Señora De Los Santos, S.L.	642.622
R1-202	Molino Viejo de Vilaller S.A.	89.548
R1-203	Vargas Y Compañía Electro Harinera San Ramon, S.A.	427.765
R1-204	Electra De Santa Comba, S.L.	1.527.969
R1-205	Icasa Distribución Energía S.L.	38.716
R1-206	Distribuciones Eléctricas del Eria S.L.	67.209

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-207	Dra. Eléctrica Isaba S.L.U.	86.604
R1-208	Enerfrias S.L.	141.395
R1-209	ELECTRA CAMIJANES, S.L.	23.742
R1-210	Central Electrica San Antonio, S.L.	680.812
R1-211	Electra Cuntiense, S.L.	541.835
R1-212	Electra del Nansa S.L.	62.667
R1-213	Electricas de Benuza S.L.	222.470
R1-214	Rodalec, S.L.	121.540
R1-215	Electrica Del Huebra, S.L.	85.793
R1-216	Distribuidora Eléctrica de Navasfrías, S.L.	151.781
R1-217	Electrica Mestanza R.V., S.L.	90.358
R1-218	Hidroeléctrica de Catalunya	1.269.493
R1-219	(***) Electra de Abusejo S.L.	54.101
R1-220	Eléctrica de Cantoña S.L.	76.231
R1-221	Electrica Gilena, S.L.U.	377.188
R1-222	Energías de Panticosa S.L.	262.437
R1-223	Herederos De Emilio Gamero, S.L.	780.284
R1-224	Dra. Eléctrica de Montoliu S.L.	50.825
R1-225	Electrica Bañesa S.L.U.	72.637
R1-226	Gloria Mariscal, S.L.	117.044
R1-227	Ruiz de la Torre, S.L.	1.073.818
R1-228	Luz De Cela, S.L.	123.036
R1-229	Electrica San Marcos, S.L.	42.221
R1-230	ENERMUELAS, SL	96.534
R1-231	Eléctrica Curós, S.L.	593.050
R1-232	Electra Valdizarbe, S.A.	1.080.605
R1-233	Electrica Latorre, S.L.	499.676
R1-234	Electrica de Castro Caldelas, S.L.	206.945
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO HEREDEROS DE FRANCISCO BOLLÓ QUELLA, S.L.	482.628
R1-237	MONTESLUZ DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	388.427
R1-238	Emilio Padilla E Hijos, S.L.	130.298
R1-239	Salto del Cabrera S.L.	296.670
R1-240	Distribucion Energia Electrica De Parcent, S.L.	123.556
R1-241	(*) D. E. E. Torrecillas Vidal, SL	83.234
R1-242	Central Eléctrica Industrial S.L.	165.511
R1-243	Hidroelectrica El Cerrajon, S.L.	113.985
R1-244	Hidroelectrica Jose Matanza Garcia, S.L.	206.179
R1-245	Distribucion Y Electrica Caridad E Ildefonso, S.L.	116.383
R1-246	Felipe Blazquez, S.L.	199.188
R1-247	Electrica Hermanos Fernandez, S.L.	160.080
R1-248	E. Saavedra, S.A.	378.684
R1-249	Juan Y Francisco Esteve Mas S.L.	70.570
R1-250	LUZ ELECTRICA LOS MOLARES S. L.	267.646
R1-251	Servicios Urbanos de Cerler, S.A. (SUCSA)	359.342
R1-252	Herederos De Carlos Oltra, S.L.	41.608
R1-253	Compañía Eléctrica de Férez, S.L.	363.965
R1-254	Electra Saltea, S.L.	133.063
R1-255	ELECTRICAS SANTA LEONOR S.L.	131.622

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-256	Emdecoria, S.L.	1.362.781
R1-257	Hijos De Francisco Escaso S.L.	1.243.504
R1-258	Millarensa De Electricidad, S.A.U	133.542
R1-259	Municipal Eléctrica Vitoria S.L.	99.891
R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.	179.478
R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME S.L.	265.421
R1-262	Electrica Del Guadalfeo, S.L.	461.239
R1-264	Electrica Santa Marta Y Villalba, S.L.	1.129.439
R1-265	Hros. De María Alonso Calzada S.L.	85.023
R1-266	Hijos de Manuel Perles Vicens S.L.	80.951
R1-267	Electrica De Ver, S.L.	34.264
R1-268	Electradistribució Centelles S.L.	1.559.801
R1-269	Manuel Robres Celades, S.L.U.	51.806
R1-270	Electra Del Foxo, S.L.	309.853
R1-271	Distribucion Electrica De Alcolecha, S.L.	31.241
R1-272	Iuz Eléctrica de Algar, S.L	459.305
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELECTRICA TORRES DE SEGRE SL	337.496
R1-274	Elec-Vall Boí S.L.	72.425
R1-275	Eléctrica de Valdriz S.L.	160.876
R1-276	Ignaluz Jiménez de Torres S.L.	34.807
R1-277	Dra. Eléctrica Niebla S.L.	527.706
R1-278	Tolargi, S.L.	1.534.950
R1-279	Eléctrica del Montsec S.L.	281.100
R1-280	Iturengo Elektra S.L.	84.504
R1-281	ELECTRO SALLENT DE GALLEGO, S.L.	211.224
R1-282	Distribuidora Electrica De Catoira, S.A.	206.746
R1-283	Electrica Del Pozo S.Coop.Madrileña	364.656
R1-284	Afrodisio Pascual Alonso S.L.	138.714
R1-285	Energías de Benasque S.L.	776.954
R1-286	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DE POZUELO, S.A.	91.375
R1-287	Dra. Eléctrica de Casas de Lázaro	197.938
R1-288	Distribuciones Alnega, S.L.	56.333
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	62.091
R1-290	Eléctrica de Alberquería, S.A.	341.308
R1-291	Emp. Eléctrica de Jorquera S.L.	52.078
R1-292	Electra La Molina	208.330
R1-293	HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.	178.540
R1-294	Dra. Eléctrica del Puerto de la Cruz S.A. (DEPCSA)	7.350.782
R1-295	Industrial Barcalesa S.L.	309.266
R1-296	Distribuidora Eléctrica D'Albatarrec, S.L.	197.904
R1-297	Electra Orbaiceta S.L.	40.479
R1-298	Dra. De Energía Eléctrica Enerquinta S.L.U.	94.709
R1-300	Eléctricas de Villahermosa S.A.	83.022
R1-301	Alarcón Navarro Empresa Eléctrica S.L.	333.158
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	161.492
R1-304	Hidroflamicell S.L.	420.710
R1-305	Sdad. Municipal de Distrib. Eléctrica de Llavorsí S.L.	120.433
R1-306	Heliodoro Chafer, S.L.	338.581

Nº Registro	EMPRESA DISTRIBUIDORA	Retribución 2009 (€)
R1-307	Central Electrica De Pozo Lorente, S. L.	74.858
R1-308	Araxes Argi Indarra, S.L.	159.591
R1-309	Pedro Sanchez Ibañez	49.267
R1-310	Agrupación Distribuidora de Escuer S.L.	18.181
R1-312	Electra El Vendul S.L.	36.392
R1-313	Leintzargi S.L.	29.016
R1-314	(*) Empresa Municipal de Distribució D'Energía de Ponts S.L.	71.750
R1-317	ELECTRICA POPULAR, S.COOP.MAD	280.015
R1-318	Mendivil de Electricidad S.L.	26.352
R1-319	La Sinarquense S.L.	171.793
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS,S.L.	142.251
R1-322	Distribuidora Eléctrica Vila I Vall de Castellbó	322.788
R1-323	Fuerzas Eléctricas de Bogarra S.A. (FOBOSA)	486.926
R1-325	Emp. Municipal de Distribució D'Energía Eléctrica D'Almenar S.L.	654.310
R1-326	ELECTRA TUDANCA S.L.	58.367
R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID, S.L.	229.427
R1-328	(**) Instalaciones Eléctricas Río Isábena S.L.	534.158
R1-329	Distribuciones Eléctricas Talayuelas, S.L.	248.085
R1-330	Empresa Eléctrica del Cabriel, S.L.	119.833
R1-331	Anzurietas S.L.	19.936
R1-332	BAKAIKUKO ARGIA, S.A.	59.750
R1-333	ELECTRA ARRUAZU, S.L.	28.785
R1-334	Electra Baraibar S.L.	26.169
R1-335	Servicios y Suministros Municipales de Chulilla S.L.	152.302
R1-336	Suministros Tarrasenses S.A.	42.446
R1-337	STAT.MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ DE TIRVIA SL	30.342
R1-338	SUMINISTROS ELECTRICOS ISABENA, S.L.	102.962
R1339	ELECTRA URDAZUBI S.L.	280.093
R1-340	Eléctrica Costur, SL	79.920
R1-341	TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA SL.	57.281
R1-342	ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	713.034
R1-343	ENERGIAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	111.673
R1-344	GESTIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO HECHO S.L.	161.622

(*) Estas empresas no enviaron los datos requeridos. La cifra que figura es la misma que la del Anexo III del R.D. 222/2008

(**) Actualmente ya está en liquidaciones. La cifra es la del Anexo III del R.D. 222/2008, actualizada a 2009 con el 3% anual

(***) La cifra que se indica aquí corresponde a la distribución de la localidad de Abusejo (Salamanca). En estos momentos se está tramitando un expediente en la CNE para considerar su petición sobre los costes de una distribución de la empresa en el puerto de Barcelona.

Nombre de los Agentes	Ronda 16
ATEL ENERGIA, S.A.	0
BIZKAIA ENERGIA, S.L.	28
CÉNTRICA ENERGIA, S.L. SOCIEDAD UNIPERSONAL	0
DETISA	2
EDF TRADING LIMITED	28
EDF ENERGIAS DE PORTUGAL, S.A.	11
FACTOR ENERGIA, S.A.	1
ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS, S.L.	0
ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG ESPAÑA, S.L.	30
ELECTRABEL, S.A.	29
ENDESA GENERACION, S.A.	10
ENEL UNION FENOSA RENOVABLES, S.A.	2
GEOATLANTER, S.L.	1
GAS NATURAL SDG, S.A.	48
IBERDROLA GENERACION, S.A.U.	50
J.ARON & COMPANY	0
MORGAN STANLEY CAPITAL GROUP ESPAÑA, S.L.	15
NEXUS ENERGIA, S.A.	0
NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A.	20
REN TRADING, S.A.	18
SEMPRA ENERGY EUROPE ESPAÑA, S.L.U.	10
NEOELECTRA EL GRADO, S.L.U.	4
TOTAL GAS & POWER LIMITED	2
UNION FENOSA GENERACION, S.A.	15
LEON GENERACION, S.L.	14
ZABALGARBI, S.A.	2