



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 13/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECE EL
MECANISMO DE TRASPASO DE
CLIENTES DEL MERCADO A TARIFA
AL SUMINISTRO DE ÚLTIMO
RECURSO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Y EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO
Y ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE
ÚLTIMO RECURSO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

27 de mayo de 2009

INDICE

1	ANTECEDENTES	2
2	CONSIDERACIONES GENERALES.....	3
3	COMENTARIOS AL ARTICULADO EN RELACIÓN CON EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO	17
4	COMENTARIOS SOBRE ASPECTOS NO RELACIONADOS CON EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO	59
5	OTRAS CONSIDERACIONES	64
6	RESUMEN DE CONSIDERACIONES.....	71
ANEXO I.	RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS CONSUMIDORES CON DERECHO A TUR	
ANEXO II.	PROPUESTAS DE MEJORA AL PROGRAMA DE SUBASTAS CESUR	
ANEXO III.	PRIMA DE RIESGO	
ANEXO IV.	ANEXOS II Y III DE LA PROPUESTA DE ORDEN: OBLIGACIONES DE VENTA DE LOS DISTRIBUIDORES EN OMIP-OMICLEAR Y EN SUBASTAS	
ANEXO V.	COSTES PARA EL SISTEMA POR LA DIFERENCIA DEL PRECIO DE ADQUISICIÓN DE LA ENERGÍA EN LAS SUBASTAS OBLIGATORIAS DE OMIP Y EL PRECIO DE VENTA DE DICHA ENERGÍA EN OMIP Y EN SUBASTAS CESUR	
ANEXO VI.	COSTES PARA EL SISTEMA POR EL RECONOCIMIENTO DE COMISIONES DERIVADAS DE LAS OBLIGACIONES DE COMPRA Y DE VENTA DE LOS DISTRIBUIDORES EN SUBASTAS	
ANEXO VII.	PROPUESTA DE MEJORAS AL REDACTADO Y FE DE ERRATAS	
ANEXO VIII.	ALEGACIONES	

INFORME 13/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE EL MECANISMO DE TRASPASO DE CLIENTES DEL MERCADO A TARIFA AL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO Y ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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 27 de mayo de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

La Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE establece, entre las obligaciones de servicio público y protección del cliente, la adopción de medidas por parte de los Estados miembros para garantizar un nivel adecuado de protección a determinados clientes (domésticos y pequeñas empresas). Entre estas medidas se encuentra la designación de un suministrador de último recurso. En particular, se establece que los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, es decir, las empresas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocio o balance general anual no exceda de 10 millones de euros, disfruten en su territorio del derecho a un suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes.

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, adapta dicha Ley a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

La Ley 17/2007 profundiza en la separación jurídica y funcional entre las actividades de red y las actividades de producción y suministro, y establece la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, establece el nuevo modelo de suministro en el que todos los consumidores deberán elegir y, necesariamente, ser suministrados por un comercializador para su suministro de electricidad. Asimismo, y únicamente para aquellos consumidores con potencia inferior a 10 kW, se les da la opción de elegir ser suministrados por un Comercializador de Último Recurso (CUR) a cambio del pago de una tarifa de último recurso (TUR), asignándoles un suministrador de último recurso por defecto, en el caso de que dicha opción no sea ejercida por el consumidor susceptible de acogerse a suministro de último recurso ni haya contratado su suministro con un comercializador en el mercado.

El Real Decreto 485/2009 regula la puesta en marcha del suministro de último recurso, el 1 de julio de 2009, define a los comercializadores de último recurso, así como sus derechos y

obligaciones, establece el régimen jurídico de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso y la metodología general para calcular y revisar la tarifa de último recurso.

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector eléctrico y se aprueba el bono social, establece en su artículo 2 la creación del bono social para determinados consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. El bono social cubrirá la diferencia entre el valor de la TUR y un valor de referencia que se denominará tarifa reducida y será financiado por las empresas titulares de instalaciones de generación del sector eléctrico, según los porcentajes establecidos en el citado Real Decreto-Ley.

Con fecha 28 de abril de 2009 ha tenido entrada en esta Comisión Oficio de la Secretaría de Estado de Energía solicitando informe preceptivo sobre la propuesta de Orden que desarrolla el Real Decreto 485/2009 en lo referente al mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso y al mecanismo de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso.

Con fecha 28 de abril de 2009, se remitió la Propuesta de Orden para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía. A la fecha de redacción del presente Informe, habían sido recibidas las alegaciones que se adjuntan en el Anexo VIII.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

La propuesta de Orden regula el mecanismo para determinar la tarifa de último recurso (TUR), según se establece en el RD 485/2009. De acuerdo con dicha norma, únicamente los consumidores cuya potencia sea inferior a 10 kW podrán acogerse a la TUR, por el suministro de electricidad que les ofrezca su comercializador de último recurso (CUR), al que deberán elegir antes del 1 de julio de 2009. En el caso de que dicho consumidor no haya contratado su suministro con un comercializador o con un CUR, será suministrado por el CUR por defecto que le corresponda. El resto de consumidores cuya potencia sea superior a 10 kW deberá tener contratado su suministro con un comercializador. En caso contrario y por el periodo transitorio que establece la propuesta de Orden, podrá ser suministrado por un CUR a un precio regulado. Pasado dicho periodo transitorio el consumidor recibirá suministro de electricidad si lo tiene contratado con un comercializador.

Para valorar el colectivo de consumidores con derecho a la TUR, según información de las liquidaciones de la CNE, a fecha de 31 de diciembre de 2008, 24.976.998 consumidores tienen contratada potencia inferior a 10 kW y, por tanto, son susceptibles de ser suministrados por el CUR. Este colectivo de consumidores tiene un consumo medio de 2.844 kWh/año y en términos agregados supone 73.708 GWh (en términos de 2008). Su consumo representa el 28,5% del total del sistema y el 59,6% de la baja tensión, en términos de energía.

Existe un colectivo de clientes conectados a redes de baja tensión (5,6% de clientes de baja tensión) que dejará de tener tarifa.

Cuadro 1. Distribución de los consumidores conectados a redes de baja tensión por intervalo de potencia contratada. Año 2008

Intervalo de potencia contratada (P)	Clientes a tarifa integral		Clientes en mercado		Total	
	Nº clientes (1)	Consumo (MWh)	Nº clientes (1)	Consumo (MWh)	Nº clientes (1)	Consumo (MWh)
P ≤ 10 kW	23.107.148	67.323.508	1.869.850	6.385.055	24.976.998	73.708.563
Sin discriminación horaria	22.145.617	60.589.034	1.869.558	6.382.531	24.015.175	66.971.565
Con discriminación horaria	961.531	6.734.474	291	2.524	961.822	6.736.998
10 kW < P ≤ 15 kW	754.637	11.168.550	37.157	512.287	791.794	11.680.837
Sin discriminación horaria	580.179	6.736.239	36.575	504.812	616.754	7.241.051
Con discriminación horaria	174.458	4.432.311	583	7.475	175.041	4.439.785
P > 15 kW	524.194	25.872.498	179.491	12.383.016	703.685	38.255.514
Total baja tensión	24.385.979	104.364.557	2.086.498	19.280.357	26.472.477	123.644.914
Total alta tensión	28.647	46.018.478	72.281	89.089.008	100.928	135.107.486
Total Sistema	24.414.626	150.383.034	2.158.779	108.369.365	26.573.405	258.752.399
Consumidores con derecho a TUR	23.107.148	67.323.508	1.869.850	6.385.055	24.976.998	73.708.563
% respecto total BT	94,8%	64,5%	89,6%	33,1%	94,4%	59,6%
% respecto total sistema	94,6%	44,8%	86,6%	5,9%	94,0%	28,5%

Fuente: CNE

(1) Número de clientes a 31 de diciembre de 2008

2.1 Sobre el régimen jurídico de los consumidores traspasados al comercializador de último recurso

La propuesta de Orden tiene por objeto establecer el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de energía eléctrica. En particular, en su capítulo II establece las condiciones generales de los contratos de los comercializadores de último recurso con los clientes que no hayan optado por otra comercializadora distinta del CUR que le corresponde, incorporarán automáticamente en las condiciones generales de los contratos a tarifa.

Esta Comisión considera necesario insistir en la objeción manifestada en su el Informe 34/2008 relativa a la ausencia “de normativa que regule las relaciones jurídicas de los consumidores en el nuevo marco jurídico en el que el legislador ha decidido ubicarle”.

El Real Decreto 485/2009 considera a los consumidores a tarifa de último recurso “a todos los efectos, los consumidores acogidos a tarifa de último recurso serán considerados consumidores en el mercado liberalizado”. Sin embargo la figura de consumidor acogido a la TUR no encaja exactamente en la del consumidor en el mercado liberalizado ni en la del consumidor a tarifa, previstos en el Real Decreto 1955/2000. En particular, el consumidor en el mercado liberalizado, tiene una doble relación contractual: con el distribuidor, mediante un contrato de acceso, y con el comercializador, mediante un contrato de suministro de energía eléctrica (art. 79.2.b del citado Real Decreto). Pese a que parece que dicha doble relación contractual debería subsistir en el caso del consumidor a TUR, ni el citado Real Decreto ni la propuesta de Orden lo regulan.

1. Se considera que, tanto si el cliente opta por un comercializador de último recurso como si es transferido automáticamente al que le corresponda por defecto, es necesario proceder a formalizar nuevos contratos de acceso, dado que el nuevo modelo de suministro de último recurso implica un cambio sustancial de las condiciones generales de los contratos y en la sociedad que presta el servicio de suministro de energía.

2. A efectos de simplificar y generalizar las obligaciones contractuales de los CUR y sus clientes, se considera necesario que normativamente se apruebe un modelo de contrato tipo del suministro de último recurso. Este modelo de contrato tipo debería ser único para todos los consumidores y debería ser aprobado por la Dirección General de Política Energética, previo informe de la CNE.

El contrato tipo deberá contemplar el mecanismo jurídico en virtud del cual el consumidor a tarifa de último recurso siga manteniendo las necesarias garantías de continuidad y calidad del suministro.

3. No obstante, y dadas las dificultades prácticas que la firma de nuevos contratos plantea en el escaso margen de tiempo disponible hasta el 1 de julio de 2009, se considera que, al menos, la propuesta de Orden debería prever un contenido mínimo de los contratos a tarifa de último recurso. En particular, se debería recoger las condiciones generales de aplicación de los contratos entre consumidores y CUR y se debería establecer, que de no oponerse el consumidor, el CUR contratará en su nombre el acceso a las redes, en unas condiciones equivalentes a las establecidas en el contrato a tarifa.

4. Se considera fundamental que se regule las relaciones jurídicas de los consumidores. En el Anexo I del presente informe se presentan una serie de consideraciones referidas a cuestiones elementales desde el punto de vista jurídico. En concreto, el modo en que deben articularse las relaciones jurídicas entre los sujetos implicados en el suministro de último recurso, cuál debe ser el contenido de los contratos y el modo en que se perfeccionen.

2.2 Sobre mecanismo para establecer la TUR

El RD 485/2009 establece que la TUR será un precio máximo y mínimo, e incluirá de forma aditiva los siguientes costes: el de producción, que se determinará al menos semestralmente con base en los precios de los mercados a plazo, los peajes de acceso y los costes de comercialización.

La propuesta de Orden determina la fórmula para fijar la TUR y los componentes que la configuran, con las siguientes características.

Esta Comisión muestra su preocupación por el impacto que sobre el nuevo modelo de suministro pudiera tener la integración vertical de los agentes.

Desde una perspectiva de competencia, la existencia de operadores verticalmente integrados no se configura necesariamente como problemática para el desarrollo de la competencia minorista, siempre que existan mercados mayorista spot y a plazo con suficiente liquidez y profundidad, donde todos los comercializadores puedan aprovisionarse de energía y cubrirse contra los riesgos de variaciones de precio en las mismas condiciones. En España, a pesar del importante avance registrado en los últimos años en el desarrollo de los mercados a plazo, que añaden liquidez y posibilidades de cobertura para los nuevos entrantes que no cuentan con estructuras verticalmente integradas, los incumbentes siguen manteniendo ventajas importantes y el porcentaje de energía intercambiado por grupos verticalmente integrados es muy elevado, especialmente en el mercado minorista.

Hasta la fecha no se ha podido valorar si la integración vertical de los operadores incumbentes, y la importante asimetría de aprovisionamiento que conlleva, puede dar lugar a un problema estructural de competencia, debido a que el desarrollo de la comercialización se ha visto principalmente limitado por la existencia del déficit tarifario. En cualquier caso, el modelo de competencia parece orientarse más hacia el establecimiento de nuevos grupos verticalmente integrados que compitan con los incumbentes, que al fortalecimiento de agentes independientes. La reciente compra de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL ha sido, en parte, motivada por la necesidad de integración aguas abajo que permitiría resolver la dificultad que GAS NATURAL, como nuevo generador entrante, encontraba a la hora de competir de manera efectiva con los operadores incumbentes.

La cuestión a analizar en profundidad es si, una vez resuelto el problema del déficit, la estructura de mercado existente permitirá atraer nuevos entrantes (independientes o verticalmente integrados) de forma estable y sostenible, a pesar de las ventajas de integración vertical de los principales operadores establecidos.

5. El coste de la energía incluido en la TUR es el resultado de aplicar una fórmula en la que se suman los costes esperados del suministro del CUR a sus clientes, y no de realizar una subasta *full requirement* en la que el CUR adquiere la energía necesaria para el suministro de sus clientes, incluyendo todos sus costes.

Se considera adecuado que dicho coste no sea el resultado directo de una subasta *full requirement*, utilizadas por determinadas distribuidoras de EEUU¹ (distribuidoras en los Estados de Maryland, Nueva Jersey e Illinois²), debido a la dificultad en valorar dicho producto por los agentes participantes (vendedores³) en la subasta, en particular, los agentes no integrados, por su efecto en la presión competitiva en la subasta y por la elevada prima de riesgo que conllevaría la subasta de un producto *full requirement*, con el consiguiente efecto por su traslado a la TUR.

Respecto a la valoración de dicho producto de forma competitiva en una subasta cabe señalar la incertidumbre actual sobre el traspaso de clientes a la TUR, la falta de referencias líquidas de precios de mercados organizado/OTC sobre productos a plazo distintos al producto base, y el escaso interés, en general, de los agentes participantes en subastas de energía por vender un

¹ En los contratos *full requirement* utilizados por las distribuidoras en los Estados de Maryland (contrato *Standard Offer Service* (SOS)), Nueva Jersey (contrato *Basic Generation Service* (BGS)) e Illinois (CPP & BGS *Supplier Forward Contract*), se incluyen los pagos de capacidad, energía, servicios auxiliares y transporte. Asimismo, en el caso de Maryland e Illinois, el contrato incluye una prima por energías renovables.

² La característica dominante de la subasta de septiembre de 2006 en Illinois fue los precios altos en relación a los precios medios resultantes del mercado (Midwest ISO y PJM). Esto condujo a un replanteamiento, por parte de Illinois Commerce Commission ("ICC"), del procedimiento de adquisición de energía para las distribuidoras, que se concretó en un nuevo plan (enero de 2009) para la compra de su suministro (junio 2009 hasta mayo de 2011) por medio de subastas de productos estándares base y punta.

³ Vender un producto *full requirement* exige que los vendedores sean capaces de replicar un mix de generación diversificado, es decir, que sean una versión a escala del mercado, lo que constituye un inconveniente para las pequeñas compañías generadoras especializadas en una única tecnología. Para que estas compañías puedan participar en la subasta y proveer la energía requerida en el contrato *full requirement*, necesitan negociar acuerdos con otros generadores, lo que les hace incurrir en costes de transacción para encontrar y negociar los acuerdos necesarios para participar en estas subastas. Esto no es un problema para los grandes generadores con un mix de generación diversificado que les permita adaptar su oferta al perfil de la demanda.

producto *full requirement*, tal y como han manifestado en los cuestionarios realizados por la CNE y los Organizadores de las subastas CESUR.

En este punto cabe destacar que actualmente la cotización de los mercados a plazo se concentra en el producto carga base. Todo ello lleva a desestimar la subasta *full requirement*, en esta fase inicial en la que se establece la TUR, quedando pendiente la introducción de una subasta de este tipo en el futuro, en el caso de que la evolución de los mercados de derivados con subyacente el precio spot español y los agentes que participan en ellos garantizaran su implantación. Si dichas condiciones se dieran en el futuro, con el mecanismo de subasta *full requirement* para establecer la TUR, se trasladarían los riesgos de precio y cantidad del CUR al vendedor de la subasta. La aplicación de los resultados de una subasta *full requirement* simplifica la formulación de la TUR, ya que dicha tarifa sería el resultado de la suma de la tarifa de acceso, un margen de comercialización y el resultado de la subasta.

6. La formulación incluida en la propuesta de Orden construye *ad hoc* los distintos componentes de costes estimados del suministro de los clientes del CUR para entrega de energía en un periodo futuro, incluyendo los componentes estimados de riesgo que recaen sobre el CUR y sobre el consumidor sujeto a la TUR.

La fórmula establecida en la propuesta de Orden permite reflejar un coste estimado de la energía para las TUR (con y sin discriminación horaria), pero plantea determinadas incertidumbres en cuanto a la determinación de algunos componentes y su traslación en términos del perfil del consumidor al que aplica.

7. Algunos de los componentes del coste de la energía están basados en datos históricos, lo que es una aproximación a la estimación de dichos costes y puede suponer un riesgo para el CUR o una sobrevaloración de la TUR que deba pagar el consumidor, dependiendo del sesgo real de introducir las aproximaciones en las variables mencionadas. Los factores contruidos a través de datos históricos que configuran el coste de energía en la TUR son el sobrecoste y los factores de apuntamiento. Otros, como la prima de riesgo, la ponderación de la energía utilizada en el cálculo de los productos o el coste de comercialización, han sido contruidos de forma no justificada en la propuesta de Orden.

Debido a la incertidumbre sobre el sesgo de las variables utilizadas en la composición del coste de la energía, se considera que la revisión de las tarifas no debería ser superior al trimestre. Asimismo, se propone profundizar sobre la valoración de cada uno de los componentes de coste que se incluyen en la fórmula.

En el siguiente cuadro se incluyen los distintos componentes del coste de la energía para el tercer trimestre de 2009, tanto para la TUR con discriminación horaria como en un periodo⁴.

⁴ Se incluye el precio de base del Q3-09 (40,50 €/MWh) en el OTC, a 18 de mayo de 2009, y se estima el producto punta un 5% superior al precio del producto base, relación obtenida en la 8ª subasta CESUR.

Cuadro 2. Estructura de los componentes del coste de la energía y el margen comercial correspondiente al tercer trimestre de 2009

	Tarifa A	Tarifa DHA
CCpunta	31,4%	24,4%
CCvalle	49,0%	57,1%
Prima de riesgo	4,0%	4,1%
Pago Capacidad	8,2%	6,7%
Margen	7,4%	7,7%
TOTAL	100,0%	100,0%

Fuente: CNE

8. Asimismo, cabe señalar que la formulación del coste de la energía debería establecerse sobre el perfil de los consumidores acogidos a la TUR. Sin embargo, no se dispone ni de las medidas de energía, ni del perfil estimado de los clientes que se pueden acoger a la TUR, por lo que todos los cálculos en la TUR se realizan sobre un perfil inicial de los consumidores acogidos actualmente a tarifas 2.0 y 2.0 DH, como mejor aproximación del perfil de los CUR. En este sentido se desconoce el impacto de utilizar los perfiles disponibles de la 2.0 y 2.0 DH para establecer la TUR.

Esta Comisión considera necesario profundizar en la elaboración de un perfil adecuado para la elaboración de la TUR, a efectos de reducir riesgos para el CUR/sobrevaloración del coste de energía en la TUR. Cabe señalar que esta Comisión remitió, en julio de 2006, al MITC una propuesta de elaboración de un panel de consumidores domésticos que, de haberse implementado a tiempo, hubiera proporcionado información de perfiles de consumidores para la elaboración de la TUR más ajustados que los vigentes.

9. Teniendo en cuenta que el CUR debe contratar el suministro de los consumidores acogidos a la TUR, se considera necesario que se fijen con antelación suficiente los factores de ponderación de los precios a plazo que se determinarán en la fórmula de la TUR, en cualquier caso antes de la celebración de las subastas cuyos precios serán tenidos en cuenta para establecer el coste de la energía de la TUR. El CUR debe conocer dichas ponderaciones con el tiempo suficiente, para adquirir la energía en las distintas subastas.

10. La formulación del coste de la energía de la propuesta de Orden no incluye referencias del mercado spot en el coste de energía lo que se considera adecuado a efectos de reducir el riesgo de precio del CUR en la adquisición de la energía para la cartera de clientes acogidos a la TUR, cuya actividad no está sujeta a las liquidaciones reguladas de acuerdo con el RD 485/2009. No obstante no se evita totalmente el riesgo de precio debido a que los precios subastados, incluidos en la fórmula corresponden a precios de productos planos (misma carga en cada hora de entrega) diferentes al perfilado de precios horarios, lo que justifica que se introduzca un ajuste en el apuntamiento de cada producto. Asimismo, para el caso de la TUR con discriminación horaria, el periodo de punta (periodo 1) no coincide con la punta del producto a subastar, lo que origina nuevos ajustes la fórmula del coste de la energía.

11. Los precios de los mercados a plazo que se incluyen en la fórmula del coste de la energía son los productos punta o *peak* (de 8 a 20 horas de lunes a viernes) y valle "sintético" u *off-peak* (construido a partir del producto base menos el punta, ponderado por las horas de entrega de cada producto).

Cabe señalar que la definición del producto punta no incluye la punta del consumidor doméstico ni coincide con la del periodo tarifario 1 de la TUR en dos periodos. Como consecuencia, se aplican factores de apuntamiento sobre los precios de los productos subastado que aplanan la referencia

de precio proporcionada en la TUR (se aplicaría un factor de apuntamiento positivo en el producto de valle y negativo en el de punta) haciendo que las señales de precio no sean adecuadas para el consumidor.

Se constata la falta de señales a la demanda, en particular, el nulo impacto para el consumidor acogido a TUR y para el CUR de disponer de equipo horario, debido a que las medidas de su consumo no se reflejarán en la TUR y a que la liquidación se realizará de acuerdo con los perfiles teóricos del grupo de consumidores.

12. Se considera necesario utilizar en la formulación del coste de la energía, las referencias de precios de productos a plazo estándares, conocidos por los agentes y sobre los que previsiblemente vaya a existir suficiente presión competitiva en la subasta, con diversidad de participantes en la misma.

No obstante, el producto de punta establecido no recoge adecuadamente la punta doméstica, por lo que la señal de precio que se proporciona en la TUR no sería adecuada. En una fase posterior de desarrollo de la TUR, se podría subastar un producto punta con un desplazamiento de las horas de punta del producto a subastar hacia la punta doméstica (22-23 horas), sin ampliar el rango de horas del producto a subastar.

13. La ponderación de energía del producto de punta en la fórmula del coste de la energía es elevada (36% de las horas de cada semestre). En este sentido cabe señalar que hasta ahora se han subastado menores cantidades de producto de punta que de producto de base en las subastas 7ª y 8ª CESUR (6% y 16%, respectivamente, de producto punta sobre el volumen total subastado con entrega trimestral, ya que no se ha subastado producto punta semestral) por lo que se recomienda no subastar todo el volumen en una única subasta (en el Cuadro 3 se refleja la información del volumen subastado de punta, así como el número de participantes en la subasta y el número de adjudicatarios de producto punta – información confidencial). La propuesta de Orden introduce una única subasta CESUR para establecer la TUR el 1 de julio de 2009, dado que no se dispone de suficiente tiempo para realizar más subastas antes de dicho plazo.

Cuadro 3. Séptima y octava subastas CESUR: volumen subastado de producto punta, participantes y adjudicatarios
CONFIDENCIAL

Establecer el precio de la TUR para el segundo semestre de 2009, a través de una única subasta (la de junio de 2009) conlleva el riesgo de no obtener suficiente presión competitiva en la subasta, según la experiencia adquirida en subastas anteriores y, en caso de no adjudicar todo el volumen de compra de las CESUR (bien no subastando toda la cantidad o aplicando regla de reducción de volumen), conlleva el riesgo para el CUR de no adquirir todo el volumen necesario de energía al precio que se vaya a incluir en la TUR. En este sentido se considera necesario disponer de diferentes referencias de precios (más de una subasta) para establecer la TUR.

14. En el “Informe de valoración preliminar sobre las subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR”, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de enero de 2008, se valoraban positivamente las EPEs por contribuir a incrementar la presión competitiva en las subastas CESUR, así como por fomentar la entrada de nuevos comercializadores y/o ayudar el establecimiento de comercializadores independientes, proporcionándoles un mecanismo de aprovisionamiento o cobertura a plazo. En este sentido, y dado el grado elevado de integración vertical existente en el mercado eléctrico, se considera necesario la reactivación del programa de EPEs como medida pro-competitiva orientada fundamentalmente a impulsar la competencia en el mercado minorista.

15. Según la propuesta de Orden el coste de energía es una función de los precios a plazo de productos estándares (base y punta) en mecanismos de subasta vigentes (CESUR y OMIP), teniendo en cuenta que el producto punta únicamente se ha subastado en CESUR, ya que en OMIP no se cotiza dicho producto.

16. La disposición adicional segunda del RD 485/2009 establece que el saldo resultante entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema será considerada como un ingreso o coste liquidable del sistema, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Se considera que deberían revisarse las pérdidas estándares aplicadas y ajustar los perfiles utilizados en la liquidación de los consumidores sujetos a TUR a perfiles acordes con la realidad, a efectos de reducir el impacto de dicho saldo sobre los costes de acceso de los consumidores.

17. Se fija el margen de comercialización en una cuantía fija en función de la potencia contratada (4 €/kW y año) si bien no se dispone de información justificativa y los datos disponibles por la CNE, aportados por las empresas, difieren de dicho valor y muestran una elevada heterogeneidad entre sí. Se considera necesario establecer un grupo de trabajo configurado por los comercializadores de último recurso (tanto del sector eléctrico como del sector gasista) y la CNE para evaluar los costes en los que incurre el CUR y que se incorporarán en la TUR.

2.3 Sobre el procedimiento de subasta para establecer los precios a plazo de referencia en la TUR

18. En la actualidad conviven en el MIBEL dos mecanismos de subasta de energía, en los que se subastan productos similares (producto carga base con entrega a plazo). Los adquirentes obligados a acudir a las subastas son los distribuidores españoles y el CUR portugués, y el número y el tipo de agentes vendedores en ambas subastas es el mismo. Dichos mecanismos son las subastas de contratación de energía para el suministro de último recurso (CESUR), gestionadas actualmente por OMEL, como Organizador de la subasta, y las subastas de adquisición obligatoria de los distribuidores españoles y el CUR portugués, gestionadas por OMIP-OMIClear.

Asimismo, los contratos negociados en ambas subastas (CESUR y OMIP) tienen entrega en la zona española del MIBEL y, por tanto, el precio subyacente bajo el que se liquidan es el precio español de la electricidad. En la actualidad, en OMIP no se cotizan productos a plazo con subyacente el precio en la zona portuguesa, a pesar de que durante un número elevado de horas hay diferencia de precios entre ambas zonas. Cabe señalar que en la 7ª y 8ª subastas CESUR se ha negociado un producto en carga punta⁵ con entrega trimestral, mientras que en OMIP no aparece listado dicho producto.

19. No obstante, el objetivo de ambas subastas es distinto. Las subastas OMIP-OMIClear fueron establecidas de acuerdo con el Convenio de Santiago de Compostela de 2004, para fomentar la liquidez de forma transitoria en el mercado continuo. Cabe destacar el impacto positivo para los agentes participantes en el MIBEL de disponer de un mecanismo de contratación de energía a plazo a través del mercado regulado OMIP, que proporciona referencias públicas de precios de mercado a plazo. Por su parte, las subastas CESUR, tal y como establece la Orden ITC/400/2007, tienen como objetivo la adquisición regulada de las compras de energía de los CUR, de forma transitoriamente hasta que se establezca el SUR. Esta subasta ha servido como un mecanismo de contratación de energía a plazo por el distribuidor y el comercializador de último recurso.

⁵ Entrega en las 12 horas comprendidas entre las 8h y las 20h, todos los días excepto los sábados, domingos y festivos nacionales no sustituibles, del periodo considerado.

Asimismo, los mecanismos de cada subasta son distintos. Las subastas OMIP-OMIClear son subastas semanales y de un determinado grupo de productos, en las que los miembros negociadores de dicho mercado (los distribuidores y el CUR portugués, de forma obligatoria) realizan sus ofertas de compra y venta en el periodo en el que dura la sesión. El precio de la subasta es único y se corresponde con el precio determinado en un segundo aleatorio del último minuto de negociación de la subasta, a partir de un orden de mérito con las ofertas de compra más caras y las ofertas de venta más baratas. OMIP, de acuerdo al artículo 58 del Reglamento de Negociación, puede “cancelar operaciones realizadas en el mercado cuando dichas operaciones hayan sido efectuadas a precios manifiestamente desfasados de los verificados en el Mercado, o cuando entienda que las mismas son contrarias a la Normativa Nacional y a las Reglas de Negociación” y, de acuerdo al artículo 2 del Reglamento de Negociación de OMIP, la entidad supervisora del mercado de futuros es la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM). Existe una cámara de compensación y un sistema de garantías multilateral establecido en las reglas de dicho mercado. Recientemente (desde el 2 de marzo de 2009), OMIP-OMIClear permite registrar posiciones OTC con contratos forward, cuya liquidación es física, y contratos swap, cuya liquidación es financiera, ambos con el mismo subyacente de los futuros MIBEL carga base⁶.

Las CESUR son subastas reguladas por el MITC: (i) es un mecanismo multi-ronda, en el que para una demanda dada, los oferentes realizan pujas en sucesivas rondas en las que el precio va disminuyendo; (ii) la subasta se cierra cuando la demanda y oferta coinciden para todos los productos; (iii) dispone de mecanismos de protección de la subasta, tales como rangos de información a los participantes sobre el exceso de oferta (en lugar de valores concretos), *load caps*, regla de reducción de precios acorde con el exceso de oferta y un procedimiento de reducción del Volumen Objeto de Subasta (VOS); (iv) la subasta es supervisada por la CNE, que debe validar su resultado en un plazo de 24 horas desde la finalización de la misma; (v) las garantías son bilaterales y se establecen en las reglas de la subasta.

20. Teniendo en cuenta que el objetivo de estas subastas es proporcionar referencias de precios a plazo para la TUR, se considera que debería elegirse el mecanismo de subasta (OMIP o CESUR) más adecuado, y evitar mantener ambos mecanismos simultáneamente.

Por una parte, la utilización del mecanismo de subasta CESUR, de múltiples rondas, se caracteriza porque: (i) revela información a los participantes (precios y rangos de oferta agregada) a medida que va desarrollándose. De esta forma, los participantes no tienen necesidad de inferir el precio y se enfrentan a menor incertidumbre, al poder revisar y reajustar sus ofertas entre una ronda y la siguiente; (ii) al alcanzarse el precio a través de un proceso iterativo (multi-ronda) se elimina la denominada “maldición del ganador”, que puede producirse en las subastas de una sola ronda, en las que, debido a que los participantes tienen una sola oportunidad de ofertar, podrían registrarse sustanciales diferenciales de precio entre el ganador y el resto de participantes; (iii) e incorpora mecanismos de protección del nivel de competencia, tanto con anterioridad a su celebración como durante su desarrollo, que otras subastas no tienen, lo que proporciona mayor seguridad para el supervisor de dicha subasta (representantes de la CNE designados al efecto).

Por otra parte, las subastas gestionadas por OMIP se caracterizan por: (i) ser más sencilla su repetición en el tiempo por no estar sujeta a los requerimientos de calificación para la participación en la subasta establecidos en las subastas CESUR, lo que simplifica su gestión, al estar constituidas como sesiones específicas en un mercado en el que los agentes tienen depositadas las garantías necesarias; (ii) existen salvaguardas establecidas en las reglas de mercado respecto

⁶ A fecha 19 de mayo de 2009, no se han registrado en OMIP contratos forward OTC, y únicamente se han registrado los siguientes contratos swap OTC: 15 contratos YR-10 (19 de marzo de 2009) y 10 contratos Q3-09 (20 de marzo de 2009).

al precio de referencia en la subasta (límites de variación de precios) y (iii) el sistema de garantías aplicado podría ser utilizado para subastas como las CESUR, utilizando un único gestor de garantías (OMIClear), lo que facilitaría la gestión de las mismas a los agentes participantes. No obstante, en las subasta OMIP no se contemplan mecanismos de protección del nivel de competencia, más allá de los establecidos respecto a la formación de los precios. Adicionalmente, la CNE no es la entidad supervisora de dichas subastas. Esta competencia recae sobre CMVM. Cabe señalar que el objetivo de las subastas OMIP, obligatorias para las distribuidoras españolas, como mecanismo especial para generar liquidez en el mercado continuo, está específicamente indicado como transitorio, en el propio Convenio Internacional.

En consecuencia, se considera que en la actualización de los costes de la energía del suministro de último recurso deberían tenerse en cuenta, exclusivamente, los precios de equilibrio de las subastas CESUR, debido a que estas subastas incorporan mecanismos de protección del nivel de competencia y a que son supervisadas por la CNE. Asimismo, para limitar los riesgos de subastar un volumen significativo de energía de los CUR en una única subasta, en la que se podría registrar un reducido nivel de competencia, se propone que se celebre un mínimo de dos y un máximo de cuatro subastas CESUR, en las que se obtenga un mayor número de referencias de precios trimestrales de los productos que vayan a trasladarse a las TUR y se limite el riesgo en el que podrían incurrir los agentes por subastar toda la energía en una única subasta. Por tanto, no se considera adecuado subastar productos con entrega en el segundo semestre de 2009 en una única subasta en junio y productos con entrega en el primer semestre de 2010 en una única subasta que se celebre en el segundo semestre de 2009.

No obstante lo anterior, a pesar de que las CESUR sean subastas reguladas, las referencias de precios de mercado a plazo tienen un impacto directo sobre las subastas CESUR (precios de salida de la subasta, precios comparables por los agentes en la subasta, etc.), por lo que es necesario que dichos mercados financieros (OTC/OMIP) sean suficientemente líquidos y no manipulables. Cabe señalar que la CNE no es el organismo competente para evaluar si las referencias de precios OTC/OMIP disponibles son adecuadas para las subastas CESUR.

21. Debido a que las subastas reguladas CESUR servirán únicamente para el establecimiento de las tarifas de último recurso en el mercado eléctrico español, se considera que se debería limitar la participación exclusiva, por el lado de la compra, de dichos comercializadores.

22. Se considera adecuado el establecimiento de subastas CESUR de productos con liquidación por diferencias, si así se especifica en las reglas de la subasta, en la medida en que este tipo de subastas simplifican los procesos y abren la entrada a participantes financieros que pueden competir en las subastas con los agentes integrados, lo que redundará en un precio competitivo. En el caso de que las subastas fueran financieras se considera necesario incluir modificaciones importantes en el redactado de la Orden ITC/400/2007.

23. Se propone una serie de mejoras para las subastas establecidas en la propuesta de Orden, respecto al programa de subastas CESUR desarrolladas hasta ahora, basadas en la experiencia de los representantes de la CNE en la supervisión de las subastas. Dichas mejoras están contenidas en el Anexo II.

2.4 Sobre la información aportada

24. No se ha aportado, junto con la propuesta de Orden objeto del presente informe, memoria explicativa que justifique los supuestos, las previsiones y los cálculos utilizados para establecer los distintos componentes de la fórmula de la TUR. Dicha memoria hubiera facilitado la labor del Consejo Consultivo de Electricidad y de la CNE, del mismo modo que se ha facilitado para informe

preceptivo de la CNE de la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de la tarifa de último recurso de gas natural, una memoria justificativa en la que se detallan las hipótesis y el procedimiento utilizado para determinar las tarifas de último recurso de gas natural.

Se considera que debiera haberse justificado en memoria explicativa, la estructura de tarifas de último recurso y la modificación de la estructura de tarifas de acceso, los productos objeto de subasta, los coeficientes de ponderación de las subastas, la fórmula de determinación del coste de la energía, las hipótesis de cálculo y conceptos de costes incluidos en el margen de comercialización de las tarifas de último recurso y las hipótesis subyacentes en la fórmula propuesta para la prima de riesgo.

2.5 Sobre el plazo para implementar el nuevo modelo de suministro

En relación con los plazos disponibles para la implementación del nuevo modelo de suministro es importante señalar las siguientes consideraciones:

25. Las empresas distribuidoras disponen hasta el 1 de julio para comunicar a las comercializadoras de último recurso la información de los contratos suscritos con los clientes a tarifa, por lo que las CUR no dispondrán de la información necesaria con la antelación suficiente para adaptar sus sistemas e implementar el ciclo comercial.

Adicionalmente, es importante señalar que los CUR deben disponer, además de la información de los contratos, de información sobre las pautas de consumo de sus clientes, aspecto este último no contemplado en la propuesta de Orden, con objeto de poder realizar las compras de energía necesarias para el suministro de los clientes que les serán transferidos a partir del 1 de julio.

26. Las empresas comercializadoras de último recurso necesitan conocer con suficiente antelación el procedimiento de cálculo del coste de energía, para tomar las decisiones que consideren más eficientes en relación con sus compras de energía. Sin embargo, a fecha actual no hay plazo suficiente para implantar más de una subasta CESUR, si bien sería necesario utilizar más de una referencia de precios y evitar subastar toda la demanda de los CUR en una única subasta, máxime en el caso del producto de punta.

27. El organizador de la subasta debe disponer del tiempo necesario para organizar las subastas y promocionar los productos que van a ser objeto de subasta, con el fin de que éstas sean lo más competitivas posible, máxime en el caso del subastar un producto financiero en el que se pueden añadir nuevos agentes a los ya participantes en el mercado. Cabe señalar que algunos candidatos a vender en las próximas subastas CESUR son compradores de opciones en las subastas EPE cuya entrega coincida con los productos subastados en CESUR.

Existe un conjunto de agentes que han resultado adjudicatarios de opciones de compra en la 6ª y 7ª subastas EPE y que tienen posiciones largas (han adquirido opciones de compra) respecto a los contratos con entrega posterior al 1 de julio de 2009. Dichos agentes podrían acudir como vendedores a las subastas que sirvan de referencia para la fijación de la TUR, con el objeto de deshacer sus posiciones abiertas. En el Cuadro 4 se muestra la posición agregada de los adjudicatarios en la 6ª y 7ª subastas EPE para productos con entrega en los trimestres tercero y cuarto de 2009 y en el primer trimestre de 2010, así como el número de adjudicatarios por contrato (información confidencial).

Cuadro 4. Posiciones abiertas de los adjudicatarios en la 6ª y 7ª subastas EPE con entrega posterior al 1 de julio de 2009 y número de agentes con posiciones abiertas, por tipo de contrato

	Q3-09 (MW)	Q4-09 (MW)	Q1-10 (MW)
Productos base	1.070	270	270
Productos punta	480	130	130

(Número de agentes con posiciones abiertas CONFIDENCIAL)

Cabe destacar que los contratos adquiridos en estas subastas EPE son opciones de compra con liquidación financiera y que según la disposición adicional octava (subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de las comercializadoras de último recurso) de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009, los contratos de adquisición de energía regulados en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, se podrán liquidar por entrega física o por diferencias, según se establezca en las reglas de la subasta.

28. Es necesario señalar que los consumidores con derecho a suministro de último recurso no cuentan con las herramientas necesarias para comparar y decidir qué opción de suministro consideran más adecuada.

Esta Comisión ya indicó en su Informe 34/2008 la necesidad de efectuar un esfuerzo significativo para informar de forma transparente a los consumidores, de los cambios que se introducen en el modelo que conocen de suministro a tarifa regulada, de sus posibilidades de suministro, de sus efectos, así como de su obligación a buscar suministrador. Se constata que debido al limitado plazo de implantación del mecanismo de traspaso del SUR, podrían registrarse, en una primera fase, dificultades para la implementación del nuevo modelo de suministro.

29. En particular, en esta primera fase, se constata la falta de tiempo para el desarrollo, implementación y firma de contratos entre consumidores y CUR.

2.6 Sobre los consumidores sin derecho a TUR

30. El Real Decreto 485/2009 establece en su disposición adicional decimotercera que las empresas distribuidoras deberán incluir en todas las facturas que remitan a sus clientes con contrato en vigor en el mercado a tarifa, una carta informativa sobre el nuevo modelo de suministro. En particular, con la carta se le informa de la obligación de contratar su suministro con una empresa comercializadora y de que en caso de no contratar pasarán a ser suministrados por la comercializadora de último recurso que le corresponda, a un precio que será superior al del mercado.

La propuesta de Orden introduce una novedad en relación con el traspaso de los clientes a la comercializadora de último recurso no contemplada en los modelos de carta recogidos en el Anexo de Real Decreto 485/2009. En concreto, se establece que una vez transcurridos tres meses sin que el consumidor contrate su suministro con un comercializador libre se considerará rescindido el contrato entre el consumidor y el comercializador de último recurso, (si bien la Disposición transitoria cuarta se amplía el periodo, sólo para los consumidores en baja tensión, hasta el 1 de abril de 2010).

Al respecto, es importante indicar que el pasado 1 de julio de 2008 se suprimieron las tarifas integrales aplicables a los clientes de alta tensión (con la excepción de la tarifa especial G.4 y la tarifa de distribuidores) y que a 31 de enero de 2009 aún estaban siendo suministrados por empresas distribuidoras en torno a 27.000 clientes de alta tensión. Se estima que a partir del próximo 1 de julio de 2009 no tendrán derecho al suministro de último recurso aproximadamente

1,3 Millones de consumidores. Teniendo en cuenta la experiencia con la supresión de tarifas de alta tensión, el 1 de octubre de 2009 podrían quedarse sin suministro un colectivo importante de clientes.

En consecuencia, se consideran necesarias las siguientes acciones:

- 1) Modificar los modelos de carta a remitir a los consumidores sin derecho a suministro de último recurso con objeto de informarles de que se les rescindirá el contrato si no proceden a contratar el suministro con una empresa comercializadora en el plazo de tres meses.
- 2) Desarrollar⁷ una campaña de información que deberá dirigirse a los consumidores afectados. Dicha campaña debería llevarse a cabo tanto por el MITC y la CNE con el objetivo de informar sobre las nuevas condiciones de suministro, como por las comercializadoras con el objetivo de atraer a los consumidores que se queden sin tarifa. El consumidor deberá elegir suministrador en un plazo muy breve de tiempo y, por tanto, debería facilitársele, al máximo, la información sobre sus derechos y sobre sus opciones, con la mayor transparencia posible.

Asimismo, se considera necesario establecer que los ingresos adicionales percibidos por los CUR en concepto de aplicación de los recargos contemplados en el artículo 21.2 y la Disposición transitoria cuarta sean considerados como ingresos liquidables. A tales efectos los CUR deberán abonarlos a las empresas distribuidoras a las que se encuentren conectados los consumidores para su consideración en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas.

2.7 Sobre la metodología de establecimiento de la TUR y las Tarifas de Acceso

31. La propuesta de Orden establece la estructura y la metodología de cálculo de las tarifas de último recurso y modifica la estructura de las tarifas de acceso aplicables a los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.

Se considera que queda pendiente el desarrollo de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso, así como la justificación para introducir una tarifa de acceso diferente a los clientes de menos de 10 kW y a los de más de 15 kW, acogidos al mismo nivel de tensión. Se insiste en la necesidad, manifestada en sucesivos informes, de definir la metodología para el establecimiento de tarifas de acceso. Dicha metodología debiera contener al menos los siguientes aspectos:

- (1) Definir claramente los principios generales que van a dirigir el establecimiento de precios regulados.
- (2) Establecer los costes que deben ser recuperados con cargo a los precios regulados.
- (3) Determinar las variables inductoras de cada uno de los componentes de costes.
- (4) Identificar a aquellos colectivos de consumidores con características similares.
- (5) Establecer los criterios de asignación de cada uno de los componentes de coste a cada uno de los segmentos de clientes, para que a partir de las variables inductoras de coste disponibles por el regulador, se obtenga cada componente de coste asignado a cada grupo de consumidores considerados.
- (6) Definir una estructura tarifaria coherente de tarifas de acceso y tarifas de último recurso, que relacione factores de coste y segmentos de clientes.
- (7) Establecer la periodicidad de revisión de los distintos precios regulados.

⁷ Aspecto ya señalado en el "Informe 34/2008 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica".

2.8 Sobre la función de la CNE en el proceso de propuesta de tarifas y precios

32. El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, establece en la Disposición adicional séptima que la CNE, de acuerdo con la función primera establecida en la Ley 34/1998, deberá remitir dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de revisión de las tarifas eléctricas, junto con la una memoria explicativa en la que se detallen los supuestos, previsiones y cálculos utilizados.

Por otra parte, el Real Decreto 485/2009 establece en el artículo 7 que la Dirección General de Política y Minas revisará al menos semestralmente el coste de la energía eléctrica y que, para ello, la CNE deberá elaborar una propuesta concreta en la que se determine para cada tramo tarifario el precio máximo y mínimo.

Finalmente, la propuesta de Orden establece en la Disposición adicional tercera que la CNE deberá elaborar una propuesta en la que se detalle para cada tarifa: 1) los valores de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, de los peajes de acceso considerados suficientes⁸, 2) los valores del coste estimado y 3) el margen de comercialización, antes de que transcurran 72 horas desde que finalice la última subasta CESUR.

Esta Comisión considera necesario aclarar el alcance y periodicidad de las propuestas que sobre los precios regulados debe remitir esta Comisión. Al respecto, se consideraría adecuado elaborar una propuesta completa (tarifas de acceso, composición de términos de la TUR, margen comercial y propuestas metodológicas) con carácter anual, coincidente con la revisión de las tarifas de acceso a las redes que con carácter anual, como indica el Real Decreto 871/2007, mientras que la revisión trimestral/semestral del componente de la energía implícito en las tarifas de último recurso debiera ser una actualización automática, resultado de la aplicación de una fórmula.

33. Asimismo, sería necesario que se especificara la función que implica a la CNE la elaboración de propuesta de TUR, debido a que si bien el Real Decreto 871/2009 establece que será bajo la función primera, ni el Real Decreto 485/2009 ni la propuesta de Orden lo indican. Cabe señalar que lo anterior tiene implicaciones en los plazos de los que se dispone, en la medida en que bajo la función cuarta sería necesario convocar al Consejo Consultivo de Electricidad.

34. La propuesta de Orden contiene algunos elementos que introducen incertidumbre sobre el procedimiento de cálculo y actualización de la tarifa de último recurso (tales como, la posibilidad de revisiones para periodos superiores al trimestre, modificación mediante resolución de los factores de ponderación, revisión de los coeficientes de discriminación horaria y posibilidad de revisar el margen de comercialización con el coste de energía entre otros), por lo que por estabilidad regulatoria se considera necesario que se determinen previamente a la propuesta de la CNE, ya que en caso contrario, no sería posible cumplir con el mandato.

2.9 La función de la CNE en la supervisión de las subastas

35. Respecto a la posible no inclusión del resultado de una subasta CESUR en la fórmula de la TUR, se considera que, por estabilidad regulatoria, deberían estar determinados previamente por la SEE los criterios para que, una vez validada la subasta por la CNE y en el mismo plazo de tiempo (24 horas), esta Comisión pueda proponer no utilizar el resultado de la subasta para el cálculo del coste estimado de la energía en la TUR.

⁸ El RDL6/2009 determina la posibilidad de que dichos peajes de acceso no sean suficientes hasta 2013.

No sería posible por la CNE haber validado la subasta y a su vez recomendar la no utilización de su resultado, a no ser que existan criterios previos definidos que justifiquen su no consideración. Cabe destacar que respecto las subastas OMIP esta Comisión no tiene función supervisora de este mercado, ni capacidad para solicitar directamente información al gestor de la subasta (OMIP) que permita realizar un seguimiento directo de la misma.

3 COMENTARIOS AL ARTICULADO EN RELACIÓN CON EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

3.1 Artículo 4. Formalización y adaptación de contratos

El artículo 4 de la propuesta de Orden establece que, a partir del 1 de julio de 2009, quedarán extinguidos los contratos de suministro a tarifa integral suscritos con las empresas distribuidoras, para aquellos clientes que hayan optado por contratar los servicios una comercializadora distinta de la suministradora de último recurso que les corresponda.

Asimismo, establece que las condiciones generales de los contratos entre el consumidor y el distribuidor quedarán automáticamente incorporadas en los contratos de ese mismo consumidor con el comercializador de último recurso al que es traspasado, para lo cual el distribuidor deberá traspasar todos los datos de los contratos de los clientes a tarifa a los comercializadores de último recurso correspondientes.

En relación con lo anterior, es preciso realizar las siguientes consideraciones.

En primer lugar, el artículo 4.1 de la propuesta de Orden establece que el 1 de julio de 2009 se entenderán automáticamente extinguidos los contratos de suministro a tarifa realizados entre los distribuidores y los consumidores *“en el caso de que éstos hayan optado por suministrarse mediante contratos con cualquier empresa comercializadora distinta del suministrador de último recurso que les corresponda”*.

Cabe señalar que, si bien el citado artículo se refiere a la extinción de los contratos entre los distribuidores y los clientes que hayan optado por suministrarse por cualquier comercializador distinto del CUR que le corresponda, de acuerdo al artículo 3 de la propuesta de Orden, desde 1 de julio de 2009 quedará extinguido el suministro a tarifa en todos sus términos, lo que conllevará la extinción de los contratos de tal clase de suministro, con independencia de que los antiguos clientes a tarifa elijan suministrador o se les asigne uno por disposición legal.

En consecuencia, se propone la supresión del apartado 1 del artículo 4.

En segundo lugar, el cliente dispone hasta el 30 de junio de 2009 para elegir suministrador, por lo que la empresa comercializadora de último recurso no conocerá hasta ese momento los clientes que le serán transferidos, bien por no haber elegido éstos comercializador, bien por no tener un contrato en vigor con un comercializador (caso de clientes sin derecho a TUR). En consecuencia, las empresas distribuidoras no podrán comunicar los datos de los contratos a tarifa de sus clientes al suministrador de último recurso antes del 1 de julio de 2009.

Al respecto es importante señalar que: 1) el comercializador de último recurso deberá contar con la información de los contratos en el plazo de tiempo suficiente que le permita la adaptación de los sistemas informáticos y de sus procesos comerciales y 2) las subastas de adquisición de energía

deberán realizarse previamente al traspaso de los clientes del distribuidor al comercializador de último recurso, por lo que sería deseable que este último conociera con cierta anticipación el volumen de energía al que deberá suministrar. La no transferencia de la información necesaria para la puesta en marcha del suministro de último recurso, se traducirá probablemente en un mayor riesgo.

Teniendo en cuenta lo anterior se propone que el distribuidor remita la información relativa a los contratos y la relativa a las características de consumo antes del 15 de junio de 2009. Si bien no se elimina el riesgo, en la medida en que los consumidores disponen hasta el 1 de julio para elegir comercializador.

Finalmente, respecto a la incorporación automática de las condiciones generales de los contratos de suministro, se considera necesario establecer el régimen jurídico que regula la relación contractual entre el consumidor acogido a la tarifa de último recurso y el comercializador de último recurso, aspecto ya indicado en el Informe 34/2008 de la CNE (véase Anexo I del presente informe).

En relación con lo anterior, es importante señalar que las condiciones generales de los contratos de suministro están establecidas en el Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio, por el que se modifican el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y el modelo de póliza de abono para el suministro de energía eléctrica y las condiciones de carácter general de la misma, por lo que se considera necesario adaptar la regulación de las relaciones contractuales entre el consumidor y el suministrador de energía eléctrica, máxime teniendo en cuenta el nuevo modelo de suministro.

3.2 Artículo 5. Facturación de suministros a tarifa pendientes

El artículo 5 de la propuesta de Orden regula la imputación de las facturas pendientes de cobro de los consumidores transferidos, entre empresas distribuidoras y comercializadoras de último recurso.

En concreto, se establece que los comercializadores de último recurso deberán incluir en su factura, los suministros a tarifa pendientes de los consumidores que le hayan sido transferidos. Los consumos imputables a cada sujeto se prorratearán en función del número de días suministrados por cada empresa. Las comercializadoras estarán obligadas a abonar a las empresas distribuidoras, en el plazo de un mes desde la fecha de facturación, el importe total pendiente de cobro a la fecha de entrada en vigor del suministro de último recurso.

La aplicación estricta de lo establecido en la propuesta de Orden supondría que sólo se podría incluir en la factura las cantidades pendientes de los consumidores transferidos, pero no de los que han elegido comercializador de último recurso. No obstante, se considera que los distribuidores deben recibir el importe pendiente de los suministros realizados con independencia del modo por que el anterior cliente haya pasado a serlo de un comercializador de último recurso (por elección de dicho cliente o por asignación legal).

En consecuencia, se propone reemplazar la expresión “...los consumidores que les hayan sido transferidos” por “...los consumidores que bien les hayan sido transferidos o bien les hayan elegido como comercializador de último recurso”, con el objeto de dar un sentido general de aplicación de la medida, independientemente de si el consumidor ha elegido o ha sido asignado a un CUR por disposición legal.

3.3 Artículo 9. Determinación del coste estimado de la energía

La propuesta de Orden establece que el término de potencia de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de potencia de la tarifa de acceso correspondiente al punto de suministro el coste de comercialización. Asimismo, el término de energía de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de energía de la tarifa de acceso el coste de la energía determinado.

El artículo 9 apartado 1 establece que el coste de la energía de la tarifa de último recurso se calculará para cada trimestre añadiendo al coste estimado del mercado diario y el coste de los servicios complementarios, incrementados por una prima de riesgo, los pagos por capacidad, todo ello incrementado por el coeficiente de pérdidas estándares.

En el apartado 2 de este mismo artículo se determina el procedimiento de cálculo a aplicar en caso de que en las tarifas se fijen para un periodo superior al trimestre.

Se considera que en la propuesta de Orden que finalmente se publique debieran contemplarse los siguientes aspectos:

En primer lugar, la fórmula de la propuesta de Orden es multiplicativa, de tal forma que el coste estimado de la energía se multiplica por un factor de sobrecostes (que intenta recoger los sobrecostes del mercado intradiario, de las restricciones técnicas y de la operación del sistema) y por una prima de riesgo. Esto es,

$$CE_p = [CEMD_p * FSC_p * (1 + PR_p) + CAP_p] * (1 + PERD_p)$$

El artículo 12 de la propuesta recoge que el factor de sobrecostes (FSC_p) para un perfil de demanda es el ratio entre el coste de la energía incluyendo los sobrecostes y el coste de la energía valorada al precio del mercado diario.

Cómo se señala en el punto 3.6 del presente informe, con objeto de minimizar el error de previsión de los sobrecostes del mercado intradiario, de restricciones técnicas y de la operación del sistema, se considera más adecuado que el coste de los servicios complementarios se establezca en los mismos términos que el coste estimado de la energía (es decir, en €/kWh en barras de central).

Por otra parte, la prima de riesgo, recogida en el artículo 13 de la propuesta de Orden, refleja el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso supone el desfase existente entre el momento de en que se realiza la contratación y el momento de entrega, por lo que se considera que la prima de riesgo únicamente debería afectar al coste estimado de la energía en el mercado diario.

Adicionalmente, es preciso señalar que en la propuesta de Orden no se establecen los coeficientes de pérdidas y los precios correspondientes a la financiación de los pagos por capacidad que correspondería aplicar a los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW. Esta Comisión considera necesario que se aclare que, en tanto no se establezca lo contrario, serán de aplicación los coeficientes de pérdidas y los precios correspondientes a la financiación de los pagos por capacidad los establecidos en la normativa vigente para las tarifas 2.0 A y 2.0 A DHA.

En consecuencia, se propone una fórmula de carácter aditivo. Esto es, que al coste estimado de la energía ($CEMD_p$) incrementado por la prima de riesgo ($1 + PR_p$), se le añadiera el sobrecoste del mercado intradiario, de las restricciones técnicas y de la operación del sistema y el coste de los pagos por capacidad.

$$CE_p = [CEMD_p * (1 + PR_p) + FSC_p + CAP_p] * (1 + PERD_p)$$

En segundo lugar, si bien se establece que el coste de la energía se calculará trimestralmente, en la propuesta de Orden no queda claro con qué periodicidad se va a revisar la tarifa de último recurso, al establecerse en el apartado segundo del artículo la forma de ponderación de los precios trimestrales cuando el coste de la energía se vaya a fijar para un periodo superior al trimestre.

Al respecto, es importante señalar que el artículo 7 del Real Decreto 485/2007 establece que el coste de producción de energía eléctrica se determinará al menos semestralmente, por lo que sería deseable que este aspecto fuera considerado en el redactado del artículo o, al menos, no se dedujera del mismo la posibilidad de determinar el componente de la energía para un periodo superior a seis meses.

No obstante lo anterior, esta Comisión insiste en que el componente de energía de la tarifa de último recurso debiera actualizarse automáticamente con carácter trimestral, con objeto de recoger adecuadamente la evolución del coste de la energía. La revisión trimestral es especialmente importante en la primera etapa de la introducción del nuevo modelo de suministro, en la medida en que existe un elevado grado de incertidumbre sobre los componentes de la fórmula, la prima de riesgo, el probablemente reducido número de referencias de precios dado el breve plazo para introducir subastas. Adicionalmente, cabe señalar que, esta propuesta es apoyada por la práctica totalidad de los agentes que han participado en las consultas públicas⁹ sobre metodología para el establecimiento de tarifas de acceso y tarifas de último recurso realizadas por la CNE en 2008.

En consecuencia, se propone la supresión del apartado 2 del artículo 9.

En tercer lugar, en caso mantener apartado segundo, se considera que antes de establecer la periodicidad de las subastas debería definirse explícitamente el periodo de aplicación de las tarifas de último recurso. Dicho periodo de aplicación debe estar definido antes de la celebración de las subastas para posteriormente establecer la periodicidad de las mismas y los productos que se van a subastar.

Cabe destacar que cuanto más amplios sean los periodos de revisión de las tarifas, más expuestos a riesgos estarán los comercializadores de último recurso. Por otro lado, la estacionalidad a la que se enfrentan los CUR, derivada de la demanda a la que tienen que suministrar y del coste de adquirir dicha energía, tiene un carácter marcadamente trimestral, por lo que, como han señalado numerosos miembros del Consejo Consultivo, no resultaría aconsejable diseñar periodos de actualización semestral que incluyan trimestres de comportamiento distinto.

La actual redacción del artículo 9 sólo se explica en el caso de que la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), que según la disposición adicional tercera de la propuesta

⁹ Con fecha 14 de febrero de 2008 la CNE publicó en su página web un documento de consulta pública para recabar de los agentes del mercado, sujetos del sistema eléctrico y gasista y otras entidades interesadas, su opinión acerca de los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en el sector eléctrico y del gas natural. Asimismo, Con fecha 12 de septiembre de 2008 la CNE publicó en su página web un documento de consulta pública para recabar de los agentes del mercado, sujetos del sistema eléctrico y otras entidades interesadas en España y Portugal, su opinión sobre la armonización de la metodología de establecimiento de tarifas de acceso en el ámbito del MIBEL.

de Orden es la entidad encargada de aplicar el procedimiento de cálculo de la TUR y de fijar los precios de las TUR, prevea la posibilidad de aplicar dichas tarifas por periodos superiores a los trimestrales. En ese caso, el cálculo de las distintas variables que componen la TUR, con datos históricos que afectan al mismo trimestre del año anterior, no tendría que modificarse o recalcularse bajo el supuesto de un periodo de aplicación superior al trimestre, sino que se calcularía para cada trimestre por separado y posteriormente se obtendría un coste medio ponderado para el periodo de aplicación de las tarifas.

Finalmente, en caso de realizar una revisión semestral, se establece que la ponderación del coste estimado para cada trimestre tendrá en cuenta el peso relativo de la energía a entregar en cada trimestre según los perfiles iniciales estimados. Asimismo, se señala que a efectos de calcular dichas ponderaciones se tendrá en cuenta la energía total consumida por todos los consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso.

Al respecto, es importante señalar que en el apartado 4 del artículo 7 del Real Decreto 485/2007 se establece que las empresas comercializadoras de último recurso deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPyEM) la previsión de sus respectivas curvas de carga correspondientes al periodo de cálculo del coste de la energía. Por tanto, en caso de que finalmente se optase por considerar la energía prevista en la ponderación de los precios de cada trimestre, sería necesario bien ampliar la solicitud de información a todos los comercializadores o bien considerar únicamente el consumo de los clientes suministrados por el CUR.

Esta Comisión considera necesario, en caso de mantener la posibilidad de realizar revisiones semestrales, aclarar la redacción del apartado segundo, ya que no queda claro si se han de tomar los perfiles o se ha de tomar la energía consumida para ponderar los precios de cada trimestre.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se propone la ponderación de los precios de acuerdo con perfiles iniciales, evitar incentivos a incluir previsiones de consumo para los trimestres más caros, elevando así el coste medio de la energía a incorporar en la tarifa de último recurso.

3.4 Artículo 10. Determinación del coste estimado de la energía en el mercado diario

El artículo 10 establece la fórmula de cálculo del coste estimado de la energía en el mercado diario (CEMD_p) a partir del coste de los contratos a plazo con entrega en la zona española del mercado ibérico de electricidad por medio de dos tipos de contratos, en carga base y carga punta.

Contratos a plazo

En concreto, el apartado 1 del artículo 10 establece que para calcular el coste de la energía en el mercado diario se considerará el coste de contratos a plazo con entrega en la zona española del MIBEL en los bloques de horas de base (en todas las horas y en todos los días) y de horas de punta, correspondiente a las horas de 8 a 20h de todos los días de lunes a viernes. El establecimiento de dicho producto punta tiene una serie de ventajas e inconvenientes que se pasan a describir a continuación.

Entre las ventajas, destaca la equivalencia del producto punta habitualmente negociado en los mercados europeos y el definido en la propuesta de Orden, lo que podría generar mayor competencia en la subasta que sirva de referencia para el establecimiento de la TUR, por su mayor liquidez y simplicidad a la hora de negociarlo. Esto es debido a que no depende de festivos

nacionales no sustituibles, al contrario de los productos negociados en la sexta y séptima EPE y en la séptima y octava CESUR¹⁰, lo que podría facilitar la entrada de entidades financieras y otros agentes participantes en otras subastas europeas de energía, máxime cuando existe la posibilidad que se negocien en las subastas productos con liquidación financiera¹¹, lo que redundaría en la obtención de un precio más competitivo para dicho producto.

Cabe señalar que dichas ventajas sólo aplicarían en el supuesto de que se subastara el mismo producto punta que el establecido en la propuesta de Orden en las subastas CESUR que sirvieran como referencia para la TUR.

Adicionalmente, en la sexta y séptima subastas EPE se subastaron, entre otros, productos en carga punta (de 8 a 20h de lunes a viernes exceptuando los festivos nacionales no sustituibles) con periodo de entrega anual cuya entrega finaliza en el Q3-09 para la sexta EPE y en el Q1-10 para la séptima. Aunque la definición del producto en carga punta no es totalmente equivalente a la recogida en la propuesta de Orden, quedan posiciones abiertas de agentes que han adquirido opciones de compra con liquidación financiera¹² sobre productos con entrega posterior al 1 de julio de 2009 en las subastas EPE, que podrían acudir a deshacer dichas posiciones en las subastas que sirvan de referencia para el establecimiento de la TUR.

Entre los inconvenientes, se puede citar: (i) el producto punta establecido en la propuesta de Orden no se ajusta bien al perfil de las curvas de carga de los CUR, porque el bloque de horas punta que se propone no se corresponde con la punta de demanda del mercado doméstico. Sin embargo, los factores de apuntamiento definidos en la propuesta de Orden estarían mitigando en parte el efecto de dicho desajuste, en la medida en que intentan reflejar la diferencia entre el perfil de un consumidor plano y el perfil de un consumidor doméstico; (ii) se hace necesario que los agentes sepan valorar los productos de punta que no se negocian actualmente en el mercado no organizado, o mercado OTC, ni el mercado de futuros del MIBEL¹³; y (iii) la definición del producto punta en las subastas EPE y CESUR no ha dado lugar a un incremento de la negociación de este producto en el mercado OTC (negociación nula en la práctica).

A pesar de no ser suficientemente representativo de la demanda punta doméstica y de haberse subastado un porcentaje poco relevante del producto punta en las subastas EPE y CESUR, se considera que la definición de producto punta de la propuesta de Orden (correspondiente a las horas de 8 a 20h de todos los días de lunes a viernes), al menos en una primera fase, podría fomentar la participación de agentes en las subastas que servirán de referencia para el establecimiento de la TUR, por ser un producto estándar de negociación, no obstante lo indicado en el epígrafe 2.2.

Fórmula de cálculo del coste estimado de la energía

En el apartado 2 del artículo se establece que el coste estimado de la energía en el mercado diario se estimará a partir de la cotización de los contratos de punta y base. En particular, para cada tarifa y periodo, se valora la energía consumida en el trimestre durante las horas que se corresponden con las horas del contrato de punta (CC_{PUNTA}) al precio del contrato de punta y la

¹⁰ En ambas subastas se han negociado contratos en carga punta correspondientes a las horas de 8 a 20h de todos los días naturales excepto sábados, domingos y festivos nacionales no sustituibles.

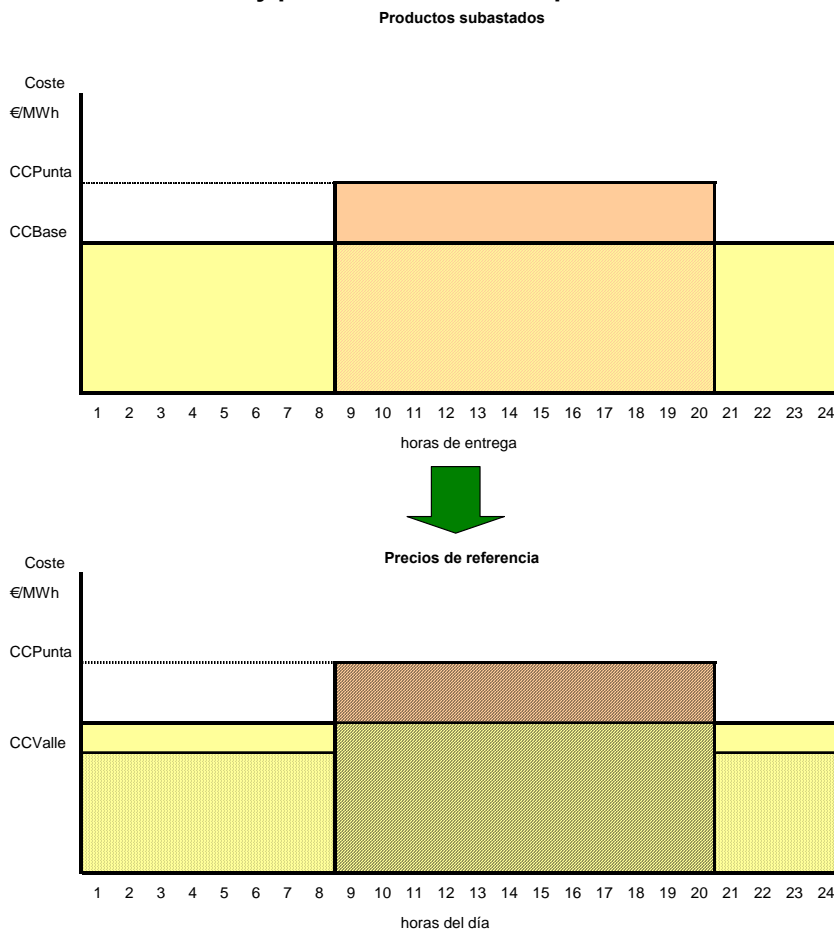
¹¹ Según la disposición adicional octava de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009, los contratos de adquisición de energía regulados en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, se podrán liquidar por entrega física o por diferencias, según se establezca en las reglas de la subasta.

¹² Cabe destacar que en dichas subastas EPE han participado agentes financieros.

¹³ Los agentes de menor tamaño podrían encontrar mayores dificultades a la hora de valorar el producto en carga punta que los de mayor tamaño.

energía consumida en el resto de las horas al precio del contrato de valle (CC_{VALLE}). El precio del contrato de valle se calcula restando del coste de contrato de base (CC_{BASE}) el coste del contrato de punta (véase Gráfico 1), ponderado por la horas de entrega cada contrato.

Gráfico 1. Productos subastados y precios de referencia para el cálculo de la tarifa de último recurso



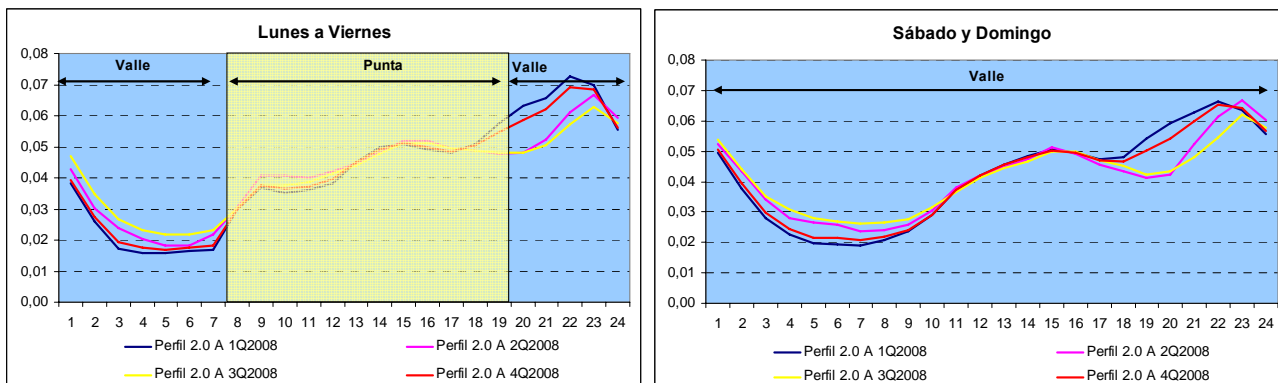
Teniendo en cuenta lo anterior, el término de energía de la TUR sin discriminación horaria se calculará a partir de los dos precios que se corresponden con los dos periodos de entrega de los contratos ponderados por la energía correspondiente a cada periodo. Es decir, la energía correspondiente al periodo comprendido entre las 8:00 y las 20:00 de todos los días de lunes a viernes, se valorará al precio del contrato de punta y el resto de la energía se valorará al precio del contrato de valle.

En el caso de la TUR con discriminación horaria, el término de energía de cada periodo tarifario se compondrá a partir de dos precios, que se corresponderán con las horas de punta y valle de los contratos a plazo. Es decir, en el periodo 1 de la tarifa con discriminación horaria, que comprende desde las 12:00 a las 22:00 de todos los días de invierno¹⁴, se valorará la energía consumida en las horas del periodo 1 que coinciden con las horas de punta del contrato al precio del contrato de punta (horas comprendidas entre las 12:00 y las 20:00 de todos los días de lunes a viernes) y el resto de la energía consumida el periodo 1 al precio del contrato del periodo de valle (horas comprendidas entre las 12:00 y las 22:00 de los sábados y domingos y las horas comprendidas entre las 20:00 y las 22:00 de todos los días de lunes a viernes). El término de energía del periodo 2 de la TUR con discriminación horaria se determinará a partir de la valoración de la

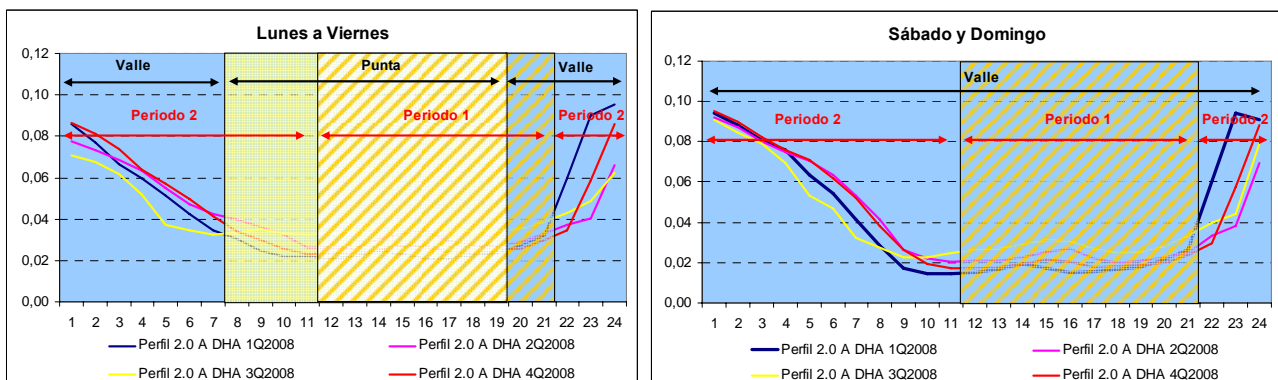
¹⁴ En verano el periodo 1 comprende las horas comprendidas entre las 13:00 y las 23:00.

energía de las horas que corresponden al periodo de punta al precio del contrato de punta (horas comprendidas entre las 8:00 y las 12:00 de todos los días de lunes a viernes) y el resto de la energía al precio del contrato de valle (horas comprendidas entre las 22:00 y las 8:00). En el Gráfico 2 se representa la correspondencia entre los periodos tarifarios y los periodos de los contratos a plazo para las tarifas de último recurso con y sin discriminación horaria.

Gráfico 2. Correspondencia entre los periodos tarifarios y los periodos de los contratos a plazo
Tarifa sin discriminación horaria



Tarifa con discriminación horaria



Fuente: CNE

Cabe señalar que los precios de los contratos de punta y base se corresponden con un consumo plano, por lo que en la fórmula se introducen unos coeficientes ($\alpha_{p, punta}$ y $\alpha_{p, valle}$) cuyo objetivo es reflejar el apuntamiento del perfil de cada tarifa respecto de un consumo plano. Estos coeficientes se calculan, para cada intersección entre el periodo tarifario y el periodo de los contratos, como la relación de precios existente entre un consumidor con perfil y un consumidor plano, todo ello calculado con los precios del trimestre correspondiente del año anterior.

En relación con la fórmula de cálculo del coste de la energía se precisa señalar los siguientes aspectos:

En primer lugar, se considera que la fórmula propuesta podría haberse simplificado sustancialmente, en caso de que los productos a subastar se hubieran definido de forma coherente con el perfil de los consumidores a los que está destinado el suministro y con los periodos tarifarios. Cabe señalar que el objetivo de la subasta es obtener el coste de la energía que debe incorporarse en las tarifas de último recurso y, por tanto, hubiera sido deseable que el producto de punta recogiera las horas de mayor demanda de los clientes a los que va dirigido el suministro.

En segundo lugar, se considera que el cálculo de los factores de apuntamiento son erróneos, ya que incluyen como denominador el perfil plano “del periodo p” incluido en el periodo valle o punta. Los coeficientes de apuntamiento se aplican sobre el coste de los contratos mayoristas, en consecuencia se considera que los factores de apuntamiento debieran calcularse considerando el coste de un perfil plano de consumo en el periodo de entrega de los contratos mayoristas, ya sea valle o en punta, pero sin tener en cuenta el periodo p. Es decir, se propone que los factores de apuntamiento se debieran calcular de la siguiente manera:

$$\alpha_{p, valle} = \frac{\sum_{NHp, valle} (E_{p, valle} * P_{p, valle})}{\frac{\sum_{NHp, valle} E_{p, valle}}{\sum_{NHvalle} P_{valle}}} \quad \text{y} \quad \alpha_{p, punta} = \frac{\sum_{NHp, punta} (E_{p, punta} * P_{p, punta})}{\frac{\sum_{NHp, punta} E_{p, punta}}{\sum_{NHpunta} P_{punta}}}$$

En el Cuadro 5 se presentan los coeficientes de apuntamiento que se obtendrían para el año 2008 con los perfiles iniciales. Se observa que los mayores recargos se producen en los periodos de valle, con la excepción de la intersección entre el periodo de valle y el periodo 2. Por el contrario, los factores de apuntamiento del periodo de punta son mínimos. Ello es debido a que el periodo definido como de valle incorpora las horas de máxima demanda de los consumidores domésticos.

Cuadro 5. Comparación de los coeficientes de apuntamiento de la propuesta de Orden y los coeficientes de apuntamiento propuestos

		Propuesta de Orden				Propuesta de Orden corregida			
Tarifa	Periodo tarifario	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Sin DH	Periodo 0								
	Periodo de punta	0,5%	-0,1%	0,2%	0,0%	0,5%	-0,1%	0,2%	0,0%
	Periodo de valle	8,7%	4,1%	3,3%	7,2%	8,7%	4,1%	3,3%	7,2%
Con DH	Periodo 1								
	Periodo de punta	1,5%	-0,1%	0,2%	-0,6%	-0,6%	-2,2%	0,3%	-1,3%
	Periodo de valle	6,5%	1,5%	0,9%	1,3%	23,9%	10,8%	13,0%	20,9%
	Periodo 2								
	Periodo de punta	0,9%	-0,4%	0,1%	-1,7%	5,0%	2,5%	0,1%	-0,4%
	Periodo de valle	3,6%	-0,5%	0,3%	-2,2%	-2,9%	-4,8%	-5,4%	-9,9%

Fuente: CNE

Cabe señalar que, la modificación de la fórmula de cálculo de los coeficientes de apuntamiento únicamente afecta a los precios de la tarifa con discriminación horaria y supone una reducción de la facturación media de estos consumidores aproximadamente del 1,4%, respecto de la que resulta de aplicar los coeficientes de apuntamiento de la propuesta de Orden.

En tercer lugar, se establece que en el cálculo de los factores de apuntamiento se utilizará el perfil de consumo medio de los consumidores, sin especificar si se trata del perfil inicial, el final o la curva de carga del consumidor. Se propone emplear el perfil inicial en el cálculo de los factores de apuntamiento, con objeto de no incorporar efectos de laboralidad y temperatura históricos en la previsión futura.

En cuarto lugar, con objeto de valorar el impacto de los contratos de punta y base sobre los precios de términos de energía de la tarifa de último suministro, se ha realizado un análisis de sensibilidad a la diferencia de precios entre el contrato de base y el contrato de punta.

En el Cuadro 6 se muestra para cada par de precios de contrato de base y de punta, el coste medio de un consumidor plano y el coste estimado de la energía que habría que incorporar en la tarifa de último recurso con y sin discriminación horaria resultante aplicar la fórmula de la propuesta de Orden.

Cuadro 6. Análisis de la sensibilidad de los precios de la energía a incorporar en la TUR al diferencial de precios entre el contrato de base y el contrato de punta. Escenarios en función del diferencial del precios para un CCbase = 45 €/MWh.

Propuesta de OM - Tercer trimestre												
Diferencia Punta/Base	CC _{BASE}	CC _{PUNTA}	TUR		TUR con discriminación horaria							
			P0	P0 sobre CC _{BASE}	P1	P2	Precio Medio	P1 sobre P0	P2 sobre P0	Precio Medio sobre P0	Precio medio sobre CC _{BASE}	
0%	45,0	45,0	45,94	2,1%	45,26	45,12	45,16	-1,5%	-1,8%	-1,7%	0,4%	
5%	45,0	47,3	46,03	2,3%	45,73	44,53	44,89	-0,6%	-3,3%	-2,5%	-0,3%	
10%	45,0	49,5	46,12	2,5%	46,21	43,93	44,61	0,2%	-4,7%	-3,3%	-0,9%	
15%	45,0	51,8	46,20	2,7%	46,68	43,33	44,33	1,0%	-6,2%	-4,1%	-1,5%	
20%	45,0	54,0	46,29	2,9%	47,16	42,73	44,05	1,9%	-7,7%	-4,8%	-2,1%	
25%	45,0	56,3	46,38	3,1%	47,63	42,13	43,78	2,7%	-9,2%	-5,6%	-2,7%	
30%	45,0	58,5	46,47	3,3%	48,11	41,53	43,50	3,5%	-10,6%	-6,4%	-3,3%	
35%	45,0	60,8	46,56	3,5%	48,58	40,93	43,22	4,3%	-12,1%	-7,2%	-3,9%	
40%	45,0	63,0	46,65	3,7%	49,06	40,33	42,95	5,2%	-13,5%	-7,9%	-4,6%	
45%	45,0	65,3	46,74	3,9%	49,53	39,74	42,67	6,0%	-15,0%	-8,7%	-5,2%	
50%	45,0	67,5	46,83	4,1%	50,01	39,14	42,39	6,8%	-16,4%	-9,5%	-5,8%	
55%	45,0	69,8	46,92	4,3%	50,48	38,54	42,11	7,6%	-17,9%	-10,2%	-6,4%	
60%	45,0	72,0	47,01	4,5%	50,96	37,94	41,84	8,4%	-19,3%	-11,0%	-7,0%	
65%	45,0	74,3	47,10	4,7%	51,43	37,34	41,56	9,2%	-20,7%	-11,8%	-7,6%	
70%	45,0	76,5	47,18	4,9%	51,91	36,74	41,28	10,0%	-22,1%	-12,5%	-8,3%	

Fuente: CNE

Precio Medio: Precio medio ponderado con el perfil inicial

Se observa que los términos de energía resultante para la TUR con y sin discriminación horaria no reflejan el precio del contrato de punta. Ello es debido a que, como ya se ha comentado, las horas definidas de punta en el contrato de punta no recogen las horas de máxima demanda de los perfiles de los consumidores domésticos (2.0 y 2.0 DH).

Para un escenario de diferencial de precio de contrato base y punta (5%) similar al resultante de la octava subasta CESUR, aunque con distintos niveles de precios, el coste de la energía de la TUR sin discriminación horaria resultaría superior en un 2,3% al coste de la energía de un consumidor plano. Por otra parte, el coste de la energía de la tarifa de último recurso con discriminación horaria resultaría inferior al coste de la energía de la TUR sin discriminación horaria en un 2,5% y los precios de los términos de energía resultarían inferiores en un 0,6% y un 3,3% en los periodos 1 y 2, respectivamente.

En el Cuadro 7 se realiza el mismo ejercicio considerando la corrección propuesta de los factores de apuntamiento. Se observa que como resultado de aplicar la fórmula corregida, para el mismo escenario de precios de los contratos de punta y base, el coste de la energía del de la TUR con discriminación horaria resulta inferior en un 3,8% al de la TUR sin discriminación. Por otra parte, el término de energía del periodo 1 superaría en un 5,2% al coste de la energía resultante para la TUR sin discriminación horaria y el coste de la energía del periodo 2 sería inferior en un 7,7% al coste de la energía resultante para la TUR sin discriminación horaria.

Cuadro 7. Análisis de la sensibilidad de los precios de la energía a incorporar en la TUR al diferencial de precios entre el contrato de base y el contrato de punta con la corrección propuesta de los factores de apuntamiento. Escenarios en función del diferencial de precios para un CCbase = 45 €/MWh.

Propuesta de OM corregida - Tercer trimestre												
Diferencia Punta/Base	CC _{BASE}	CC _{PUNTA}	TUR		TUR con discriminación horaria							
			P0	P0 sobre CC _{BASE}	P1	P2	Precio Medio	P1 sobre P0	P2 sobre P0	Precio Medio sobre P0	Precio medio sobre CC _{BASE}	
0%	45,0	45,0	45,94	2,1%	48,03	43,02	44,51	4,5%	-6,4%	-3,1%	-1,1%	
5%	45,0	47,3	46,03	2,3%	48,42	42,48	44,26	5,2%	-7,7%	-3,8%	-1,7%	
10%	45,0	49,5	46,12	2,5%	48,82	41,93	44,00	5,9%	-9,1%	-4,6%	-2,2%	
15%	45,0	51,8	46,20	2,7%	49,22	41,39	43,74	6,5%	-10,4%	-5,3%	-2,8%	
20%	45,0	54,0	46,29	2,9%	49,62	40,85	43,48	7,2%	-11,7%	-6,1%	-3,4%	
25%	45,0	56,3	46,38	3,1%	50,02	40,31	43,22	7,8%	-13,1%	-6,8%	-4,0%	
30%	45,0	58,5	46,47	3,3%	50,42	39,77	42,96	8,5%	-14,4%	-7,6%	-4,5%	
35%	45,0	60,8	46,56	3,5%	50,82	39,23	42,70	9,1%	-15,7%	-8,3%	-5,1%	
40%	45,0	63,0	46,65	3,7%	51,21	38,69	42,44	9,8%	-17,1%	-9,0%	-5,7%	
45%	45,0	65,3	46,74	3,9%	51,61	38,15	42,18	10,4%	-18,4%	-9,8%	-6,3%	
50%	45,0	67,5	46,83	4,1%	52,01	37,61	41,92	11,1%	-19,7%	-10,5%	-6,8%	
55%	45,0	69,8	46,92	4,3%	52,41	37,07	41,66	11,7%	-21,0%	-11,2%	-7,4%	
60%	45,0	72,0	47,01	4,5%	52,81	36,53	41,40	12,3%	-22,3%	-11,9%	-8,0%	
65%	45,0	74,3	47,10	4,7%	53,21	35,99	41,14	13,0%	-23,6%	-12,6%	-8,6%	
70%	45,0	76,5	47,18	4,9%	53,61	35,45	40,89	13,6%	-24,9%	-13,4%	-9,1%	

Fuente: CNE

Precio Medio: Precio medio ponderado con el perfil inicial

Actualmente, la discriminación de los precios del periodo 1 y 2 de las tarifas integrales con discriminación horaria para los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW supone un recargo en el periodo 1 del 20% y un descuento en el periodo 2 del 47% respecto del término energía de la tarifa integral sin discriminación horaria.

En relación con lo anterior, es importante señalar que en el artículo 19 de la propuesta de Orden se establece para el peaje correspondiente a la TUR con discriminación horaria un recargo del 50% en el periodo 1 y un descuento del 50% en el periodo 2. En caso de suponer el peaje vigente de la 2.0 A y aplicar los coeficientes de discriminación horaria de la propuesta de Orden se obtendría que el término de energía del periodo 1 supondría un recargo del 18% y el término de energía del periodo 2 un descuento del 27% respecto del término de energía de la TUR sin discriminación horaria. Es decir, se podrían estar incrementando la señal de precios que recibe el consumidor a través del término de energía de las tarifas de acceso.

Se considera necesario insistir en que los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso y las TUR deben ser el resultado de la aplicación de una metodología de asignación. No está justificada la diferencia de términos de energía del peaje correspondiente a la TUR con discriminación horaria.

Finalmente, en el apartado 3 se establece que los coeficientes de ponderación que intervienen en la fórmula podrán ser sustituidos por mecanismos de mercado por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

Se entiende, si bien no queda claro en la redacción del citado apartado, que lo que se pretende es subastar la diferencia entre el consumo plano y el consumo real. Si ello es así, se considera importante indicar que la subasta de este tipo de productos no debe realizarse si no se dan en el mercado las condiciones adecuadas que aseguren un alto grado de competencia en la subasta.

3.5 Artículo 11. Determinación del coste de los contratos mayoristas de punta y base

En la propuesta de Orden, el coste estimado de los contratos mayoristas (base o punta), a partir de los cuales se calcula el coste de la energía en el mercado diario como dato para la obtención del término de energía de la TUR, se calcula como la media de los precios de las subastas de OMIP y CESUR ponderada por los factores de ponderación de dichas subastas, según la siguiente fórmula:

$$CC_{tc} = \frac{\sum_k (FP_{tc,k} * P_{tc,k})}{\sum_k FP_{tc,k}}$$

Siendo:

t_c Subíndice identificativo del tipo de contrato: bloque de base o de punta.

CC_{tc} Coste medio ponderado del tipo de contrato t_c .

$FP_{tc,k}$ Factor de ponderación del precio de la subasta, tanto OMIP como CESUR, en la sesión k para el tipo de contrato t_c .

$P_{tc,k}$ Precio de la subasta CESUR o de la subasta de apertura de OMIP, en la sesión k para el tipo de contrato t_c .

Asimismo, para la determinación de los factores de ponderación, se habilita a la Secretaría de Estado de Energía para que, mediante Resolución, determine los valores que tomarán dichos factores para cada periodo de cálculo de las tarifas de último recurso.

En la disposición transitoria primera de la propuesta de Orden se establecen los factores de ponderación aplicables a las tarifas correspondientes al segundo semestre de 2009 y al primer semestre de 2010, de cuyo contenido se informará más adelante. No obstante, se puede ir avanzando que la propuesta de Orden no va acompañada de memoria justificativa que detalle cómo se han calculado dichos factores de ponderación.

Se considera que para calcular el coste estimado de los contratos mayoristas que servirán para la determinación del coste estimado de la energía suministrada en cada periodo, se deben publicar los factores de ponderación con suficiente antelación para que los comercializadores de último recurso realicen sus adquisiciones de energía en las subastas que servirán como referencia para la TUR.

3.6 Artículo 12. Determinación del factor de sobrecostes adicionales al coste de la energía en el mercado diario

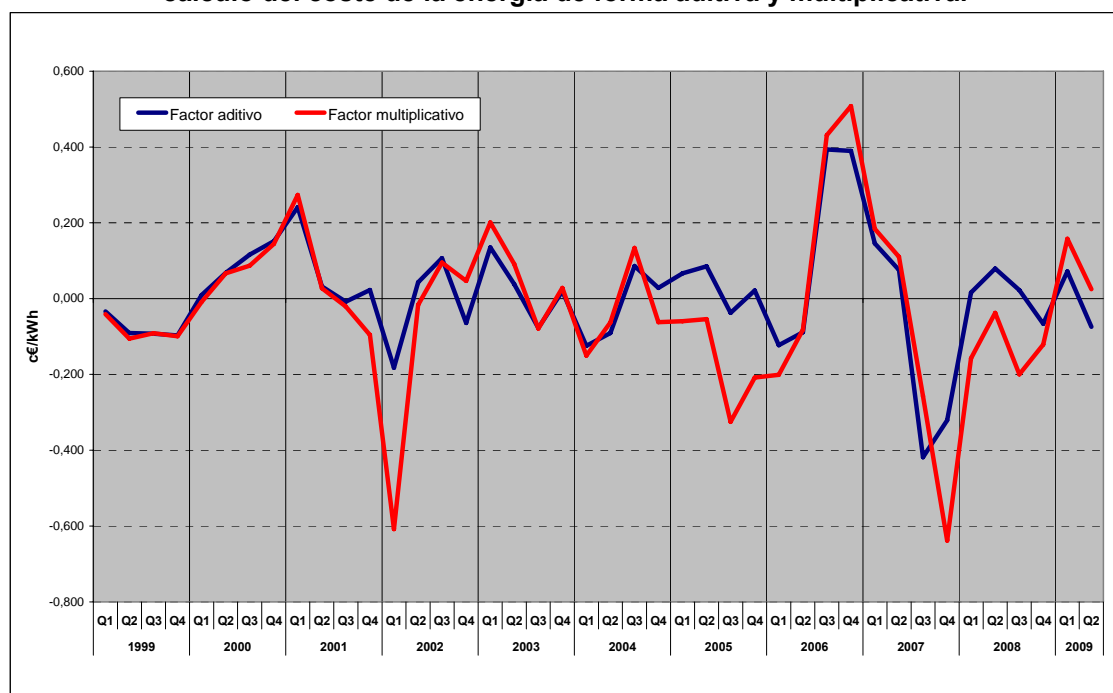
El artículo 12 de la propuesta de Orden establece que el factor de sobrecostes (FSC_p) se calculará como el ratio entre el precio del mercado diario de la energía con el perfil de demanda de los consumidores acogidos al suministro de último recurso y el coste de la energía con ese mismo perfil incrementado por los sobrecostes correspondientes al mercado diario, las restricciones técnicas y los procesos de operación del sistema.

Como se ha comentado, de acuerdo con el artículo 9 de la propuesta de Orden, el factor de sobrecostes se introduce multiplicativamente en la fórmula de determinación del coste de la energía, lo que supone, implícitamente, considerar que el coste de la energía y los sobrecostes varían de la misma manera.

Con objeto de verificar tal hipótesis se ha procedido a analizar la correlación existente entre el precio del mercado y el valor de los sobrecostes en el periodo¹⁵ comprendido entre 1 de enero 1998 y 30 de abril de 2009, obteniéndose un coeficiente de correlación del 0,27.

Adicionalmente, se ha comparado los errores de previsión resultantes de considerar el resultado de incorporar los sobrecostes en la fórmula de cálculo de la energía como un factor multiplicativo y como un factor aditivo, observándose que los errores de previsión son menores en caso de incorporar los sobrecostes en la fórmula de forma aditiva (véase Gráfico 3).

Gráfico 3. Errores en la estimación del valor de los sobrecostes resultante de considerar en el cálculo del coste de la energía de forma aditiva y multiplicativa.

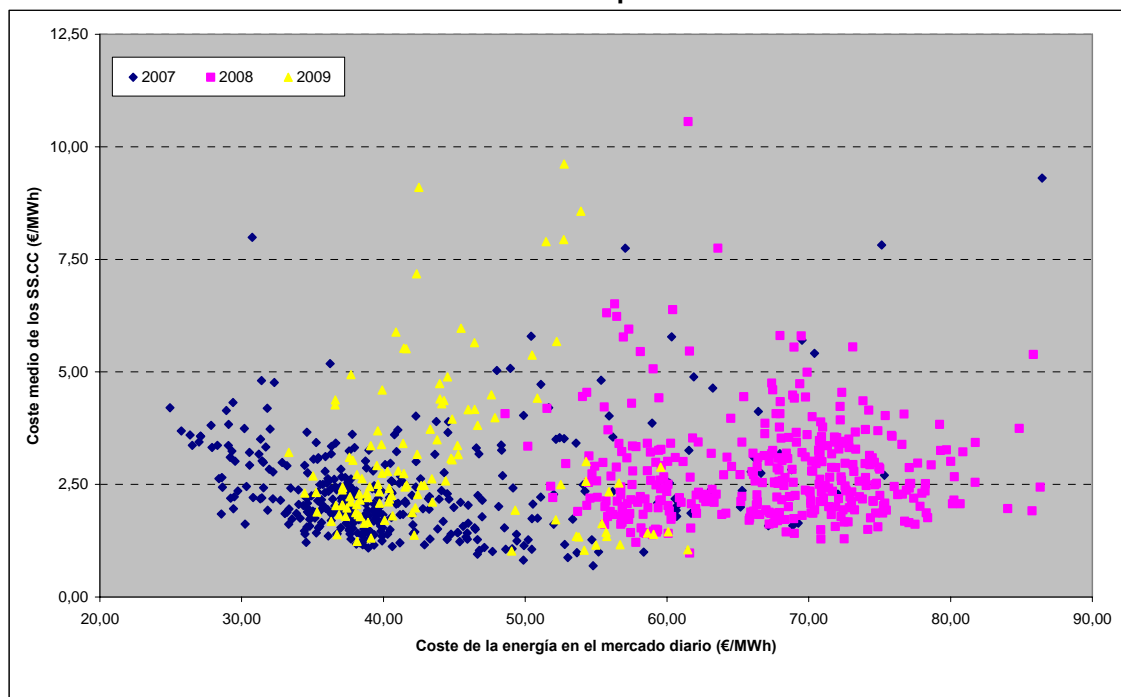


Fuente: CNE

Estimar el coste de los servicios complementarios como un incremento sobre el precio del mercado diario, tal y como se establece en la fórmula, implicará que en escenarios de precios del mercado diario altos se tienda a sobrevalorar el coste de los mismos, por el contrario, en escenarios de precios de mercado bajos los sobrecostes estarán infravalorados. Sin embargo, como se observa en el Gráfico 4 el valor de los sobrecostes se ha mantenido mayoritariamente entre de 2,5 €/MWh y 3 €/MWh. En concreto, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2008 el 58% de los valores de sobrecostes se encontraban por debajo de 2,5 €/MWh y el 72% por debajo de 3 €/MWh.

¹⁵ Se ha excluido el año 2006 debido al impacto del comportamiento de algunos agentes derivado del Real Decreto-Ley 3/2006 en los sobrecostes.

Gráfico 4. Sobrecoste asociado al precio del mercado diario.



Fuente: CNE

En consecuencia, se propone que el factor de sobrecoste se incorpore en la fórmula de cálculo de la energía de forma aditiva con un valor comprendido entre 2,5 €/MWh y 3 €/MWh o, en su defecto, se calcule como la diferencia entre el coste de la energía valorada con el perfil inicial incorporando los sobrecostos correspondientes al mercado diario, las restricciones técnicas y los procesos de operación del sistema y el coste de de la energía para el mismo perfil sin incorporar dichos sobrecostos, para el trimestre correspondiente del ejercicio anterior.

3.7 Artículo 13. Prima de riesgo

Se considera que la prima de riesgo incluida en la fórmula de la propuesta de Orden es redundante, debido a que la gestión de las incertidumbres por los CUR incluye, implícitamente, la prima de riesgo en los precios. En todo caso dicha prima de riesgo sólo debería aplicarse al desvío del perfil de consumo respecto a las adquisiciones en las subastas de energía del CUR. En cualquier caso deberá analizarse la evolución de dicho desfase experimentado por cada CUR.

La prima de riesgo incluida en el artículo 13 de la propuesta de Orden es una fórmula que se calcula en función del desfase entre el momento de la compra a plazo y el momento de la entrega. La actividad a llevar a cabo por los comercializadores de último recurso, se configura como una actividad sujeta a riesgo:

- Los CUR están sujetos a un riesgo de cantidad, dado que los consumidores pueden elegir entre acogerse o no a la tarifa de último recurso, mientras que los CUR tienen obligación de suministrar energía durante tres meses a aquellos consumidores que sin derecho a tarifa de último recurso carezcan de un contrato de suministro con un comercializador.
- Los CUR están sujetos a un riesgo de precio, dado que la fórmula propuesta estima el coste de adquisición de los CUR, pero no garantiza que dicho coste sea el efectivamente soportado por los CUR.

- Asimismo, los CUR están sujetos al cálculo del margen de comercialización que se determine por el MITC.

Si los agentes son aversos al riesgo, los precios de la contratación a plazo ya incorporan una prima que cubre el riesgo de precios. En concreto, si un CUR es averso al riesgo estará dispuesto a pagar una prima con objeto de asegurarse un precio de compra y cubrirse el riesgo de precios en el mercado spot¹⁶.

El CUR perderá si el precio spot sube después de celebrada las subastas y se ha quedado corto¹⁷ en sus compras, ya que se le reconocerá el precio resultante de la subasta y tendrá que ir a comprar el resto de la energía al mercado spot a un precio mayor. Asimismo, también perderá si el precio spot cae después de celebrada las subastas y se ha quedado largo¹⁸, ya que tendrá que vender a un precio inferior al pagado en la subasta.

Por el contrario, el CUR ganará si el precio spot sube después de celebradas las subastas y se ha quedado largo en sus compras, ya que se le reconocerá el precio resultante de la subasta y podrá vender el exceso de energía en el mercado spot a un precio mayor. Asimismo, también ganará si el precio spot cae después de celebrada las subastas y se ha quedado corto, ya que tendrá que comprar el resto de la energía al mercado spot a un precio menor.

Cuadro 8. Beneficios o pérdidas en función de la evolución del precio spot en relación al precio en las subastas y la posición de los comercializadores

CUR	Posición corta	Posición larga
Precio subasta > Precio spot	+	-
Precio subasta < Precio spot	-	+

* (+) Situación beneficiosa para el CUR, (-) Situación negativa para el CUR
Fuente: Elaboración propia

La disposición adicional cuarta determina que será la SEE la que establezca el volumen objeto de la subasta, lo que puede no estar considerado en la fórmula planteada en la propuesta de Orden.

En este caso, la prima de riesgo se debería aproximar, teniendo en cuenta el volumen de demanda contratado por defecto o por exceso en las subastas y que quede, por tanto, expuesto al riesgo de precio de compra o de venta en el mercado diario. No obstante dicha diferencia deberá ser supervisada por la CNE en la medida en que el CUR podrá tener incentivos a tener posición larga en la subasta si considera que el precio spot será superior al de la subasta y a tener posición corta si considera que el precio spot será inferior al de la subasta.

Respecto la fórmula para la prima de riesgo introducida en la propuesta de Orden

- o La prima de riesgo es función de los meses de desfase entre el momento de la compra a plazo y el inicio y duración de la entrega (mdd).
- o Las primas de riesgo del producto punta y del producto base difieren si el factor de ponderación del precio de la sesión k por tipo de contrato tc difiere.

¹⁶ Un generador enfrenta más riesgos cuando vende electricidad a través de un contrato a plazo que cuando la vende en el mercado spot. Una significativa proporción de la volatilidad de los beneficios de los generadores (al menos de la generación térmica) proviene de la volatilidad de los precios de los combustibles (gas, petróleo, carbón). Mientras que el precio spot es sensible a variaciones en los precios de los combustibles, los precios de los contratos a plazo son fijados ex-ante. Por tanto, si los generadores son aversos al riesgo, esto debería implicar una prima que les compense del riesgo de precios en el mercado spot. El precio de la contratación a plazo incorporará una prima a la expectativa de precios medios spot que se realicen durante el periodo de entrega.

¹⁷ El CUR no adquiere en las subastas todo el volumen de energía que necesita para su mercado previsto.

¹⁸ El CUR adquiere en las subastas más volumen de energía del necesario para su mercado previsto.

Se considera que si los factores de ponderación utilizados para calcular el precio medio de los contratos de punta y base no fueran los mismos y se produjesen variaciones significativas en los precios de los productos a plazo dentro del trimestre, los resultados finales que se obtendrían para el coste medio de los contratos en base y en punta podrían presentar resultados contradictorios. En el Cuadro A. III.1 del Anexo III se explica este comentario con un ejemplo.

Por tanto, si el factor de ponderación del precio de la sesión k por tipo de contrato tc es el mismo, las primas de riesgo del producto punta y del producto base serán las mismas.

Esta Comisión considera que para dotar de flexibilidad la propuesta de Orden de manera que se pueda elegir los mismos factores de ponderación y primas diferentes por producto, sería recomendable definir $PR_{mdd,tc}$ en lugar de PR_{mdd} , máxime si se considera que los riesgos a los que se enfrentan los CUR pueden ser diferentes en horas base y en horas punta.

Cuadro 9. Desviación típica de la curva de carga horaria de los distribuidores (MW)

<i>Periodo</i>	<i>Horas</i>	<i>Horas</i>
	<i>Base</i>	<i>Punta</i>
2007	3.199	1.940
2008	3.975	3.129
Q1-09	3.683	2.804

Fuente: CNE a partir de los datos de compras de los distribuidores en OMEL

Asimismo, aunque la propuesta de Orden no incorpora memoria justificativa, la magnitud de la prima de riesgo (véase Cuadros A. III.2 y 3 del Anexo III) debería estar motivada en la cuantificación de los errores de estimación de la curva de carga de los comercializadores y de los diferenciales de precios de subastas y mercado spot.

- Los parámetros propuestos proporcionan una prima de riesgo con una cota inferior de 250 puntos porcentuales si se realizan subastas de contratos mensuales celebrados con un mes de antelación.
- Los parámetros propuestos proporcionan una prima de riesgo con una cota inferior de 350 puntos porcentuales si se realizan subastas de contratos trimestrales celebrados con un mes de antelación.
- Los parámetros propuestos proporcionan una prima de riesgo con una cota inferior de 500 puntos porcentuales si se realizan subastas de contratos semestrales celebrados con un mes de antelación.

Se considera que el riesgo de cantidades debe ser función del desfase entre el momento de la compra a plazo y el momento de la entrega. Se considera que la prima de riesgo propuesta en la disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden como valor inicial a aplicar en el cálculo de la TUR a partir de julio de 2009 (5%), difiere de los resultados de los análisis realizados en el periodo considerado (del segundo trimestre de 2008 a primer trimestre de 2009 - véase Cuadro A. III.4 del Anexo III. Esta consideración está sujeta a un análisis agregado de las curvas de carga de los distribuidores, lo que podría dar lugar a que individualmente las primas de riesgo a aplicar a cada CUR pudieran ser superiores a los análisis realizados.

3.8 Artículo 14. Supervisión de las subastas

En este apartado se realizan una serie de consideraciones al artículo 14 de la propuesta de Orden, “*Supervisión de la subasta*”. Dichas consideraciones, en particular, las de los precios del mercado gestionado por OMIP y de la potestad de la SEE para considerar las referencias de precios de otros mercados, deberán ser tenidas en cuenta en el caso de no aceptarse como único mecanismo las subastas CESUR para el establecimiento de la TUR, subastas que, en dicho caso, deberían realizarse con mayor periodicidad y mayor flexibilidad para los agentes que en la actualidad.

El artículo 14 de la propuesta de Orden establece las funciones que deberá realizar la CNE, en relación a la supervisión de las subastas, las actuaciones que realizará la SEE, respecto a los precios a considerar en la determinación del coste de los contratos mayoristas, así como los plazos en que deben realizarse las mismas.

En el apartado 1 de dicho artículo se establece que antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de cada subasta CESUR, los representantes nombrados por la CNE deberán validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Al respecto, debe señalarse que ya el artículo 5 de la Orden ITC/400/2007 recoge la competencia de supervisión de la CNE de las subastas CESUR, aún cuando no en exactos términos a los ahora propuestos por lo que la propuesta de Orden está introduciendo inseguridad jurídica. En concreto, la Orden ITC/400/2007 atribuye correctamente a esta Comisión – y no a los representantes de la misma – la competencia de supervisión de la subasta.

Además, la mencionada Orden ITC/400/2007 especifica los tres aspectos que la CNE debe supervisar, esto es, que la subasta se haya realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria. Por el contrario, la propuesta de Orden se refiere a “comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma”, inciso este último que, en particular, genera gran inseguridad jurídica ante su indefinición.

Por todo ello, se propone la eliminación del primer apartado de este artículo dado que la competencia de supervisión de la CNE ya está contemplada en el artículo 5 de la Orden ITC/400/2007 y, además, introduce inseguridad jurídica por cuanto los términos ahora propuestos no se corresponden con exactitud con los que regula la citada Orden ITC.

Adicionalmente, en el apartado 2 se establece que, antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de cada subasta OMIP o CESUR, los representantes de la CNE “*podrán recomendar a la SEE que el precio de uno o ambos productos resultantes de dicha subasta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, justificando los motivos en los que apoyen tal recomendación*”.

En dicho apartado se atribuye una nueva “*competencia*” a “*los representantes de la CNE*”, en cuya virtud podrán recomendar a la SEE que el precio de uno o ambos productos resultantes de dicha subasta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas”.

Al respecto, debe señalarse que el ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos –con personalidad jurídica propia- al que la normativa puede atribuir competencias es la Comisión Nacional de Energía, no resultando procedente, por tanto, atribución competencial alguna a representantes de la CNE. Además, el Consejo de Administración es el órgano que rige la Comisión y el que ejerce las competencias que se atribuyen a la misma. En este sentido, a modo

de ejemplo, se recuerda que el artículo 5 de la Orden ITC/400/2007 atribuye las competencias de supervisión a la Comisión, con independencia de la designación de sus representantes.

Asimismo, en relación al apartado 2 cabe realizar las siguientes consideraciones. Respecto a los precios resultantes de las subastas CESUR, independientemente de las acciones posteriores a la subasta que pueda desarrollar esta Comisión en el ejercicio de sus competencias: (i) la CNE tiene la responsabilidad de realizar la supervisión de las subastas CESUR y, en particular, debe validar los resultados de dichas subastas, emitiendo dicha validación en un plazo máximo de 24 horas desde la finalización de la subasta. Dicha validación implica, previamente, la certificación por parte del Organizador de la subasta de que el proceso de la misma se ha desarrollado de acuerdo al Contrato Tipo y a las Reglas de la subasta, que se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria y que no se han apreciado indicios de que el proceso se haya realizado de forma no competitiva; (ii) el resultado de la subasta, en condiciones competitivas, proporciona la valoración de mercado del producto que se subasta. Por tanto, se considera que deberían estar determinados previamente por la SEE los criterios para que, una vez validada la subasta y en el mismo plazo de tiempo, los representantes de la supervisión pueden recomendar la no utilización de dicho precio para el cálculo del coste estimado de la energía en la TUR, con las repercusiones que ello acarrearía para los CUR y los vendedores de la subasta. Cabría realizar recomendación de no utilización del precio de una subasta CESUR cuyos resultados no sean validados por la CNE, debido a que en este caso, la subasta y los precios resultantes de la misma serían inválidos, no pudiendo considerarse como referencias de valoración de los productos subastados.

En el apartado 2 se está introduciendo una complejidad totalmente innecesaria para la determinación de los costes de la tarifa de último recurso. En efecto, los trámites administrativos aquí previstos resultan redundantes ya que, respecto a los resultados CESUR, esta Comisión ya ha debido pronunciarse con anterioridad como consecuencia de la atribución competencial supervisora de las propias subastas, señalando si, a dicha fecha, ha detectado alguna de las circunstancias previstas por la normativa (no objetividad o transparencia y comportamientos anticompetitivos). Además de reproducir actuaciones ya previstas de la CNE, se genera un solapamiento temporal que impide el cumplimiento de los plazos previstos en la propia Orden, en concreto, la Disposición Adicional Tercera.

Por todo ello, se considera que, para el caso concreto de los resultados de las subastas CESUR, no cabe realizar la función recogida en el apartado 2 del artículo 14 de la propuesta de Orden, quedando la misma implícitamente recogida en la función de supervisión de las subastas CESUR establecida en el apartado 1 de dicho artículo.

Por lo que respecta a los resultados de las subastas celebradas en el mercado organizado gestionado por OMIP: (i) el artículo 2 del Reglamento de Negociación de OMIP, de 2 de marzo de 2009, establece que la entidad supervisora del mercado de futuros es la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM). La CNE realiza el seguimiento de las subastas celebradas en OMIP al objeto de verificar que los distribuidores españoles cumplen con sus obligaciones de compra en dichas subastas, y analiza la evolución de la negociación en el mercado de futuros, tanto en subastas como en el mercado continuo, no siendo el órgano competente en la supervisión de las subastas celebradas en OMIP, cuya finalidad es, transitoriamente, fomentar la negociación en el mercado continuo; (ii) el artículo 67 de dicho Reglamento ("*Supervisión*") determina que "*OMIP supervisa la normalidad operativa, la transparencia y la adecuada formación de los precios en el Mercado, así como pone en marcha las medidas necesarias para la detección y prevención de cualesquier actos fraudulentos, ilícitos o irregulares practicados por los Participantes*"; (iii) el artículo 58 del reglamento de OMIP establece que "*OMIP, en coordinación con OMIClear, puede cancelar operaciones realizadas en el mercado cuando dichas operaciones hayan sido efectuadas a precios manifiestamente desfasados de los verificados en el Mercado, o cuando entienda que las mismas son contrarias a la Normativa Nacional y a las Reglas de Negociación*"; (iv) los precios

resultantes de las subastas celebradas en OMIP, a las que no se les haya aplicado lo establecido en el artículo 58 del Reglamento de Negociación, son los de referencia del mercado, por lo que no cabría realizar recomendación sobre su no consideración en el cálculo del coste estimado de los contratos mayoristas, máxime cuando no compete a esta Comisión la supervisión de dicho mecanismo de contratación a plazo; (iiv) sí cabría analizar la realización de dicha recomendación en el supuesto de que OMIP aplicase a una determinada subasta el artículo 58 del mencionado Reglamento, ya que en dichas circunstancias los resultados de la misma, a todos los efectos, serían inválidos.

De acuerdo al Aviso OMIP 4/2007, en caso de aplicarse el artículo 58 del Reglamento de Negociación a una operación, OMIP informará inmediatamente al Mercado, a través de la Plataforma de Negociación, de que la operación, debidamente identificada, se encuentra bajo revisión. En este supuesto, la CNE dispondrá, por tanto, de la información necesaria para poder recomendar la no consideración del precio afectado, en el plazo previsto de 24 horas. Dicha recomendación de no considerar el precio se realizaría en dos escenarios: (i) si OMIP no ha resuelto la investigación abierta respecto a la subasta, en el plazo de 24 horas previsto en la propuesta de Orden, ya que dispone de un plazo de tiempo superior a 24 horas; (ii) si OMIP declara cancelada la operación, en el plazo de dichas 24 horas.

Por otra parte, de acuerdo al artículo 58 del Reglamento de Negociación de OMIP, la cancelación de una operación en el mercado de futuros debe ser concretada por parte de OMIP en un plazo máximo de 3 días de negociación, en el caso de que se tengan indicios de que dichas operaciones se han realizado a precios manifiestamente desfasados a los de mercado o en un plazo máximo de 30 días de negociación en el caso de que se tengan indicios de que las operaciones se han realizado en contra de la normativa nacional o de las Reglas de Negociación.

De todo lo anterior, se concluye que, al no ser la CNE el órgano competente en la supervisión de las subastas celebradas en el mercado de futuros, gestionado por OMIP, no podría recomendar la no aplicación de un precio derivado de una subasta, en la que se han cumplido las condiciones establecidas para la misma.

Por todo ello, se propone la supresión del apartado 2 de este artículo 14.

Según el apartado 3 del artículo 14 de la propuesta de Orden, en caso de que la CNE recomiende a la SEE que el precio de una subasta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, deberá hacer público un informe en el que se detallen los motivos que justifiquen tal recomendación, en el plazo máximo de dos semanas desde la celebración de la subasta correspondiente.

En caso de que la SEE decida no considerar el precio de una subasta en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, se sustituirá dicho precio por los que se detallan a continuación, según el tipo de contrato:

a) Contratos en base

La media aritmética de los precios de las subastas inmediatamente anterior y posterior para cada tipo de contrato. Si se trata de la primera subasta, se tomará el precio de la subasta inmediatamente posterior. Si se trata de la última subasta, se tomará el precio de la subasta inmediatamente anterior.

b) Contratos en punta

El producto de los siguientes factores. Por un lado, el precio utilizado en a) y, por otro, el cociente del precio horario diario en horas punta entre el precio horario diario en horas base, correspondiente al mismo periodo del año anterior.

Sin perjuicio de que la supresión del apartado 2 del artículo 14 conlleva la supresión de este apartado 3, dado que se suprimen los actos previstos en aquél apartado, asimismo, debe señalarse la improcedencia de la publicación recogida en este apartado 3.

En efecto, por una parte, el informe de la CNE previsto en este apartado exige que el Consejo de Administración de la CNE dicte un Informe – se entiende que este Informe sería un acto distinto de la recomendación dictada por los representantes de la CNE - se aprobaría en aras del principio de cooperación entre las distintas Administraciones recogido en los artículos 3 y 4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, esto es, tal informe satisfaría la necesidad de la SEE de recabar información acerca de la recomendación realizada, correspondiendo, en todo caso a la Secretaría de Estado resolver sobre la conveniencia o no de tomar en consideración los resultados de la subasta. Por ello, el acto administrativo que debe estar motivado (de conformidad con el artículo 54 de la Ley 30/1992) y al que debe darse publicidad, en su caso, es la Resolución que emane de la Secretaría de Estado de Energía adoptando el acuerdo definitivo sobre la consideración o no de los citados resultados de la subasta y no el Informe de la CNE, mero Informe que se dirige a la Administración que debe ejercitar sus competencias y que se integra en el expediente administrativo que la Secretaría de Estado esté tramitando y que, no conlleva derechos o obligaciones para ningún sujeto del sistema eléctrico.

Por otra parte, en el apartado 6 del artículo 14 se establece que *“a los efectos previstos de desarrollar los análisis necesarios para la supervisión de las subastas OMIP, la Comisión Nacional de Energía solicitará a OMIP-OMIClear aquella información que la Comisión Nacional de Energía determine que resulta necesaria para realizar dicha tarea de supervisión”*.

Se evidencia, la falta de competencias de esta Comisión sobre las subastas OMIP y su supervisión, que llevan a prever la no disponibilidad por parte de la CNE de los datos necesarios para tomar en consideración los precios de estas subastas como coste de la tarifa de último recurso.

Al respecto, debe tenerse en cuenta que: (i) la CNE no es la entidad supervisora del mercado de futuros gestionado por OMIP. La CMVM es la entidad supervisora de dicho mercado; (ii) no obstante, de acuerdo al Convenio Internacional de Santiago de Compostela, las entidades de supervisión de los mercados desempeñarán de forma coordinada sus funciones, y de acuerdo a la sección V, *“Intercambio de Información y Confidencialidad”, del Reglamento Interno del Consejo Reguladores*, firmado en Lisboa el 30 de junio de 2006, las autoridades participantes intercambiarán entre sí, por iniciativa propia y previa petición, la información necesaria, tanto para el ejercicio de las competencias del Consejo de Reguladores, como para el ejercicio coordinado de sus competencias propias en las materias de interés común. De acuerdo a dicha normativa la información relativa al mercado de futuros de OMIP es remitida a la CNE por la CMVM portuguesa, supervisor del mercado regulado que es OMIP, no teniendo potestad esta Comisión para solicitar directamente tal información a OMIP.

En el último párrafo del apartado 6 del artículo 14 de la propuesta de Orden, se determina que la SEE, en caso de retrasos reiterados en la entrega de la información de supervisión del mercado OMIP, podrá determinar que, de forma temporal o permanente, se considere como precio de referencia de los contratos el de contratos similares negociados en un mercado distinto a OMIP.

Sería recomendable que, de acuerdo a un principio de transparencia en la información, se especifique el mercado que sería considerado en dicho supuesto y que, al objeto de ser homogéneo con las salvaguardas que se establecen en relación a los precios resultantes de las subastas CESUR y OMIP (apartado 2 del artículo 14), se realicen las mismas consideraciones respecto a los precios del mercado que se tome como referencia, solicitándose a la CNE una recomendación sobre las referencias de precios a considerar en los contratos.

De acuerdo a las especificaciones establecidas respecto al mercado que debería tomarse como referencia, esto es, que en dicho mercado se negocien contratos de similares características y con entrega en la zona española del Mercado Ibérico de Electricidad, cabría concluir que se está haciendo referencia al mercado OTC.

Si esto es así, debe tenerse en cuenta que la CNE no tiene competencias de supervisión en el mercado OTC, ni está facultada para solicitar información sobre el detalle de las transacciones efectuadas en dicho mercado¹⁹.

Cabe concluir que, con independencia de las consideraciones aquí realizadas, esta Comisión considera que el mecanismo de referencia para la determinación de los costes de los contratos mayoristas deberían ser las subastas CESUR.

3.9 Artículo 17. Definición de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW

El artículo 17 establece un nuevo peaje, denominado peaje A, de aplicación a todos los consumidores de baja tensión con potencia inferior a 10 kW. A este peaje le es de aplicación la discriminación horaria de dos periodos, cuyo calendario es el establecido en el artículo 6 para las tarifas de último recurso e igual al aplicable a la tarifa de acceso 2.0 A.

Se considera que no se justifica la división del actual peaje 2.0 A de aplicación a clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW en dos peajes: el peaje A con potencia contratada inferior a 10 kW y el peaje 2.0 A, que se entiende será de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW. Esta Comisión considera necesario insistir una vez más en que la estructura de las tarifas de último recurso y de las tarifas de acceso debiera ser el resultado de una metodología asignativa de costes. La estructura tarifaria debiera ser resultado de una segmentación de los consumidores cuyo suministro induce a costes similares al sistema.

En consecuencia, dado que no se justifica la introducción de este nuevo peaje, se propone mantener la actual estructura de tarifas de acceso.

No obstante, en caso de mantenerse el peaje A se propone suprimir del redactado del artículo 17 el punto 3, debido a que, por una parte, se considera que ya está contenido en el ámbito de aplicación de la norma y en el propio apartado 1 del artículo 17 y, por otra parte, podría crear confusión entre los consumidores al creer que, además de la tarifa de último recurso, pudieran estar obligados a pagar el precio del correspondiente peaje, cuando en realidad éste ya está implícito en el valor de su tarifa de último recurso.

¹⁹ Esta situación es común a la de otros reguladores energéticos y se está considerando en el ámbito de los trabajos que se están realizando en el marco del Tercer Paquete de Medidas Legislativas para el Sector Energético.

Además se considera oportuno añadir una mención sobre la distinción entre componentes económicos de la tarifa y relaciones contractuales entre las partes. Así, debería insistirse, en línea con lo señalado en los comentarios generales, en que debe aclararse cómo se contratará el acceso con el distribuidor, con independencia de que el precio del mismo se incluya en la tarifa de último recurso.

3.10 Artículo 19. Determinación de los componentes de la facturación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW

El artículo 19 determina los componentes de la facturación de las tarifas de acceso de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW de forma similar a las condiciones establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, para el resto de consumidores.

No obstante, existe una diferencia en la facturación de la energía activa. En concreto, se establece que el término de facturación por energía activa será el resultado de aplicar el término de energía a la energía consumida en cada periodo multiplicado por un coeficiente de discriminación horaria. La diferencia consiste en que en lugar de publicarse dos precios para cada uno de los periodos, tal y como se establece para el resto de tarifas de acceso e incluso en la tarifa de último recurso de la propuesta de Orden, se establecen los coeficientes de discriminación horaria, que toman los valores de 1,5 y 0,5 para los periodos 1 y 2 de la tarifa con discriminación horaria, respectivamente.

Asimismo establece que estos coeficientes podrán ser revisados cuando se revisen las tarifas de acceso.

Al respecto, se señalan los siguientes comentarios:

En primer lugar, se considera más conveniente establecer precios diferenciados por periodos como para el resto de tarifas de acceso y tarifa de último recurso.

De acuerdo con el artículo 8, en el cálculo del término de energía de la tarifa de último recurso interviene el término de energía de la tarifa de acceso. Al establecerse coeficientes de discriminación horaria sobre el consumo en lugar de precios diferenciados por periodos, los términos de energía de la tarifa de último recurso con discriminación horaria serán el resultado de añadir al mismo término de energía, el coste estimado de la energía en cada periodo.

En segundo lugar, no se justifican los coeficientes de discriminación horaria establecidos. Cabe señalar que, las tarifas integrales de baja tensión aplicables a consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW vigentes presentan una discriminación de precios para los periodos de punta y valle de 1,2 y 0,5, respectivamente. Análogamente, las tarifas de acceso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia inferior a 15 kW vigentes presentan una discriminación de precios para los periodos de punta y valle de 1,3 y 0,2, respectivamente. El coeficiente de discriminación horaria para el periodo de punta de la tarifa de acceso propuesta (1,5) es significativamente superior al de las tarifas integrales y de acceso vigentes.

Como se ha comentado en el epígrafe 3.4, la discriminación de precios de la energía resultante para la tarifa de último recurso es significativamente menor que la discriminación de precios de las tarifas integrales vigentes, por lo que se podrían estar introduciendo señales de precio adicionales a través de los términos de energía de las tarifas de acceso. Esta Comisión insiste en que los

precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso deben ser el resultado de aplicar una metodología de asignación de costes.

Finalmente, se considera arbitraria la modificación de los coeficientes de discriminación horaria con la revisión de las tarifas de acceso. Se considera que las señales de precio que reciben los consumidores deben mantenerse en el tiempo de manera que se les permita adaptar su consumo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se propone la suprimir los coeficientes de discriminación horaria por periodo y establecer dos términos de facturación de energía activa de forma similar a lo introducido por el Real Decreto 1164/2001.

3.11 Artículo 20. Precios de los peajes de los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

El artículo 20 establece que los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, y los coeficientes recargo o descuento correspondiente a los peajes serán aprobados por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

Esta Comisión considera que, si bien no se establece explícitamente, del redactado del artículo parece desprenderse que en el futuro los peajes de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW podrían contemplar coeficientes de recargo o descuento similares a los que actualmente se aplican a las tarifas integrales de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW. En concreto, las tarifas integrales de baja tensión vigentes están exentas de facturar el término de energía por un consumo de 12,5 kWh en un mes y tiene un recargo sobre el consumo que en un mes exceda los 500 kWh.

Como se señaló en el Informe²⁰ 24/2005 y en el Informe²¹ 24/2008 sobre la misma, si bien las medidas introducidas pudieran pretender dar una señal positiva de ahorro energético a los consumidores domésticos, se considera discutible su aplicación en los términos que incluye la propuesta de Orden. Esto es debido, fundamentalmente, a que dicha medida se aplica a los consumidores domésticos a partir de unos umbrales de consumo que no han sido motivados convenientemente. Como criterio general, cualquier medida que afecte a tan elevado número de clientes, con características de consumo muy diversas y no conocidas, debido a la falta de información horaria de perfiles de dichos clientes, debe analizarse y justificarse pues puede dar lugar a efectos inesperados y no deseados sobre el consumo.

Se considera que las señales que proporcionen los precios de todos los clientes, y en particular a los clientes domésticos, deben reflejar los costes de suministro, entendidos de forma dinámica. En este sentido, otra forma adicional de conseguir ahorro energético, así como la eficiencia en el consumo a través de los precios, podría ser a partir de opciones tarifarias bloque-horarias, como se aplica al resto de consumidores.

En todo caso, se considera adecuado no introducir descuentos/recargos en los peajes de la TUR en función del consumo, por lo que se propone suprimir del redactado del artículo “y los coeficientes de recargo o descuento”.

²⁰ Informe 24/2005 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa eléctrica para 2006

²¹ Informe 24/2008 de la CNE sobre la propuesta de orden ITC por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008

3.12 Artículo 21. Precio aplicable al suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

El artículo 21 establece, por una parte, el precio que deberán pagar los clientes que transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre por la energía consumida y, por otra parte, determina que dicha energía será suministrada por el comercializador de último recurso que les corresponda durante un periodo máximo de tres meses.

Al respecto cabe realizar los siguientes comentarios:

En primer lugar, según el artículo 6 de la propuesta de Orden, existirá un único tipo de tarifas de último recurso que se aplicará a los suministros en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10kW. Sin embargo, existe la posibilidad, en el caso de los clientes que dispongan de equipos de medida, de acogerse a la modalidad con discriminación horaria. Por este motivo, el segundo apartado del artículo 21 debería especificar que el precio de la TUR que, incrementado un 20%, se aplica a los clientes que transitoriamente carezcan de suministrador en el mercado liberalizado, se corresponde con el de la TUR sin DH.

A 31 de enero de 2009 (datos de la Liquidación Nº 3/2009), se encontraban en régimen de tarifa integral aproximadamente 27.000 clientes de alta tensión (de los cuales 21.400 están acogidos a la tarifa 1.1 y 5.500 a la tarifa R.1). La disposición transitoria primera de la Orden ITC/1857/2008, estableció que estos consumidores pagarán por su energía el primer mes a los precios de la tarifa 3.0.2, siendo incrementados estos precios un 5% cada mes de permanencia en régimen de tarifa integral.

Con objeto de evaluar el sobrecoste que pagarían los consumidores de alta tensión que transitoriamente sean suministrados por el comercializador de último recurso a partir de la entrada en vigor de la tarifa de último recurso el 1 de julio de 2009, se ha comparado la facturación media de los clientes en alta tensión que transitoriamente carecen de suministrador en el mercado liberalizado correspondiente a enero de 2009 con la facturación media que pagan los clientes acogidos a las tarifas 2.0.X sin discriminación horaria en el mismo mes, incrementada en un 20%, como una referencia del precio de la TUR sin discriminación horaria de aplicación a partir del 1 de julio de 2009, considerando que se mantienen las tarifas de acceso vigentes.

El Cuadro 10 muestra dicho sobrecoste, que oscila entre un 3,73% de los clientes en suministros de alta tensión 1 y un -18,63% de los clientes en suministros de alta tensión 3. En términos medios, el sobrecoste que pagarían los clientes en alta tensión que transitoriamente carezcan de suministrador en el mercado liberalizado, a partir del 1 de julio de 2009, ascendería a un 3,31%.

Según dicha estimación, la aplicación de lo establecido en la propuesta de Orden podría suponer una reducción del precio que actualmente vienen pagando los consumidores conectados a tensión superior a 36 kV sin suministro de comercializador (tarifa 3.0.2 incrementada por un 5% mensual, en torno a 17,77 c€/kWh de media), si bien a diferencia del sistema vigente el periodo de aplicación de dicha tarifa transitoria se limita a tres meses.

Cuadro 10. Estimación del sobrecoste a pagar por los consumidores en alta tensión sin derecho a TUR respecto a la facturación media de estos clientes en el mercado regulado. Enero de 2009. Total Nacional.

Nivel Tensión	Número de clientes	Consumo (kWh)	Potencia Facturada (kW)	Horas utilización de potencia (consumo/pot facturada)	Facturación media a tarifa integral (enero 09) (c€/kWh) (A)	Facturación media tarifa 2.0.X de enero 09 incrementada un 20% (c€/kWh) (B)	Sobrecoste (%) (B/A)-1
NT 1 (Hasta 36 kV)	28.178	437.091.181	2.866.204	152	14,88	16,21	8,91%
NT 2 (Hasta 72,5 kV)	355	10.021.094	110.464	91	16,19	16,21	0,11%
NT 3 (Hasta 145 kV)	61	1.737.363	37.514	46	19,57	16,21	-17,20%
NT 4 (Mayor 145 kV)	53	1.082.334	28.294	38	19,98	16,21	-18,88%
TOTAL	28.647	449.931.972	3.042.476	148	14,94	16,21	8,48%

Fuente: Base de liquidaciones SINCRO: Liquidación 3/2009.

En tercer lugar, al comparar el coste²² de la energía implícita en los precios pagados por estos consumidores con el precio final del mercado de electricidad de comercializadores y clientes cualificados en el primer trimestre de 2009 (49,93 €/MWh), se observa que, en términos medios, el coste de energía implícito en el precio medio que están pagando estos consumidores en tarifa integral resulta, en términos medios, un 165% superior al precio final de mercado (véase Cuadro 11). En consecuencia, se considera esencial el desarrollo de campañas de información a los consumidores sin derecho a TUR, máxime teniendo en cuenta que el próximo 1 de julio dejarán de tener derecho al suministro de último recurso aproximadamente 1.3 Millones de consumidores.

Cuadro 11. Margen implícito pagado por los consumidores en alta tensión que, sin tener derecho a acogerse a una tarifa integral, transitoriamente carecen de suministrador en el mercado liberalizado. Enero de 2009. Total Nacional.

Nivel Tensión	Número de clientes	Consumo (kWh)	Facturación media TI (c€/kWh)	Facturación media TA (c€/kWh)	Coste energía implícito (c€/kWh) (A-B)	Margen implícito (%) (49,93 €/MWh)
NT 1 (Hasta 36 kV)	26.920	404.239.403	15,62	3,08	12,54	151,16%
NT 2 (Hasta 72,5 kV)	330	9.982.289	17,31	1,31	15,99	220,32%
NT 3 (Hasta 145 kV)	57	1.518.131	19,92	1,08	18,84	277,34%
NT 4 (Mayor 145 kV)	45	973.341	19,13	0,98	18,15	263,42%
TOTAL	27.352	416.713.164	15,69	2,45	13,23	165,04%

Fuente: Base de liquidaciones SINCRO: Liquidación 3/2009.

En cuarto lugar, el apartado segundo del artículo 21 establece que, transcurridos tres meses sin que el consumidor contrate el suministro en el mercado libre, se considerará rescindido el contrato entre éste y el comercializador de último recurso antes de la fecha de expiración del mismo, siendo de aplicación a estos efectos lo establecido en el artículo 86.2 del Real Decreto 1955/2000.

Dicho artículo 86.2 establece que, cuando se rescindiera un contrato de suministro entre un consumidor y un comercializador, antes de la fecha de expiración del mismo, el comercializador

²² El coste de la energía implícito se obtiene como la diferencia entre la facturación por tarifa integral y la facturación por acceso.

podrá exigir la suspensión del suministro a la empresa distribuidora mediante comunicación fehaciente a la misma y la empresa distribuidora procederá a la suspensión del suministro si transcurridos cinco días hábiles desde la citada notificación el comercializador no indicase lo contrario o el consumidor no acreditase la suspensión de un nuevo contrato con otro comercializador.

Esta Comisión considera necesario que los comercializadores de último recurso envíen cartas de aviso a todos los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato en vigor con un comercializador, en la que se indique que el plazo del que disponen para contratar su suministro en el mercado liberalizado y que una vez transcurrido dicho plazo se procederá a la suspensión del suministro.

En relación con lo anterior, el artículo 89 del Real Decreto 1955/2000 determina, en su apartado primero, que lo establecido en los artículos de dicho Real Decreto en relación con la suspensión del suministro o del acceso por impago u otras causas no será de aplicación a los servicios esenciales. Esto es, no sería posible suspender el suministro a los servicios declarados esenciales.

Esta Comisión, considera que se debería establecer para los suministros declarados esenciales que el periodo de permanencia con el CUR puede ser superior a tres meses y las condiciones de facturación aplicables, las cuales deberían de incentivar la contratación del suministro en el mercado libre.

Finalmente, teniendo en cuenta que la nueva Ley de Contratación de las Administraciones Públicas complica y alarga el proceso de contratación de los suministros de energía, se propone ampliar a seis meses el plazo de rescisión del contrato en el caso de los suministros de electricidad de las Administraciones Públicas, de forma análoga a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000 en caso de impago de facturas.

Por otra parte, la experiencia adquirida con motivo de la desaparición de las tarifas de alta tensión el pasado 1 de julio de 2008 hace prever que, a partir del 1 de julio de 2009, habrá muchos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, deban ser suministrados transitoriamente por el comercializador de último recurso. Esta situación va a dar lugar a unos ingresos muy importantes que deberían ser considerados como ingresos del sistema, no quedando por tanto en poder del comercializador de último recurso. Por ello, se propone añadir un punto 3 al artículo 21, con el siguiente texto:

“3. Los ingresos que por aplicación del punto anterior obtengan los comercializadores de último recurso por encima de los correspondientes a la tarifa de último recurso tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de último recurso proceder a su abono al distribuidor al que esté conectado el consumidor en un plazo no superior a 10 días desde que tales ingresos se produzcan. El distribuidor declarará tales ingresos a los efectos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.”

3.13 Disposición adicional primera. Conformidad del cliente al cambio del suministrador

La Disposición adicional primera de la propuesta de Orden establece la obligación para los comercializadores de disponer de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor. A este fin, será válido cualquier medio contrastable que permita garantizar la identidad del cliente.

También se habilita a la Oficina de Cambios de Suministrador a solicitar al comercializador toda la información que estime necesaria para verificar el adecuado cambio de suministrador.

Al respecto se hace un comentario de tipo general. El precepto parece referirse al cambio de CUR por otro CUR (o por un comercializador que no sea CUR), estando en vigor el suministro de último recurso. Pero, tal como está redactado, podría interpretarse que regula también (o sólo) el cambio de suministrador debido a la entrada en vigor del SUR (es decir, el paso del suministro por el distribuidor al suministro por el CUR). Esto último sería lo aconsejable pues como se ha comentado, se considera que se debería formalizar una nueva relación contractual con los clientes de último recurso, aunque hubiese que acudir a mecanismos de obtención de consentimiento presunto o tácito, lo cual debería regularse. Así pues, debe aclararse si la conformidad del cliente al cambio de suministrador resulta aplicable al momento inicial de entrada en vigor del suministro de último recurso o tanto a ese momento como a cualquier cambio posterior de suministrador.

3.14 Disposición adicional segunda. Publicidad

La Disposición adicional segunda de la propuesta de Orden habilita a la Comisión Nacional de Energía a tomar cuantas medidas estime oportuna para informar a los consumidores sobre la puesta en marcha del suministro de último recurso. También se obliga a la CNE a dedicar una página específica a este fin en su portal web.

No obstante, se considera más adecuado que en lugar de informar “*sobre el nuevo funcionamiento del sistema eléctrico*”, se señale que la CNE informará a los consumidores sobre “*el funcionamiento del suministro de último recurso en el sector eléctrico*”, dado que es un objeto acorde a la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe.

Por otra parte, se considera que las medidas de publicidad no se deberían de circunscribir a la creación de una página informativa en la web de la CNE, sino que deberían incluir medidas destinadas a fomentar la transparencia de precios y campañas de información al consumidor final de la nueva situación del mercado.

En particular, se debería estudiar la obligación de adjuntar junto con la factura un folleto que explicara las principales características de las tarifas de último recurso. Dicha medida se debería llevar a cabo, igualmente, en el sector de gas natural, y complementaría la información contenida en las cartas a incluir en las facturas.

Asimismo, como ya se ha indicado en el Informe 34/2008 de esta Comisión, se considera que una medida necesaria para impulsar la competencia consiste en obligar a los comercializadores, a publicar y mantener actualizados en su página web sus ofertas comerciales para los distintos colectivos de consumidores (con especial atención a los consumidores domésticos), en términos de productos, servicios y precios, de manera que los consumidores pudieran buscar y comparar los precios de los distintos comercializadores. Igualmente, se podría requerir que fueran publicadas de manera conjunta estas ofertas en una página web común, ya fuera a través de la propia web de la CNE o de la Oficina de Cambio de Suministrador.

3.15 Disposición adicional tercera. Aplicación del procedimiento de cálculo

La Disposición adicional tercera habilita a la DGPEM a aplicar el procedimiento de cálculo de la TUR y a fijar los precios que resulten del mismo.

A estos efectos, la CNE deberá elaborar una propuesta en la que se determine para cada tarifa y periodo los términos de potencia, energía activa y energía reactiva de los peajes suficientes, el coste estimado de la energía para cada periodo y el margen de comercialización.

Finalmente, establece que la propuesta deberá ser remitida antes de que transcurran 72 horas desde que finalice la última subasta CESUR.

Al respecto se considera necesario señalar los siguientes aspectos:

En primer lugar, cabe señalar que el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007, establece en la Disposición adicional séptima que, a partir del 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral, la Comisión Nacional de Energía, dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria, enviará a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de revisión de las tarifas eléctricas. Dicha propuesta debe incluir una memoria explicativa en la que se detallen los supuestos, previsiones y cálculos utilizados.

Se considera que los plazos establecidos en la propuesta de Orden pudieran entrar en contradicción con lo establecido en el Real Decreto 871/2007.

En segundo lugar, la propuesta de la CNE debe determinar unos peajes suficientes para recuperar el coste de las actividades reguladas, lo que resulta contradictorio con el reconocimiento explícito de un déficit de actividades reguladas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 del Real Decreto-Ley 6/2009.

En segundo lugar, de acuerdo con lo establecido en apartado segundo del artículo 9 de la propuesta de Orden y el artículo 7 del Real Decreto 485/2009, el coste estimado de la energía podría tener que ser calculado para un semestre, por lo que, para poder cumplir con lo establecido en la propuesta de Orden, esta Comisión debería conocer con anticipación el periodo para el que se deben calcular los precios. Además, como ya se ha indicado, tal circunstancia debiera ser tomada en cuenta para la determinar los productos objeto de subasta.

En tercer lugar, se considera necesario reiterar lo ya manifestado por esta Comisión en su Informe 34/2008 en relación con el papel de la CNE en las revisiones trimestrales del coste de la energía que debe ser incorporado en la tarifa de último recurso, en cuanto se trate de una revisión automática de aplicación de una fórmula preestablecida. No se entiende que se solicite a la CNE una propuesta concreta, cuando ni siquiera se incluye a la CNE en la remisión²³ de las curvas de carga correspondientes para el cálculo del coste de la energía, si bien, esta Comisión solicitó la inclusión de dicha información en su informe 34/2008.

Finalmente, el artículo 14 de la propuesta de Orden establece que la CNE dispone de 24 horas para validar el resultado de la subasta, pudiendo recomendar a la Secretaría de Estado de Energía que el precio de uno o ambos productos no sea considerado en la determinación del coste de la energía. La Secretaría de Estado de Energía dispone, a su vez, de 48 horas para determinar si el precio de la subasta será o no considerado finalmente en la determinación del coste de la energía. En el caso de que estas circunstancias se produjeran en la última subasta CESUR, la CNE no dispondría de tiempo alguno para elaborar su propuesta.

²³ De acuerdo con el apartado 4 del artículo 7 del Real Decreto 485/2009, las empresas comercializadoras de último recurso deberán remitir a la DGPEM las curvas de carga correspondientes al periodo de cálculo del coste de la energía.

Respecto al plazo establecido de 72 horas, debe señalarse que es incompatible con la existencia de un Consejo de Administración que rige a la Comisión Nacional de Energía y con el Real Decreto 1339/1999, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, que atribuye a este órgano colegiado el ejercicio de todas las funciones asignadas a la CNE y prevé la existencia de convocatorias y sesiones para la adopción de los acuerdos.

Asimismo, dicho plazo es absolutamente insuficiente, no sólo porque el mismo resulta a todas luces limitado para la complejidad técnica que conlleva la elaboración de la propuesta sino porque se solapa con otros plazos de tramitación más largos respecto de actos administrativos previstos en el artículo 14 de la propuesta de Orden – que deben ser previos - que involucran no sólo a la CNE sino a OMIP y a la Secretaría de Estado de Energía.

Así, se considera que los plazos establecidos para las funciones recogidas en el artículo 14 de la propuesta de Orden no deberían solaparse con el plazo contemplado en la disposición adicional tercera. En el Cuadro 12 se refleja el cronograma de actividades previstas en el artículo 14 y en la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden, observándose que se produce un solapamiento en la realización de las mismas.

Cuadro 12. Cronograma de actividades a desarrollar por al CNE y SEE, de acuerdo al artículo 14 y a la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden

Responsable	Tarea	Inicio del plazo	Horas/ Plazo máximo		
			24	24	24
CNE	Validación de los resultados de la subasta CESUR	Finalizada la subasta CESUR			
CNE	Potestad de recomendar a la SEE que el precio de uno o ambos productos no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas.	Finalizada la subasta CESUR u OMIP			
SEE	Respuesta a la recomendación de la CNE, sobre si considerar incluir el/los precio/s en la determinación del coste. Comunicación a CNE y a los CUR.	Recepción de la recomendación de la CNE			
CNE	Propuesta de cuantía de la TUR por tarifa y periodo.	Finalizada la subasta CESUR			

Fuente: Propuesta de Orden

Por otra parte, cabe recomendar que en relación al plazo que se establece para que la SEE comunique a la CNE su decisión respecto a los precios que se considerarán para el cálculo de la tarifa de último recurso (72 horas), debería explicitarse que el mismo se contará a partir de la recepción por la SEE de la recomendación de no consideración de determinados precios realizada por la CNE, tal y como se ha supuesto en el cronograma de actividades reflejado en el cuadro anterior.

Se considera, por tanto, que el plazo de 72 horas para remitir la propuesta en la que se determine la cuantía correspondiente a la tarifa de último recurso es insuficiente, máxime cuando en dicho plazo se están solapando funciones encomendadas a la CNE y a la SEE que podrían dar lugar a que los precios de las subastas fueran declarados no válidos.

En consecuencia, se considera que para que la CNE pueda cumplir con los mandatos encomendados, las subastas deben ser programadas con la antelación suficiente para que los precios resultantes puedan ser incorporados en el procedimiento de cálculo del coste estimado de la energía y, además, la CNE disponga del tiempo suficiente para elaborar la propuesta a remitir a la Secretaría de Estado de Energía. Se considera que se debería disponer, al menos, de 7 días para las revisiones trimestrales del componente de energía y de un mes para la revisión anual de las tarifas de acceso suficientes y del margen de comercialización, en todo caso, siempre y cuando la CNE efectúe dicha propuesta bajo la función primera de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, como órgano consultivo.

3.16 Disposición adicional cuarta. Adquisiciones de contratos en el mercado a plazo de los distribuidores y de los comercializadores

En esta disposición se determina que los comercializadores de último recurso podrán comprar contratos de adquisición de energía en las subastas CESUR y en las gestionadas por OMIP-OMIClear, estableciéndose que el volumen que adquieran los CUR en las subastas OMIP-OMIClear será voluntario, mientras el volumen que compren en las subastas CESUR será fijado por la SEE²⁴, previa propuesta de los comercializadores de último recurso.

En primer lugar, se considera que existe una asimetría en el tratamiento de dichas subastas, que se acentúa por el hecho de que, según la propuesta de Orden, ambos tipos de subastas servirán como referencia para el establecimiento del coste de la energía regulada.

En segundo lugar, se considera que la SEE podría imponer un límite a la compra de los CUR, siempre basado en las propias curvas de carga de los comercializadores de último recurso y en las ofertas indicativas de los participantes²⁵. Dicho límite estaría justificado para que la demanda de los CUR no sea superior a sus propias previsiones proporcionadas al MITC y al Organizador de la subasta, de forma que presionen al alza los precios el día de la subasta. En este sentido, se considera que deberían realizarse distintas subastas CESUR para cada horizonte de aplicación de las TUR, a efectos de subastar una menor cantidad de energía en cada una de ellas y de obtener mayores referencias de precios sobre un mismo contrato²⁶, de forma que se limite el riesgo en el que podrían incurrir los comercializadores de último recurso por subastar toda la energía en una única subasta y el consumidor por recibir una única referencia de precio en su TUR.

Cabe señalar que si el volumen objeto de subasta en CESUR fuera fijado por la SEE, los CUR estarían incurriendo en riesgos de volumen, lo que supondría mayores costes, por la diferencia entre la energía contratada en dichas subastas y la que finalmente demandarán sus clientes. Dicha diferencia debería ser gestionada por los CUR a través del mercado spot.

En tercer lugar, se considera que la CNE debería supervisar ex post el grado de adecuación de las previsiones de las curvas de carga de los CUR a la realidad de sus compras.

²⁴ Todo ello sin perjuicio de la aplicación en la subasta, en su caso, de la regla de reducción de volumen.

²⁵ Este límite en el volumen de compra de los CUR podría ser actualizado, al igual que las ofertas vinculantes de los vendedores, en una fecha muy próxima a la celebración de la subasta con previsiones más recientes.

²⁶ Por ejemplo, para el contrato con entrega en el segundo trimestre de 2010 (Q2-10) se podrían realizar cuatro subastas, a celebrar en los meses de junio, septiembre y diciembre de 2009 y en el mes de marzo de 2010, cada una de ellas con un factor de ponderación creciente según se aproxima al vencimiento del contrato. Dicho factor de ponderación equivaldría al porcentaje de energía de la cartera de clientes de los CUR que tendrían que ir a comprar a las subastas.

3.17 Disposición adicional quinta. Intercambio de información entre operadores

La disposición adicional quinta establece que el Operador del Sistema y el Operador del Mercado – Polo Español deberán intercambiar la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del coste y los sobrecostes en cada hora para el conjunto de consumidores y desglosado para cada tipo de tarifa en el caso de consumidores con derecho a suministro de último recurso y publicar en sus respectivas páginas web dicha información.

Al respecto, cabe señalar que la CNE ya publica información horaria de los costes y sobrecostes por unidad de adquisición, por lo que se considera innecesaria esta disposición, ya que implicaría que la misma información fuera publicada por tres entidades distintas.

3.18 Disposición transitoria primera. Factores de ponderación

En la disposición transitoria primera de la propuesta de Orden se especifica que los factores de ponderación para la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas en OMIP-OMIClear y CESUR, para el cálculo de las tarifas correspondientes al segundo semestre de 2009 y primer semestre de 2010, serán los que se indican en el Anexo I de dicha propuesta de Orden.

En la propuesta de Orden se anticipa la realización de una única subasta CESUR, que necesariamente habrá de realizarse en junio de 2009, en la que se subastarán productos trimestrales base y punta con periodo de entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009 (Q3-09 y Q4-09)²⁷, es decir se subastarán productos no anidados e independientes entre sí.

Los precios de equilibrio de dicha subasta CESUR (junio de 2009) serán las únicas referencias que se utilizarán para el cálculo del coste de la energía de la TUR²⁸ en el tercer y cuarto trimestre de 2009 (Q3-09 y Q4-09), debido a que la propuesta de Orden no asigna peso alguno a los precios de los contratos, con periodo de entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009, obtenidos en las subastas de OMIP. Esto es debido a que la propuesta de Orden, en su disposición transitoria segunda, determina que la energía adquirida por los distribuidores españoles en las subastas de OMIP con entrega a partir del 1 de julio de 2009 será vendida en subastas CESUR y en OMIP-OMIClear, como se verá más adelante.

La celebración de una única subasta CESUR para los contratos con periodo de entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009, tal y como se contempla en la propuesta de Orden, aumenta el riesgo de los agentes que quieran tomar posiciones en la misma, por concentración de los volúmenes a subastar, y limita la obtención de referencias de precios a una única subasta.

²⁷ Estos productos vienen determinados en el apartado 2 de la disposición transitoria segunda.

²⁸ Se asigna el 100% como factor de ponderación al precio obtenido para cada uno de los contratos, base y punta, que se subastarán en la subasta CESUR de junio de 2009.

Por ello, se considera más adecuada, al menos, la celebración de dos subastas CESUR, la primera, en junio de 2009, en la que se subastarían, al menos, contratos con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009, y la segunda, en septiembre de 2009, en la que se subastarían contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2009 y otros productos. Asimismo, se recomienda que la ponderación de los contratos con periodo de entrega en el cuarto trimestre de 2009 sea mayor en la segunda subasta (septiembre de 2009), al obtenerse referencias de precios más cercanas al comienzo del periodo de entrega de la energía y primas de riesgo inferiores por celebrarse la subasta en fechas más próximas al inicio del periodo de entrega.

Por su parte, el segundo cuadro del Anexo I de la propuesta de Orden contiene los factores de ponderación en el segundo semestre de 2009 de los precios de productos con entrega en el primer y segundo trimestre de 2010. En dicho cuadro se observa que la ponderación proporcionada al precio de la subasta CESUR²⁹ en el cálculo del coste de la energía de la TUR equivaldría a un 90%, mientras que la ponderación de las referencias de precios de las subastas OMIP sería del 10%.

A este respecto cabe realizar las siguientes consideraciones: (i) el mecanismo de referencia para la determinación de los costes de la energía de la TUR deben ser las subastas CESUR, por lo que no deberían aplicarse ponderaciones a los precios de equilibrio resultantes de las subastas celebradas en OMIP. Las subastas CESUR incorporan mecanismos de protección del nivel de competencia y son supervisadas por la CNE; (ii) no parece adecuado que para la determinación de los costes de la energía de la TUR para el primer y segundo trimestre de 2010 (Q1-10 y Q2-10) se tome la referencia de precio de una única subasta CESUR (a celebrar en el segundo semestre de 2009).

Siempre que sea aceptado por el organizador de la subasta, en la subasta de junio de 2009 podrían subastarse, adicionalmente a los productos con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009, los productos con periodo de entrega en el primer y segundo trimestre de 2010 y realizarse dos subastas adicionales de dichos productos (Q1-10 y Q2-10) en septiembre³⁰ y diciembre de 2009, más una cuarta subasta para el Q2-10 en marzo de 2010. De esta forma, se limitaría el riesgo en el que podrían incurrir los agentes por subastar toda la energía en una única subasta y se obtendrían mayores referencias de precios.

Por otro lado, en relación a la ponderación por tipo de producto (base o punta), se considera adecuado lo establecido en la propuesta de Orden, esto es, que en la determinación del coste de la energía de la TUR la ponderación de cada grupo de productos (base o punta) sea del 100%. Esto tiene sentido porque cada grupo de productos va a ser utilizado para el cálculo del coste estimado de la energía suministrada en cada periodo tarifario.

3.19 Disposición transitoria segunda. Obligaciones de presentación de ofertas de venta de los distribuidores en las CESUR y OMIP-OMIClear

De acuerdo con la Disposición adicional sexta del Real Decreto 485/2009, en la propuesta de Orden se obliga a que los distribuidores vendan, en las subastas CESUR o en OMIP, todos aquellos contratos que han adquirido previamente en las subastas OMIP de forma obligatoria, según lo especificado en las Órdenes ITC/1934/2008 e ITC/3789/2008, y con entrega posterior al

²⁹ De la propuesta de Orden se desprende la celebración de una única subasta en el segundo semestre de 2009.

³⁰ En la subasta de septiembre de 2009 se debería subastar, adicionalmente, el Q4-09.

1 de julio de 2009. En el Cuadro 13 se resume dicha obligación de venta de los distribuidores, en función de lo especificado en la propuesta de Orden, que asciende a 1.556 MW (el detalle de la obligación de venta por periodo de entrega se recoge en el Anexo IV).

Cuadro 13. Resumen de la obligación de presentar ofertas de venta de los distribuidores

Contratos adquiridos por los distribuidores en OMIP con entrega posterior al 1/07/09	Contratos vendidos en subastas que sirvan como referencia para la fijación de la TUR	Subastas de venta (fecha de celebración, de acuerdo a la propuesta de Orden)
FTB M Jul-09 FTB M Ago-09 FTB M Sep-09	Contratos mensuales	OMIP (4ª subasta de junio y 3ª subasta de julio)
FTB Q3-09 FTB YR-09 ⁽¹⁾	Contratos trimestrales con entrega en 2º semestre-09	CESUR (junio-09)
FTB YR-10 ⁽²⁾	Contratos trimestrales con entrega en 1º semestre-10	CESUR (2º semestre-09)
FTB YR-10 ⁽³⁾	Contratos trimestrales con entrega en 2º semestre-10	CESUR (1º semestre-10)

Fuente: elaboración propia sobre propuesta de Orden

⁽¹⁾ Parte del contrato con entrega en el segundo semestre de 2009

⁽²⁾ Parte del contrato con entrega en el primer semestre de 2010

⁽³⁾ Parte del contrato con entrega en el segundo semestre de 2010

Cabe destacar que en el “Informe 25/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008 y primer semestre de 2009”, (en adelante, Informe 25/2008), y en el “Informe 38/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2009”, (en adelante, Informe 38/2008), esta Comisión indicó que las obligaciones de adquisición de energía en OMIP deberían ceñirse al periodo durante el cual el distribuidor aparece como suministrador de la energía a tarifa, por lo que “(...) no deberían subastarse productos con entrega más allá del 1 de julio de 2009”. De haberse hecho así, no se estaría planteando ahora la venta de los contratos adquiridos por los distribuidores en OMIP con entrega posterior al 1 de julio de 2009.

Respecto a la venta de dichos contratos adquiridos de forma obligatoria por los distribuidores en OMIP, se considera que no resulta coherente mantener la obligación a los distribuidores de participar en subastas que sirvan de referencia para la fijación de la TUR, vendiendo los contratos adquiridos previamente, en fechas posteriores a la finalización de su responsabilidad de suministro de energía (es decir, más allá del 1 de julio de 2009), toda vez que la participación en dichas subastas requerirá unas necesidades mínimas de recursos por parte de los distribuidores, como el mantenimiento de personal, y que el resto de obligaciones como suministrador de energía de último recurso finalizan después de esa fecha.

Adicionalmente, se podría interpretar que la venta de los contratos adquiridos previamente por los distribuidores con entrega posterior al 1 de julio de 2009 podría responder a una decisión del regulador de aumentar transitoriamente la liquidez en las subastas que sirvan de referencia para el establecimiento de la TUR, en la medida en que se plantean como subastas voluntarias, en las que se desconoce, en un primer momento, el interés de los agentes por acudir a vender energía en dichas subastas.

Se considera que si éste fuera uno de los motivos que subyace a la obligación de vender estos contratos en varias subastas, dicha medida de fomento de la liquidez no estaría justificada por el perjuicio ocasionado al sistema, que debería reconocer a las empresas distribuidoras el diferencial que se produzca entre el precio al que adquirieron la energía en las subastas de OMIP y el precio de venta de dicha energía en OMIP-OMIClear y en las subastas CESUR (se presenta una estimación dicho diferencial en el Anexo V), adicionalmente del reconocimiento de los costes (garantías y comisiones) que se deriven de dicha obligación de compra y de venta (véase una estimación de las comisiones en el Anexo VI).

Con las estimaciones anteriores se puede concluir que el sistema se enfrenta a un pago derivado del diferencial de precios de compra y venta en las subastas que asciende a 18.639 miles de €, lo que supone un valor de 4,67 €/MWh (3.989.400 MWh comprados o vendidos) y a un reconocimiento de costes derivado de las comisiones por participar en las subastas, comprando y vendiendo, que asciende a 159.573 €.

Los problemas expuestos anteriormente derivados del actual redactado de la disposición transitoria segunda, podrían mitigarse³¹ por medio de las siguientes vías:

- Una única subasta en junio 2009 del total de los compromisos adquiridos por los distribuidores para periodos posteriores a sus obligaciones de suministro. De esta forma se simplifica la operativa de los distribuidores que no tendrán que acudir a varias subastas a vender la energía que ya han adquirido previamente.
- Permitir la participación automática de los distribuidores en las subastas CESUR y OMIP, esto es, que los administradores de la subasta (OMEL y OMIP) puedan introducir, en las respectivas plataformas de subasta, una puja por defecto (precio-acceptante) en nombre de los distribuidores, por los volúmenes que deben ser objeto de venta.

Cabe destacar que las ventas en las subastas CESUR que se plantean en la propuesta de Orden podrían liquidarse financieramente, si así se establece en las reglas de la subasta. De esta forma, los distribuidores se encontrarían con la paradoja de tener una posición abierta compradora en contratos a plazo con entrega física posterior al 1 de julio de 2009, cuando a partir de esa fecha ha cesado su actividad.

³¹ Estos problemas se hubieran evitado si se hubiese establecido una subrogación automática de los distribuidores a los comercializadores de último recurso del mismo grupo empresarial (o el establecimiento de un mecanismo de subrogación preestablecido) de los compromisos adquiridos por los primeros para periodos posteriores a sus obligaciones de suministro. Esta opción no es factible bajo el marco normativo del Real Decreto 485/2009, que en su disposición adicional sexta establece la obligación de venta de los contratos de adquisición de energía, con periodo de entrega a partir del 1 de julio de 2009, por parte de los distribuidores.

Por todo lo anterior, se considera que debería añadirse un nuevo apartado con la siguiente redacción:

“Los distribuidores estarán obligados a vender financieramente los contratos con entrega física adquiridos en las subastas de OMIP. Para deshacer las posiciones en el mercado de futuros correspondientes a compras con entrega física cuyo período de entrega se produce a partir del 1 de julio de 2009, los distribuidores españoles están habilitados, como miembros negociadores de OMIP, a registrar operaciones OTC en OMIP por un mismo titular mediante las cuales pueden transformar posiciones con liquidación física y financiera en posiciones con liquidación exclusivamente financiera sin coste alguno”.

De este modo se evitaría el pago de la comisión con entrega física, con el consiguiente ahorro para el sistema en términos de los costes reconocidos a los distribuidores. De permitirse esta posibilidad a los distribuidores, lo más sencillo sería que transformaran todas sus posiciones abiertas en físico (con entrega a partir del 1 de julio de 2009) en posiciones financieras, anulándose así todas las comisiones por entrega física, y no sólo las de los contratos mensuales con entrega en los meses de julio, agosto y septiembre de 2009 (por el neteo entre la compra y la venta de energía).

En caso de permitir a los distribuidores cambiar la naturaleza de sus posiciones de físicas a financieras, se considera necesario eliminar la obligación de vender en OMIP contratos de futuros con entrega física en los meses de julio, agosto y septiembre de 2009, permitiendo que estas ventas se hagan financieramente.

Se considera que la disposición transitoria primera debería ampliarse añadiendo un apartado que clarifique que la diferencia entre los costes reconocidos a los distribuidores por sus compras obligatorias en OMIP y los ingresos que van a obtener por las ventas de dicha energía será un coste o ingreso liquidable para el sistema.

Por otro lado, el apartado 5 de la disposición transitoria segunda incluye una penalización que no aparece justificada en memoria explicativa. De la actual redacción parece deducirse que trata de incrementar el precio de las subastas en las que el distribuidor está obligado a vender para fomentar su cumplimiento y disminuir el coste liquidable para el sistema.

3.20 Disposición transitoria tercera. Valores iniciales a aplicar en el cálculo de la tarifa de último recurso a partir del 1 de enero

En esta Disposición transitoria se establecen los valores concretos para el margen de comercialización fijo (MCF) y la prima de riesgo (PRp).

En relación con el margen de comercialización fijo se deben señalar los siguientes comentarios:

La propuesta de Orden establece en el artículo 8 que el término de potencia de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de potencia de la tarifa de acceso el margen de comercialización fijo (MCF), expresado en €/kW y año, cuyo valor concreto, establecido en la Disposición transitoria tercera, asciende a 4 €/kW y año. Adicionalmente, la citada disposición establece que la DGPEM podrá revisar el margen de comercialización cuando revise el coste de la energía.

La propuesta de Orden no viene acompañada de Memoria justificativa, por lo que esta Comisión desconoce los costes y las hipótesis consideradas para establecer el margen comercial fijo. El

margen de comercialización constituye la retribución de la actividad de suministro de último recurso, por lo que se considera que debiera haberse justificado adecuadamente.

Con objeto de valorar el margen comercial, se ha procedido a facturar a los clientes con potencia contratada inferior a 10 kW por este concepto, para ello se ha empleado la información individualizada de clientes correspondiente al año 2007, facilitada por las empresas distribuidoras en aplicación de la Circular 2/2008³². La cifra obtenida se ha contrastado con la información de costes de gestión comercial disponible en las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008 y la información sobre costes de gestión comercial solicitada por la CNE a las empresas de los sectores de electricidad y gas natural diciembre de 2008 con objeto de elaborar sendas propuestas de los precios regulados para 2009 en ambos sectores.

El Cuadro 14 presenta para cada tramo de potencia contratada, el número de clientes, consumo, margen comercial y margen comercial en términos de €/cliente. Como resultado de aplicar el margen comercial establecido en la disposición transitoria tercera se obtiene que la retribución de la actividad de suministro de último recurso hubiera ascendido en 2007 a 400 Millones de €, lo que se traduce en un coste medio por cliente de 16,2 €/cliente. En caso de aplicar este coste medio a la previsión de clientes acogidos a TUR en 2009, se obtiene una retribución aproximada de 420 Millones de euros en términos anuales (16,19 €/cliente).

Cuadro 14. Margen Comercial por TUR y potencia contratada resultado de aplicar el valor establecido en la Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden.

TRAMO POTENCIA (kW)		Consumo Anual		Consumidores		Tamaño medio por cliente (kWh/cliente)	Margen Comercial			Diferencia del margen comercial sobre el medio (%)	
Desde	Hasta	GWh	%	Número	%		Miles de €	c€/kWh	€/cliente	c€/kWh	€/cliente
0	1	239	0%	290.631	1%	823	832	0,348	2,86	-38%	-82%
1	2	2.302	3%	1.861.385	8%	1.237	10.510	0,456	5,65	-19%	-65%
2	3	4.865	7%	2.652.491	11%	1.834	24.921	0,512	9,40	-9%	-42%
3	4	20.398	29%	8.977.527	36%	2.272	119.261	0,585	13,28	4%	-18%
4	5	15.253	21%	5.139.015	21%	2.968	91.866	0,602	17,88	7%	10%
5	6	12.572	18%	3.444.582	14%	3.650	76.483	0,608	22,20	8%	37%
6	7	5.311	7%	997.879	4%	5.322	26.538	0,500	26,59	-11%	64%
7	8	1.811	3%	284.132	1%	6.374	8.880	0,490	31,25	-13%	93%
8	9	2.367	3%	376.562	2%	6.287	13.110	0,554	34,81	-1%	115%
9	10	6.277	9%	719.816	3%	8.721	28.207	0,449	39,19	-20%	142%
TOTAL		71.396	100%	24.744.020	100%	2.885	400.607	0,561	16,19	0%	0%

Fuente: Circular 2/2008 y CNE

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que el pasado 5 de mayo de 2009 tuvo entrada en la CNE una Propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural. En el artículo 7 la citada propuesta de Orden se establece que el margen de comercialización será de 11 €/cliente y año para los consumidores acogidos a TUR.1 (consumo inferior a 5.000 kWh) y de 17,5 €/cliente y año para los consumidores acogidos a TUR.2 (consumo comprendido entre 5.000 kWh y 50.000 kWh), lo que da lugar a un coste medio por cliente de 14,4 €/cliente, cifra inferior en un 11,7% al margen considerado para el sector eléctrico.

Esta Comisión considera que la actividad de gestión comercial incluye servicios que son comunes a los sectores de electricidad y gas, por lo que se propone analizar las diferencias en el margen en ambos sectores.

³² Circular 2/2008, de 2 de octubre de 2008, de la Comisión Nacional de Energía, de petición de información del ejercicio 2007 a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de la retribución a la actividad de distribución y supervisión de la misma.

Para contrastar el dato de 4 €/kW de la propuesta de Orden, se ha procedido a realizar una primera estimación del coste de comercialización al que se enfrentaría un comercializador en el mercado libre a partir de la información contenida en las Circulares y la información solicitada a las empresas eléctricas y gasistas por esta Comisión. Para ello, se ha tenido en cuenta las respuestas de los agentes en relación con costes de gestión comercial en los incurren los comercializadores de último recurso y la metodología de asignación de los mismos a las consultas públicas realizadas por la CNE en 2008 sobre los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en el sector eléctrico.

En concreto, se ha considerado que la retribución del suministro de último recurso debe incorporar el coste de captación de nuevos suministros, el coste del ciclo comercial (facturación y cobro), el coste de atención al cliente y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad, tales como la tasa de ocupación de la vía pública, los costes financieros derivados de las diferencias entre los pagos y los cobros y un margen de comercialización adecuado. De acuerdo con las respuestas de los participantes en las consultas públicas, los costes relacionados con la captación de cliente, el ciclo comercial y la atención a los clientes se han asignado en función del número de consumidores, mientras que el resto de costes, que no dependen directamente del cliente, se han imputado en función de la energía consumida.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha estimado, a partir de la información disponible, que durante el periodo analizado (2005 -2007) el coste medio de gestión comercial al que se hubiera enfrentado el comercializador sería de 20,14 €/cliente y de 2,94 €/MWh consumido. Como resultado de aplicar los valores estimados a la información individualizada de clientes de la Circular 2/2008 correspondiente a 2007, se obtienen 708 Millones de €.

Adicionalmente, dado que la información disponible presenta un elevado grado de variabilidad, se ha estimado el coste que obtendría la empresa más eficiente posible como resultado de la suma de los costes más eficientes en cada una de las categorías consideradas. En este caso el valor promedio correspondiente al periodo 2005-2007, sería de 7,67 €/cliente y de 2,94 €/MWh, resultando una retribución por este concepto de 400 Millones de €.

Con estas hipótesis, el coste considerado en la propuesta de Orden es similar al que tendría una empresa eficiente e inferior en un 44% al que obtendría la empresa promedio.

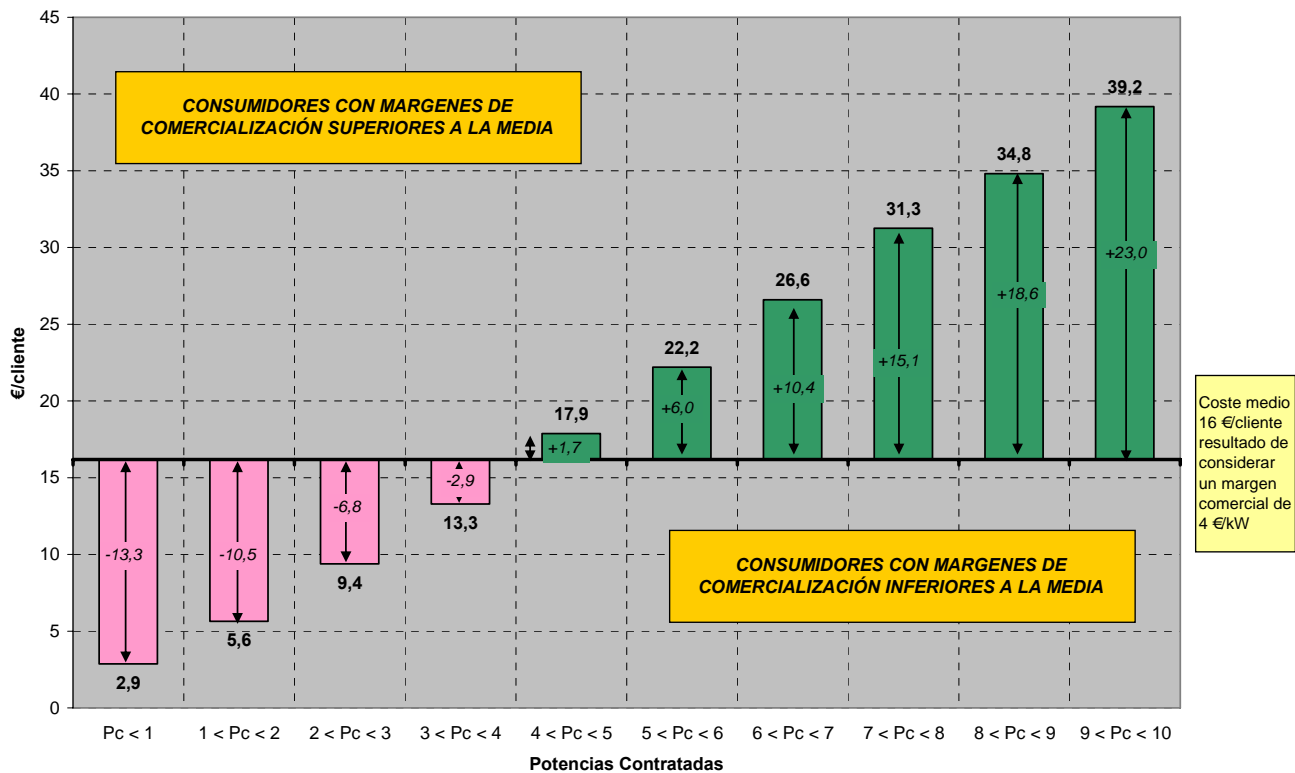
En el Gráfico 5, se muestra, para cada intervalo de potencia, el margen comercial resultante de la aplicación de la propuesta de Orden como diferencia respecto al margen comercial medio, en términos de €/cliente. Se observa que los consumidores con potencia contratada inferior a 4 kW tienen un margen comercial inferior al margen medio, mientras que el resto de consumidores tiene un margen superior al medio.

Por lo tanto, los comercializadores concentrarán su actividad en los segmentos de mercado más atractivos (esto es, en los consumidores con mayores potencias contratadas), quedando el CUR obligado a suministro de los consumidores con menores márgenes, lo que, a su vez, podría traducirse en que, a medio plazo, el margen comercial de los CUR fuera insuficiente para cubrir los costes de su actividad.

Asimismo, si el valor concreto de 4 €/kW es un valor medio, el mantenimiento del esquema propuesto podría ir en contra de lo establecido en el artículo 18 de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, en la medida en que para los consumidores con potencia contratada inferior a 4 kW el coste de comercialización podría resultar superior al margen.

Esta Comisión considera que las variables a utilizar para imputar los costes de gestión comercial deben ser aquellas que reflejen la estructura de costes de los comercializadores en el mercado libre, con objeto de evitar la aparición de subsidios cruzados entre consumidores. Considerando tanto las respuestas de los agentes a las consultas públicas planteadas por esta Comisión como la información contenida en las Circulares y la solicitada a las empresas eléctricas y gasistas para las propuestas tarifarias, se considera que el coste de gestión comercial se debería de estructurar en un término fijo por cliente (en €/cliente que reflejará los costes captación, atención y el ciclo comercial) y un término variable en función de la energía consumida (en €/MWh que reflejará los costes de gestión comercial, que cómo la prestación de garantías o la tasa de ocupación de la vía pública no dependen del número de cliente sino de la energía consumida por los mismos), por lo que propone introducir las correspondientes modificaciones en los artículos 6 y 7 y en la disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden.

Gráfico 5. Margen comercial por tramo de potencia resultado de la aplicación de lo establecido en la propuesta de Orden. Diferencias frente al valor medio



Fuente: Circular 2/2008 y CNE

Finalmente, no se considera adecuado que la revisión del margen de comercialización definido como un término fijo, en función de la potencia contratada, se efectúe con la revisión del coste de producción de energía. Si bien el objetivo de dicha medida pudiera ser adaptar el margen de comercialización, se considera que introduce un elemento de discrecionalidad en el cálculo de la tarifa de último recurso y podría ser interpretado por los agentes como instrumento para amortiguar los incrementos no deseados de las TUR.

Esta Comisión considera que el margen de comercialización debiera fijarse con carácter anual, por lo que se propone la supresión del párrafo segundo del apartado primero de la disposición transitoria tercera.

No obstante lo anterior, el establecimiento de un coste de comercialización anual de 4 €/kW podría implicar un posible riesgo de estrangulamiento del mercado minorista, si finalmente esta estimación inicial resultara insuficiente para el desarrollo de la actividad de comercialización.

Lo anterior unido al elevado grado de incertidumbre y variabilidad observado en los costes declarados por las empresas, podría hacer aconsejable considerar un margen de comercialización en la TUR superior a 4 €/kW. Debido a que los clientes han sido transferidos directamente al CUR, éstos no han incurrido en los costes de captación de los mismos, por lo que se propone, que los ingresos adicionales sobre los 4 €/kW que pudiera establecer el MITC para la actividad de comercialización de último recurso, sean considerados como ingresos liquidables del sistema.

Adicionalmente, se propone la creación de un grupo de trabajo cuyo objetivo sería determinar los componentes de coste que deben ser incorporados en el margen de gestión comercial, los criterios de asignación a la tarifa de último recurso y proporcionar la información, debidamente auditada, necesaria para su cálculo.

3.21 Disposición transitoria cuarta. Precio aplicable hasta el 1 de abril de 2010 al suministro de aquellos consumidores en baja tensión que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

La disposición transitoria cuarta de la propuesta de Orden establece, en su primer apartado, que la energía eléctrica consumida por los consumidores en baja tensión que, a partir del 1 de julio de 2009, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato en el mercado liberalizado, será suministrada y facturada por el comercializador de último recurso, según lo establecido en el artículo 2.2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, siempre que no estén incluidos en la excepción del artículo 2.3 de dicho Real Decreto.

En su segundo apartado, la disposición transitoria cuarta determina los precios a pagar por los consumidores en baja tensión que, a partir del 1 de julio de 2009, transitoriamente carezcan de un contrato en el mercado liberalizado, especificando que serán de aplicación los complementos por discriminación horaria y energía correspondientes a su tarifa a 30 de junio de 2009 y que, a partir del mes de octubre de 2009, dichos precios se incrementarán trimestralmente, hasta el 1 de abril de 2010 un 5%. A partir de esta fecha, se aplicará lo establecido con carácter general en el artículo 21 de la propuesta de Orden.

Cabe señalar que los suministros en baja tensión que, a partir del 1 de julio de 2009, no tendrán derecho a acogerse a la TUR, son aquellos con una potencia contratada superior a 10 kW. Es decir, los suministros en baja tensión que en la actualidad están acogidos a la tarifas 3.0.1 sin y con discriminación horaria (potencia contratada inferior o igual a 15 kW y superior a 10 kW) y los suministros acogidos a la tarifa 3.0.2 (potencia contratada superior a 15 kW).

Se observa que el precio del término de potencia a aplicar a estos suministros, a partir del 1 de julio de 2009, supone un incremento del 5% respecto al precio del término de potencia de las tarifas 3.0.1 y 3.0.2 de la Orden ITC/3801/2008. En el caso del término de energía, el precio establecido supone, a su vez, un incremento del 5% respecto al término de energía de la tarifa 3.0.1 sin discriminación horaria de la Orden ITC/3801/2008.

Por otra parte, la propuesta de Orden establece que se aplicarán, a partir del 1 de julio de 2009, los complementos por discriminación horaria y energía reactiva. No obstante, y de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente a las tarifas 3.0.1 con discriminación horaria y a la tarifa 3.0.2 no les es de aplicación el complemento por discriminación horaria, sino que el incentivo al consumo fuera de la horas de punta se instrumentaliza a través de dos o tres términos de energía.

En consecuencia, se considera que la propuesta de Orden debe incluir los términos de energía aplicables a las tarifas 3.0.1 con DH y a la tarifa 3.0.2 durante los correspondientes periodos tarifarios, que en el caso de considerarse un incremento del 5% sobre los valores vigentes, tomaría los siguientes valores:

Cuadro 15. Propuesta de términos de energía aplicables a las tarifas 3.0.1 con DH y 3.0.2

	Término de energía Punta	Término de energía Valle	
Tarifa	Te: €/kWh	Te: €/kWh	
3.0.1 con DH	0,14306	0,06311	

	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 2
Tarifa	Te: €/kWh	Te: €/kWh	Te: €/kWh
3.0.2	0,15021	0,12136	0,08241

Con objeto de evaluar el impacto de los precios a aplicar, a partir del 1 de julio de 2009, a los consumidores en baja tensión que, sin tener derecho a acogerse a la TUR, transitoriamente carezcan de un suministrador en el mercado liberalizado, se ha estimado el sobreprecio, en términos de facturación media, que pagarían estos consumidores respecto a la facturación media de estos suministros a los precios vigentes de la Orden ITC/3801/2008.

El Cuadro 16 muestra la estimación del sobrecoste a pagar por estos consumidores a partir del 1 de julio de 2009, utilizando el escenario de demanda previsto por esta Comisión para el año 2009, en diciembre de 2008.

En el caso de los suministros acogidos a las tarifas 3.0.1 con discriminación horaria, y 3.0.2, el sobrecoste asciende al 5% como corresponde al incremento en este porcentaje de los términos de potencia y energía a aplicar a partir del 1 de julio de 2009 respecto a la situación vigente.

Sin embargo, en el caso de la tarifa 3.0.1 sin discriminación horaria, se observa que la aplicación de los nuevos precios a partir del 1 de julio supone una variación en la facturación media de estos suministros del -6,22%. Esto es debido a que no se han tenido en cuenta en la facturación a los precios a aplicar a partir del 1 de julio de 2009 el sistema de bonificaciones y recargos vigente aplicable al consumo de las tarifas domésticas sin discriminación horaria.

Se propone por tanto que, en ausencia de la aplicación de los recargos y bonificaciones en el consumo mencionados anteriormente, se corrija el precio a aplicar a los suministros acogidos a la tarifa 3.0.1 sin discriminación horaria a partir del 1 de julio de 2009, de manera que éste sea un elemento desincentivador en la permanencia de dichos suministros en el régimen transitorio establecido. Así, para obtener un incremento del 5% de la facturación media sería necesario incrementar en un 17,50% los términos de potencia y energía aplicables.

Cuadro 16. Estimación del sobrecoste a pagar por los consumidores en baja tensión sin derecho a TUR respecto a la facturación media de estos clientes en el mercado regulado.**Escenario CNE 2009. Total Nacional.**

Nivel Tensión	Número de clientes	Consumo (kWh)	Facturación media Orden ITC/3801/2008 (c€/kWh) (A)	Facturación media Propuesta OM (c€/kWh) (B)	Sobrecoste (%) B/A-1
3.0.1	549.633	6.165.771.654	15,48	14,51	-6,22%
3.0.1 DH	182.216	3.367.520.842	9,27	9,73	5,00%
3.0.2	523.620	24.609.092.948	12,75	13,38	5,00%
TOTAL	1.255.470	34.142.385.444	12,90	13,23	2,57%

Fuente: CNE, Orden ITC 3801/2008 y Propuesta de OM.

En el Cuadro 17 se estima el coste de la energía implícito en las tarifas integrales de los consumidores de baja tensión que, a partir del 1 de julio de 2009, no tendrán derecho a TUR. El coste de la energía implícito se ha calculado como la diferencia entre la facturación media en tarifa integral y la facturación media en tarifa de acceso. El margen implícito se obtiene de la comparación del coste de la energía implícito en los precios pagados por los consumidores y el coste final de la energía en el mercado correspondiente al primer trimestre de 2009 para los comercializadores y consumidores cualificados. de ambos conceptos. Se observa, que dicho margen oscila entre un 28,6% en el caso de los consumidores acogidos a la tarifa 3.0.1 con discriminación horaria y un 93,8% de los consumidores acogidos a dicha tarifa sin discriminación horaria. En términos medios, el margen implícito de estos suministros es del 65,45%.

Cuadro 17. Margen implícito pagado por los consumidores en baja tensión sin derecho a TUR.**Escenario CNE 2009. Total Nacional.**

Nivel Tensión	Número de clientes	Consumo (kWh)	Facturación media Tarifa Integral (c€/kWh) (A)	Facturación media Tarifa Acceso (c€/kWh) (B)	Coste energía implícito (c€/kWh) (A-B)	Margen implícito (%) (49,93 €/MWh)
3.0.1	549.633	6.165.771.654	15,48	5,80	9,68	93,80%
3.0.1 DH	182.216	3.367.520.842	9,27	2,84	6,42	28,64%
3.0.2	523.620	24.609.092.948	12,75	4,59	8,16	63,38%
TOTAL	1.255.470	34.142.385.444	12,90	4,64	8,26	65,45%

Fuente: CNE, Orden ITC 3801/2008

De la misma forma a los comentarios vertidos sobre el artículo 21, los ingresos adicionales deberían ser considerados como ingresos del sistema, no quedando por tanto en poder del comercializador de último recurso. Por ello, se propone añadir un punto 3 a la Disposición Transitoria 4, con el siguiente texto:

“3. Los ingresos que por aplicación del punto anterior obtengan los comercializadores de último recurso por encima de la aplicación de la tarifa de último recurso sin discriminación horaria tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de último recurso proceder a su abono al distribuidor al que esté conectado el consumidor en un plazo no superior a 10 días desde que tales ingresos se produzcan. El distribuidor declarará tales ingresos a los efectos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.”

3.22 Disposición final segunda. Modificación de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular

En la disposición final segunda de la propuesta de Orden se recogen modificaciones al articulado de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, para adecuarla a lo expuesto en la propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

En general, se consideran adecuados los cambios de la Orden ITC/400/2007 recogidos en la propuesta de Orden que van encaminados a: (i) sustituir la firma de los contratos por el documento de adhesión al contrato; (ii) reducir las asimetrías entre compradores y vendedores, presentando los primeros garantías, al igual que los segundos; (iii) eliminar el límite de crédito sin necesidad de aval, por razones de seguridad; y (iv) adaptarla a la figura del CUR, eliminando, por tanto, el reconocimiento del coste de adquirir la energía en las subastas con cargo al sistema de liquidaciones.

Por el contrario, no se considera adecuado el cambio del artículo 7 de la Orden ITC/400/2007 por el que se añade que el vendedor suscribirá un número de contratos de 1 MW constante en todas las horas incluidas en el periodo de entrega definido, siendo esta cantidad de 0,1 MW para los compradores.

Se considera que existe una asimetría entre el comprador y el vendedor, al permitir al primero que suscriba contratos expresados en MW con un decimal, al igual que cuando inserta ofertas de compra en el mercado diario de electricidad, mientras que los vendedores tienen que expresar los contratos de venta en las subastas en MW (sin posibilidad de ofertar con decimales). Dado que la subasta finaliza cuando se alcanza el equilibrio entre la oferta y la demanda, esta situación puede llevar a que no se alcance dicho equilibrio, al tener una demanda agregada expresada en decimales y una oferta agregada expresada en MW sin decimales, debido a que no se permite a los vendedores suscribir contratos cuya potencia esté expresada en MW con un decimal.

Adicionalmente, y dado que la disposición adicional octava de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009, determina que los contratos de adquisición de energía regulados en la Orden ITC/400/2007 se podrán liquidar por entrega física o por diferencias, esta Comisión considera que debería realizarse una revisión en profundidad de la Orden ITC/400/2007 de forma que se eliminen los comentarios que aludan explícitamente a la obligación o el compromiso firme de entrega o de adquisición de la energía, siempre que sea posible realizar dicho cambio. De esta forma se dota a la Orden de mayor flexibilidad para recoger tanto la posibilidad de entrega física de la energía como la liquidación por diferencias de los contratos.

Además de las valoraciones realizadas, deben subrayarse las dos siguientes consideraciones:

- Respecto de la nueva redacción del artículo 3, a juicio de esta Comisión debería concretarse qué se entiende por “todos los sujetos” dada la indeterminación e inseguridad que conlleva recoger este término para referirse a los vendedores de la subasta CESUR
- Se observan ciertas incoherencias entre las redacciones propuestas en algunos de los artículos en la medida que, por una parte, se indica expresamente que se suscriben y firman contratos y, por otra parte, se prevé únicamente documentos de adhesión al contrato-tipo.

3.23 Disposición final tercera. Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

La Comisión Nacional de Energía valora positivamente las modificaciones propuestas en la Orden sobre las liquidaciones en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), con el fin de adaptarlas a la introducción de la comercialización de último recurso y a las mismas reglas que las utilizadas en la península para valorar la diferencia entre las pérdidas reales y las estándares, y que este importe se integre en las liquidaciones de las actividades reguladas.

3.24 Propuestas de mejora en la redacción y fe de erratas

En el Anexo VII del informe se recogen las propuestas de mejora en la redacción del articulado y la fe de erratas.

4 COMENTARIOS SOBRE ASPECTOS NO RELACIONADOS CON EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

4.1 Disposición adicional sexta. Retribución del Operador del Mercado para 2009

La Disposición adicional sexta de la propuesta de Orden desarrolla la Disposición adicional cuarta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

En su primer apartado, la disposición adicional cuarta del Real Decreto 485/2009 determina que, a partir del primer día del mes siguiente a la fecha que se establezca, la financiación del Operador del Mercado correrá a cargo de los precios que éste cobre a los sujetos generadores participantes en el Mercado Ibérico de Electricidad.

En su segundo apartado, dicha disposición establece que estos precios se fijarán por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y podrán incluir un término fijo, función de la potencia neta disponible de sus instalaciones y/o un término variable por la energía que figure en el último programa horario final de cada hora.

Asimismo, establece que la diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación de los sujetos generadores y la que se establezca anualmente por el

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía.

En aplicación de lo anterior, la Disposición adicional sexta de la propuesta de Orden establece que, a partir del 1 de julio de 2009, el Operador del Mercado se financiará a partir de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y que dichos sujetos pagarán al Operador del Mercado, por cada una de las instalaciones de potencia neta superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 15 €/MW por potencia disponible.

Cabe señalar que para el cálculo de la potencia disponible en 2009 se aplicará a la potencia neta de cada instalación el valor del coeficiente de disponibilidad según el régimen y la tecnología de la instalación. La relación de porcentajes de disponibilidad viene recogida en un cuadro en la misma Disposición adicional.

Finalmente, la disposición adicional sexta de la propuesta de Orden determina que la diferencia entre la retribución fijada por el MITYC para el año 2009 y la resultante de la recaudación vía precios tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema y será incluida en el proceso de liquidaciones de la CNE, en la liquidación que se realice en enero de 2010.

En relación con lo anterior, se realizan las siguientes consideraciones:

En primer lugar, se debe tener en cuenta que de acuerdo a lo establecido en el RD 485/2009, el procedimiento de financiación entrará en vigor el primer día del mes siguiente a la fecha que se establezca, de manera que dado que la propuesta de Orden establece que la entrada del nuevo sistema se produce el 1 de julio de 2009, los sujetos generadores comenzarán a efectuar su pago el 1 de agosto de 2009, y no el 1 de julio de 2009 como establece la propuesta de Orden.

Por lo tanto, se considera que con objeto de que la entrada en vigor del nuevo sistema de financiación coincida con la entrada en vigor del suministro de último recurso, se debería señalar en la propuesta de Orden que la entrada en vigor se producirá el 1 de junio de 2009, con objeto que los agentes comiencen a efectuar sus pagos el 1 de julio de 2009.

En segundo lugar, la citada propuesta de Orden establece que “La diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación de los sujetos generadores y la que se establezca por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el año 2009 tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, en la liquidación que se realice en el mes de enero de 2010.”.

Asimismo, la propuesta de Orden establece que los sujetos que venden y compran energía en el mercado, el operador del mercado podrá compensar, total o parcialmente, el pago mensual del mes m que deban realizarle dichos sujetos o sus representantes con los cobros procedentes del mercado el primer día de cobros posterior al tercer día hábil del mes $m+1$.

No obstante, se debe tener en cuenta que la liquidación que realiza la CNE en enero es la que aprueba el Consejo de Administración en dicho mes y que se ha llevado a cabo con los datos recibidos el 25 de diciembre (que corresponden a la liquidación provisional nº 11). Por lo tanto, de aplicar lo establecido en la propuesta de Orden no se podrían incluir en el cálculo la recaudación que el OMEL realice entre el 25 de diciembre y el 7 de enero.

En relación con lo anterior, cabe señalar que el apartado cuarto del artículo 6 de la Orden ITC/3801/2008 establece que la Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2009 las diferencias, positivas o negativas, entre la retribución del Operador del Mercado (11.140 miles de €) y la resultante de la aplicación de las cuotas establecidas en dicha Orden. Por

ello, sería necesario modificar la redacción del borrador de Orden incluyendo una redacción similar a la establecida en la citada Orden ITC/3801/2008.

Asimismo, sería conveniente establecer el procedimiento que debe seguir el Operador de Mercado para justificar la diferencia entre los ingresos obtenidos de la aplicación de los precios establecidos en la propuesta de Orden y la retribución establecida en la Orden de tarifas correspondiente, de forma que las citadas diferencias, positivas o negativas, pueda ser consideradas en la liquidación correspondiente.

En tercer lugar, en la propuesta no se establecen ni las hipótesis utilizadas para establecer una cuantía mensual fija de 15 €/MW de potencia disponible, que deben pagar los propietarios de las instalaciones del régimen ordinario y del régimen especial que actúen en el ámbito del MIBEL, ni las utilizadas para determinar los coeficientes de disponibilidad establecidos en la propuesta de Orden, ni tampoco la retribución que el Operador del Mercado percibiría por este concepto para 2009.

Según los cálculos realizados por esta Comisión, la retribución del Operador del Mercado, resultante de aplicar a todo el año 2009 lo establecido en la propuesta de Orden, ascendería a 12.580 miles de €, cifra superior en 1.710 miles de € la cifra establecida en la Orden ITC/3801/2008 (11.140 miles de euros).

Cuadro 18. Retribución del OMEL resultante de aplicar lo establecido en al propuesta de Orden.

2009	Régimen	Potencia neta (MW) Estimación (P>1MW)	Retribución OMEL (Miles €) (según aplicación propuesta de Orden)
España peninsular	Ordinario	66.107	9.665
	Especial	25.562	1.218
	Total	91.668	10.884
Portugal	Ordinario	14.750	1.496
	Especial	4.518	201
	Total	19.268	1.697
Total Mercado Ibérico		110.936	12.580

Nota. Para el cálculo en el año 2009 se ha utilizado un escenario probable para el Sistema Español y se ha mantenido la misma potencia del año 2008 en el Sistema Portugués.

En cuarto lugar, esta Comisión considera que con el objeto de continuar el proceso de armonización en el ámbito del MIBEL, los pagos a realizar por todos los agentes del mercado se podrían estructurar en un pago anual, en euros, por el mantenimiento de estatuto de participante en el mercado y un pago variable por la energía liquidada en el mercado en función de la energía negociada en el programa horario final, por el conjunto de los sujetos, de manera similar a lo aplicado por OMIP. Cabe señalar que esta estructura es utilizada en otros mercados europeos, en los que los miembros de este mercado pagan cuotas por su participación en los mismos.

A modo de ejemplo, en caso de considerar que el 90% de la retribución establecida para el OMEL en 2009 (11.140 miles de €) se financiara mediante un pago anual por agente, éste ascendería a 10.026 euros por agente y año (en OMIP los agentes que actúan por cuenta propia abonan una comisión de 10.000 euros por agente y año). En caso de considerar un pago variable equivalente al aplicado por OMIP (0,01 €/MWh) para financiar el 10% restante, implicaría que la energía

liquidada (compra y venta) en los mercados gestionados por OMEL debiera superar el 55.000 GWh para garantizar la financiación propuesta para 2009.

En quinto lugar, es necesario señalar que la potencia neta de las instalaciones del régimen especial no es un valor que se establezca en las autorizaciones correspondientes, por lo que se entiende que para dichas instalaciones los coeficientes se deberían aplicar sobre la potencia bruta. Asimismo, sería necesario indicar cuál es el momento de comienzo del pago de la retribución por parte de una nueva instalación, por ejemplo podría establecerse el día 1 del mes siguiente al de la obtención de la inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción de la DGPYM o el correspondiente en Portugal.

Finalmente, se considera que el sistema de financiación del gestor de mercado se debería establecer de forma que no afectara a la independencia de dicho organismo. Cabe señalar que, si bien el mecanismo establecido tanto en la propuesta de Orden como en la Orden ITC/3801/2008 y en el Real Decreto 485/2009 podría garantizar su independencia, de acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria decimonovena de la Ley 54/1997, dicha medida es de carácter temporal y sólo aplicable hasta la culminación del proceso de integración OMEL-OMIP. En consecuencia, se considera necesario articular los mecanismos de supervisión adecuados con objeto de garantizar que el mecanismo de financiación propuesto no afecte a la independencia de dicho organismo y, por ende, al funcionamiento del propio mercado.

4.2 Disposición adicional octava. Información sobre el grado de cumplimiento de los contratos de interrumpibilidad

La Disposición adicional octava de la propuesta de Orden establece que el Operador del Sistema remitirá antes del 1 de julio de 2009 a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe para cada uno de los contratos de interrumpibilidad suscritos en la temporada eléctrica.

En el citado informe se deberá indicar explícitamente el cumplimiento de las órdenes de interrupción, de las previsiones de demanda mensuales que sirvieron para evaluar de apto al proveedor del servicio, así como las posibilidades de cumplimiento del contrato anual considerando los datos reales hasta el 31 de mayo de 2009 y las citadas previsiones a partir del 1 de junio.

Este informe complementa el que en aplicación de lo establecido en el artículo 19.5 de la Orden ITC/2370/2007, el Operador del Sistema debe remitir antes del 10 de noviembre de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, sobre el funcionamiento y aplicación de este servicio. De acuerdo a lo establecido en dicho artículo, el informe debe contener el grado de adecuación de la potencia interrumpible disponible, resultado de los contratos de gestión de la demanda firmados y la potencia interrumpible necesaria para el sistema desagregada por zonas y el análisis económico del coste de este servicio para el sistema.

Se considera que, al igual que lo establecido en el artículo 19.5 de la Orden ITC/2370/2007 y con objeto de dar cumplimiento a las funciones encomendadas en la legislación vigente a esta Comisión, la citada información debería ser remitida igualmente a esta Comisión. Cabe señalar que el coste de la interrumpibilidad en el mercado es un coste liquidable del sistema y que, por tanto debe ser tenido en cuenta por la CNE en sus propuestas de revisión de peajes suficientes.

4.3 Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

La Disposición final primera de la propuesta de Orden introduce una modificación en la fórmula establecida en el artículo 28.1 del Real Decreto 661/2007 para el cálculo del complemento por eficiencia que perciben las instalaciones de régimen especial que acrediten un determinado rendimiento eléctrico.

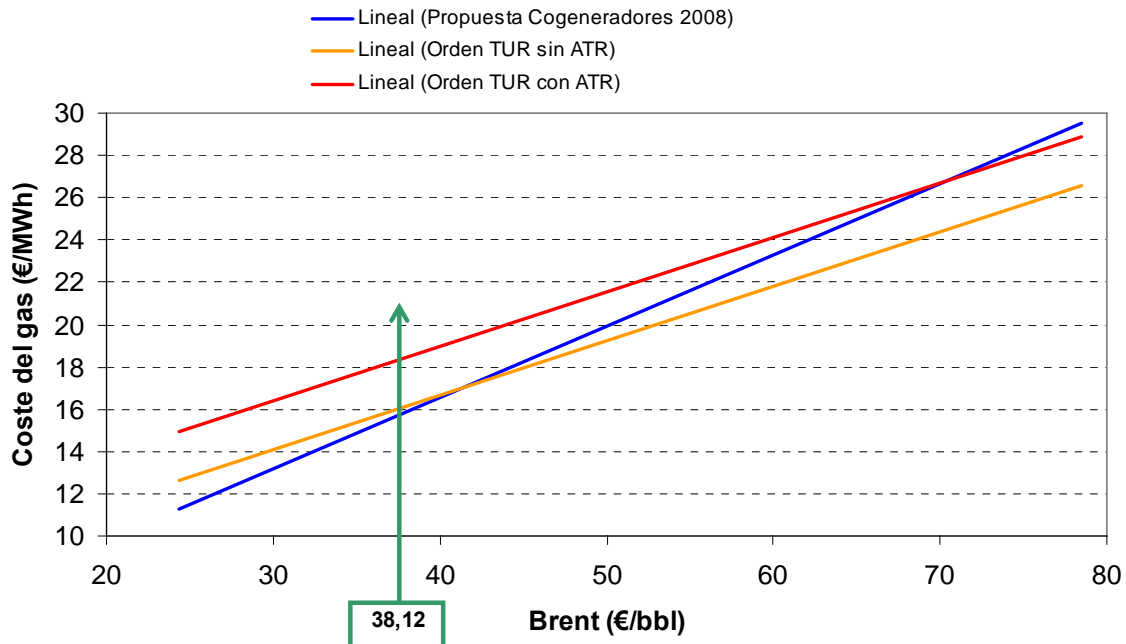
Dicha fórmula incluía entre sus parámetros el CMP: coste unitario de la materia prima del gas natural en c€/kWhPCS publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la Orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural. Con la desaparición de las tarifas reguladas de gas el 1 de julio de 2008, deja de publicarse el CMP y, en consecuencia, se hace necesario eliminar esta referencia de la regulación eléctrica y/o gasista, sustituyéndola por otras variables que reflejen igualmente la evolución del coste de adquisición del gas natural como materia prima.

La Disposición final cuarta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, autorizó a nivel de Real Decreto al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para sustituir la variable Cmp por otra que refleje la evolución del coste del gas natural, *“con efecto, siempre que no sea desfavorable, desde el 1 de julio de 2008”*.

Así, en la Disposición final primera de la Orden objeto del presente informe se propone la sustitución de la variable CMP por el ImpGN (índice de la materia prima del gas natural en ct€/kWhPCS), que se calculará como una evolución lineal en función del crudo Brent más un término de peaje, y todo ello, con efecto desde el 1 de julio de 2008.

Como ha manifestado en otras ocasiones la CNE se considera positiva la modificación propuesta, dado que aporta transparencia, y al mismo tiempo, considera razonable la indexación del coste del gas natural a la cotización del Brent, dado que los resultados que se obtienen con este parámetro son del mismo orden de magnitud que los que aportaba el extinto CMP. Por último, señalar que la fórmula analizada es similar a la que en 2008 comunicó una asociación de cogeneradores a la CNE, aunque en ella no se contemplaba el ATR asociado.

En el gráfico siguiente se presenta una simulación de los resultados obtenidos para el coste de adquisición del gas según las distintas fórmulas analizadas. El valor del Brent aplicable al segundo trimestre de 2009 sería de unos 38,12€/bbl.



No obstante lo anterior, esta Comisión considera necesario realizar algunos comentarios adicionales. En primer lugar, debería indicarse de forma detallada en el texto de la disposición el origen y características de las cotizaciones utilizadas para el cálculo del precio Brent: posición FOB, lugar de publicación (Platts Oilgram, etc.), etc., tal como se hacía en su momento con las variables que integraban la fórmula del CMP.

Por otra parte, deben revisarse las definiciones del tipo de cambio US\$/€ ($TC_{3,0,3}$) y del componente fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución (T_f). El primero porque podría haber una errata en el texto, ya que según las unidades indicadas, su inversión aplicada a la fórmula no permite la conversión en euros de la variable Brent. En relación con el término T_f del peaje, se define éste para el escalón 1.2 (presión > 60 bares), sin embargo, la Asociación Española de Cogeneración (Acogen) indica en sus alegaciones al texto propuesto que la mayor parte de las plantas españolas de cogeneración se encuentran en el escalón 2.4 (presión 4 y 60 bares).

Finalmente, se debería recoger en la orden la necesidad de aplicar dicha fórmula en el correspondiente apartado del Anexo VII del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a efectos de la actualización de las tarifas y primas de la cogeneración con gas natural, “con efecto, siempre que no sea desfavorable, desde el 1 de julio de 2008”.

5 OTRAS CONSIDERACIONES

5.1 Indemnizaciones por deterioro en la calidad del servicio

Se propone incorporar una nueva disposición adicional para contemplar que los clientes TUR puedan recibir las indemnizaciones previstas en las tarifas de acceso por deterioro en la calidad del servicio. Se propone que en su caso, estas indemnizaciones las perciba el CUR para que a su vez las traslade al cliente.

“Disposición adicional XXXX. Descuentos a los consumidores por incumplimiento de la calidad de servicio individual

Los descuentos a los consumidores por incumplimiento de la calidad de servicio individual, regulados en el artículo 105 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, o norma que lo sustituya, serán abonados por la empresa distribuidora al comercializador de último recurso o comercializador libre que suministre al consumidor dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento. El comercializador de último recurso o comercializador libre que suministre al consumidor abonará tales descuentos al consumidor en la primera factura que le gire en el segundo trimestre del año siguiente al del incumplimiento.”

5.2 Desarrollo de la Disposición adicional quinta del RD 485/2009

En la propuesta de Orden no figura el desarrollo de la disposición adicional quinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, que autoriza al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo trámite de audiencia y de forma motivada, a transferir los clientes de una empresa comercializadora a un comercializador de último recurso en los casos en que dicha empresa comercializadora se encuentre incurso en un procedimiento de impago o no cuente con las garantías que resulten exigibles para el desarrollo de su actividad. La citada disposición determina que los clientes transferidos, deberán ser suministrados por la comercializadora de último recurso en las condiciones que se establezcan por Orden Ministerial.

Es conveniente desarrollar esta disposición debido a que un comercializador insolvente no puede comprar energía en el mercado diario ni bilateralmente, por lo que todo el consumo de sus clientes es un desvío en la liquidación del Operador del Sistema a pagar por el comercializador. Las garantías ante el Operador del Sistema cubren desvíos del orden del 5% mensual, no del 100%; si no se transfieren los clientes a un CUR, el impago en la liquidación del operador del sistema producirá pérdidas económicas a los acreedores de la liquidación del Operador del Sistema que son, principalmente, los productores de régimen ordinario y los productores eólicos con desvíos por mayor producción.

Para solventar la situación anterior, el Operador del Sistema propone desarrollar la DA5ª del Real Decreto 485/2009 mediante la inclusión de una nueva disposición adicional en la presente propuesta de Orden:

“Disposición adicional XXXX. Transferencia a un comercializador de último recurso de los clientes de una empresa comercializadora en situación de salvaguardia.

1. Una empresa comercializadora será considerada en situación de salvaguardia desde las cero horas del primer día en el que no haya adquirido en el programa final del mercado, o del despacho de los SEIE, ninguna energía para suministro a sus clientes como consecuencia de encontrarse en alguno de los supuestos establecidos en la disposición adicional quinta del Real Decreto 485/2009.

La ausencia de adquisiciones en el programa final del mercado o del despacho de los SEIE será considerada como prueba de que la comercializadora no cuenta con garantías suficientes para adquirir energía en los mercados organizados o mediante contratos bilaterales o en el despacho de los SEIE, excepto en los casos en los que la comercializadora comunique al operador del sistema que la ausencia de adquisiciones se debe a la inexistencia de contratos con clientes o a un fallo en sus sistemas de información. En el primer caso, la empresa comercializadora deberá comunicar con antelación la fecha de inicio del suministro a sus clientes. En el segundo caso, la empresa comercializadora

deberá comunicar de inmediato las causas del fallo al operador del sistema y el plazo estimado de remedio, siéndole exigible una garantía excepcional al operador del sistema por la liquidación de todo el consumo de sus clientes como desvío sin programa.

2. El operador del sistema comunicará el estado de salvaguardia a la empresa comercializadora en un plazo máximo de dos días hábiles a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El operador del sistema comunicará la mejor previsión disponible del consumo diario de los clientes de la comercializadora y de las obligaciones de pago correspondientes en la liquidación del operador del sistema.

Durante el periodo en situación de salvaguardia, la empresa comercializadora no podrá facturar a sus clientes la energía consumida durante ese periodo salvo autorización expresa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Durante el periodo en situación de salvaguardia, será exigible a la comercializadora una garantía excepcional al operador del sistema por la liquidación de todo el consumo de sus clientes como desvío sin programa.

3. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo trámite de audiencia y de forma motivada, resolverá si procede realizar la transferencia, provisional o definitiva, de los clientes a un comercializador de último recurso con efecto desde las cero horas del primer día en situación de salvaguardia.

En el caso de que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio resuelva que se realice la transferencia, la empresa comercializadora estará obligada a realizar los pagos correspondientes a la energía consumida por sus clientes desde las cero horas del primer día en situación de salvaguardia.

En el caso de que se produzca una transferencia provisional, los clientes transferidos que hayan permanecido con un comercializador de último recurso serán transferidos a la empresa comercializadora con efecto de las cero horas de la fecha que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El comercializador de último recurso estará obligado a realizar los pagos correspondientes a la energía consumida por los clientes transferidos desde las cero horas del primer día en situación de salvaguardia hasta las cero horas de la fecha que se determine.

4. Un comercializador de último recurso podrá solicitar al operador del sistema la exención del coste de los desvíos incurridos por la energía consumida por los clientes transferidos desde las cero horas del primer día en situación de salvaguardia hasta las cero horas del séptimo día posterior a la fecha de resolución de transferencia. Para obtener la exención, el comercializador de último recurso deberá comunicar al operador del sistema, 30 días de la publicación de cierre de medidas del mes correspondiente, la energía horaria elevada a barras de central de los clientes transferidos. Los desvíos incurridos por los clientes transferidos no serán considerados en el cálculo de garantías de operación por desvíos del comercializador de último recurso.

5. El comercializador de último recurso facturará la energía consumida a los clientes transferidos a la tarifa de último recurso, si el cliente tiene derecho a acogerse a la misma, o, en caso contrario, a los precios establecidos en el artículo 21 de este real decreto.

La empresa comercializadora y el comercializador de último recurso comunicarán a los clientes transferidos la extinción definitiva del contrato con su comercializadora o, en su caso, la suspensión temporal, y las tarifas y condiciones de pago de último recurso.

En el caso de que los clientes hubieran realizado a la empresa comercializadora pagos por adelantado por la energía consumida en el periodo en que los clientes ya están transferidos a un comercializador de último recurso, la empresa comercializadora estará obligada a devolver a los clientes las cantidades que correspondan a dicho periodo.

Los contratos que las empresas comercializadoras suscriban con clientes a partir del 1 de julio de 2009 deberán incluir una nota informativa con el siguiente texto:

“En virtud de la obligación de información establecida en la normativa del sector eléctrico, le informamos que la normativa del sector eléctrico establece que en situaciones de salvaguardia, la Administración puede resolver que su suministro con la empresa comercializadora con la que ha firmado este contrato sea transferido a un comercializador de último recurso. A partir de la fecha en que se produjera esta transferencia quedará extinguido este contrato y la empresa comercializadora quedará obligada, en su caso, a devolverle los pagos realizados por adelantado por consumo posteriores a la fecha de transferencia. Las condiciones de pago y los precios que le facturará el comercializador de último recurso serán los que establece la normativa del sector eléctrico para los clientes suministrados por un comercializador de último recurso, estas condiciones y precios serán diferentes de lo establecido en este contrato”

6. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver la utilización excepcional del excedente de la liquidación de los desvíos como fondo de contingencia para la cobertura de las pérdidas que pudieran producirse como consecuencia de la insuficiencia de garantías para cubrir el incumplimiento del pago de la empresa comercializadora en la liquidación del operador del sistema por el exceso de energía consumida sobre la energía adquirida en el mercado antes de la fecha de transferencia de sus clientes al comercializador de último recurso, sin perjuicio del ejercicio de las acciones judiciales correspondientes según lo dispuesto en los procedimientos de operación.”

5.3 Procedimientos de cambio de suministrador

En el Informe 34/2008 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, se señaló la necesidad de implementar en la normativa española las recomendaciones establecidas en el Plan de Compatibilización Regulatoria, acordado entre los Gobiernos de Portugal y España el día 8 de marzo de 2007.

Desde la eliminación de las tarifas integrales de alta tensión, esta Comisión ha venido recibiendo consultas planteadas por consumidores que habiendo formalizado contratos de suministro con empresas comercializadoras, continúan siendo abastecidos por la distribuidora, pagando los recargos correspondientes, como consecuencia de problemas en el proceso de cambio de suministrador.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que el artículo 21 de la propuesta de Orden establece que transcurridos tres meses desde el abastecimiento por parte de un CUR a un consumidor sin derecho a la tarifa de último recurso, sin que un consumidor haya contratado el suministro en el mercado libre, se considerará rescindido el contrato entre el consumidor y dicho comercializador.

Por lo tanto, se puede dar la paradoja de que aunque el consumidor haya formalizado un contrato con un comercializador, se proceda a la suspensión del suministro como consecuencia de problemas en el proceso de cambio de suministrador.

Por todo lo anterior, esta Comisión considera imprescindible que la introducción de las tarifas de último recurso venga acompañada de las medidas señaladas, con objeto de agilizar y favorecer los cambios de suministrador, las cuales se deberían establecer mediante el adecuado rango normativo.

5.4 Información en la factura

La Ley 54/1997 establece en el punto 6 del artículo 18 que *“con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario, en la forma que reglamentariamente se determine, al menos los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y costes permanentes del sistema y tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan”*.

Por otra parte, el Real Decreto 1955/..., establece en el punto 3 del artículo 81 que *“En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar conjuntamente la adquisición de la energía y el acceso a las redes con un comercializador u otro sujeto cualificado... En estos casos el comercializador o sujeto cualificado estará obligado a informar al consumidor, con carácter anual, del importe detallado de la facturación correspondiente a la tarifa de acceso que haya contratado en su nombre con el distribuidor, salvo que el consumidor decida que desea que se le informe en cada facturación, en cuyo caso el comercializador está obligado a remitírsela*.

Esta Comisión considera necesario señalar que se han recibido diversas consultas en relación con las facturas emitidas por los comercializadores. En concreto, relativas al modo de facturar la tarifa de acceso.

Adicionalmente, esta Comisión ha puesto de manifiesto en los últimos informes sobre revisiones tarifarias la necesidad de una campaña explicativa ante la inminente desaparición de las tarifas integrales, proponiendo como un posible canal de comunicación el de la facturación de la distribuidora. En relación con lo anterior, se considera que una posible herramienta que facilitaría en cierta medida el traspaso de los clientes al mercado, sería la obligación al comercializador de desglosar en la factura, además de los conceptos legalmente establecidos, el coste de la energía y el coste de acceso.

En consecuencia, se propone que se detalle en la factura mensual de los consumidores, al menos, la facturación de de acceso, lo que le daría al consumidor cierta capacidad para comparar las ofertas de los comercializadores en mercado libre y CUR.

5.5 Contratos eventuales y de temporada de baja tensión

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, y en el 1435/2002, los suministros de baja tensión no pueden formalizar contratos eventuales o de temporada en el mercado liberalizado debiendo formalizarlos en el mercado regulado.

Por el contrario, la Orden de 12 de enero de 1995, establece que los suministros de temporada tendrán una duración inferior a 12 meses y carácter repetitivo los años siguientes.

Se observa una regulación asimétrica en las condiciones de aplicación de los suministros eventuales en el mercado liberalizado y en el mercado regulado. Así, mientras que en el mercado regulado los suministros de baja tensión pueden formalizar contratos eventuales y de temporada, ello no es posible en el mercado liberalizado.

En consecuencia, esta Comisión considera importante señalar que, ante la inminente desaparición de las tarifas integrales, sería necesario extender la regulación existente en relación con la formalización de contratos eventuales y de temporada en mercado liberalizado a los suministros de baja tensión.

5.6 Suministros especiales

La Orden de Tarifas de 12 de enero de 1995, en el punto primero. Ámbito de aplicación del Anexo I establecía lo siguiente:

“Las tarifas de energía eléctrica que se definen en el presente Anexo serán de aplicación a la energía suministrada por las empresas acogidas al Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica (SIFE).

Quedan exceptuados de las mismas:

Primero. Ámbito de aplicación.

- 1º. Los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas, ni los habidos en centrales de construcción y/o moratoria.*
- 2º. El suministro de energía eléctrica a los empleados de las propias empresas eléctricas destinados a las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, que se rige por su tarifa específica.*
- 3º. La energía entregada a las Administraciones Públicas, correspondiente a las reservas establecidas en sus concesiones.*
- 4º. La energía de auxilio y la energía intercambiada entre las empresas eléctricas acogidas al SIFE, salvo las ventas a empresas distribuidoras.*
- 5º. Los suministros gratuitos o con precios especiales particulares, por servidumbre o contrato, en vigor antes del 1 de enero de 1971, durante el período de vigencia del mismo contrato o su prórroga o ampliación, que hubieran sido registrados por la Dirección General de la Energía a solicitud de los interesados con anterioridad al 20 de abril de 1984 tal y como establecía la Orden de 14 de octubre de 1983.”*

Asimismo, el RD 1164/2001, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en su artículo 1.8 Ámbito de aplicación señala:

“Se exceptúa de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como el consumo para instalaciones de bombeo. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.”

También en el citado RD 1164/2001 en su Disposición Transitoria Tercera se señala que:

“En el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los sujetos relacionados en el apartado segundo del artículo 1 deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación...”

Sobre esta base normativa, y una vez suprimido el tratamiento especial de los consumos de empleados, se ha venido incluyendo en el sistema de liquidaciones, las concesiones administrativas, los consumos propios y el trasvase Tajo-Segura.

En el Cuadro 19, se muestran por empresas y conceptos los valores correspondientes a la liquidación nº 14 del ejercicio 2008.

Cuadro 19. Concesiones Administrativas y Consumos Propios. Liquidación 14/2008

Concepto	Energía (kWh)	Ingreso reconocido Liq 14/2008 (€)	Ingreso declarado (€)	Coste reconocido
CONCESIONES ADMVAS. TAJO-SEGURA	84.000.000	40.388,04	40.388,04	6.465.809,38
CONCESIONES ADMINISTRATIVAS	42.468.173	45.261,80	45.261,80	3.289.698,13
CONSUMOS PROPIOS	219.666.670	10.561.793,16	20.683,74	17.063.333,98
Total	346.134.843	10.647.443,00	106.333,58	26.818.841,49

A la vista del Cuadro se puede señalar que, a efectos de las liquidaciones de las actividades reguladas:

- 1) Los ingresos de las concesiones administrativas y del trasvase Tajo-Segura se valoran a los precios declarados por las distribuidoras.
- 2) Los ingresos de los consumos propios se valoran a 4,8081€/kWh, según han venido estableciendo las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas al fijar los valores y parámetros necesarios para proceder a la liquidación anual, y no al valor declarado por las distribuidoras.
- 3) El coste que corresponde a la energía de las concesiones administrativas y consumos propios declarados se valoran al precio de adquisición de la energía para los suministros a tarifas.
- 4) Estos suministros suponen un mayor coste para el sistema de unos 16 millones de euros anuales, ya que el coste reconocido es superior al ingreso reconocido.
- 5) Como caso particular cabe destacar, tanto por su cuantía como por su especificidad, el Trasvase Tajo-Segura, que supone un coste neto de 6 millones de euros y que, en caso de no reconocerse en las liquidaciones, soportaría una única empresa.

Si bien con la desaparición de las Tarifas Integrales desaparecen sus excepciones, sería necesario establecer el tratamiento futuro de dichos suministros a efectos de liquidaciones.

A continuación se adjunta una posible redacción a incluir, bajo las siguientes premisas:

- Desaparece el tratamiento específico de las concesiones administrativas, se han de declarar los peajes que corresponderían a estos suministros.
- No se pueden declarar ingresos y costes en concepto de consumos propios, no siendo posible dar el mismo tratamiento a estos que a las concesiones, dado que estos consumos propios actualmente están excluidos de la aplicación de las tarifas de acceso, por el Real Decreto 1164/2001, si bien podría ser analizada su inclusión.
- Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas a que, excepcionalmente, pueda establecer unos valores específicos a efecto de liquidaciones para casos en que se pueden presentar singularidades, como actualmente con el Tajo-Segura

Teniendo en cuentas las consideraciones anteriores se propone incluir las siguiente disposición adicional en la Orden:

“Disposición adicional xxxx. Tratamiento de las concesiones administrativas y los consumos propios

A efectos de la liquidación de las actividades y costes regulados del RD 2017/1997, de 26 de diciembre, se considerarán incluidos como ingresos liquidables los correspondientes a la aplicación de las tarifas vigentes de acceso por el uso de las redes a la energía entregada a las Administraciones Públicas correspondiente a las reservas establecidas en sus concesiones, sin que se pueda considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas de acceso,.

No obstante lo señalado anteriormente, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer, con carácter excepcional, los valores y parámetros de liquidación de los suministros a los que se refiere el párrafo anterior que por sus especificidades se considere necesario.

6 RESUMEN DE CONSIDERACIONES

Primera. Sobre el régimen jurídico de los consumidores traspasados al comercializador de último recurso

Esta Comisión insiste en la objeción manifestada en su Informe 34/2008 respecto a la necesidad de desarrollar la normativa que regule las relaciones jurídicas de los consumidores en el nuevo modelo de suministro de último recurso.

A efectos de dar transparencia en las relaciones jurídicas entre las partes implicadas en el suministro de último recurso y homogeneizar el contenido de los contratos, se considera necesario que se apruebe un modelo de contrato tipo del suministro de último recurso. Este modelo de contrato tipo debería ser único para todos los consumidores, aprobado por la Dirección General de Política Energética, previo informe de la CNE. El contrato tipo debe contemplar el mecanismo jurídico en virtud del cual el consumidor a tarifa de último recurso mantiene las necesarias garantías de continuidad y calidad del suministro. Se hace necesario que el modelo de contrato establezca las condiciones generales del suministro a tarifa de último recurso.

No obstante, dadas las dificultades prácticas de la firma de nuevos contratos en el escaso margen de tiempo disponible hasta el 1 de julio de 2009, se considera que, al menos, la propuesta de Orden debería incluir, tanto un contenido mínimo de los contratos a tarifa de último recurso, como una especificación de los métodos por los cuales el cliente presta su consentimiento al CUR.

Segunda. Sobre el mecanismo para determinar la Tarifa de Último Recurso (TUR)

La propuesta de Orden para calcular la Tarifa de Último Recurso (TUR) refleja un coste estimado de la energía para las TUR (con y sin discriminación horaria). Sin embargo se mantienen incertidumbres en cuanto a algunos de sus componentes y a su traslación en términos del perfil del consumidor al que aplica.

Se extraen, entre otros, los siguientes aspectos:

- Los factores de ponderación de los precios de las subastas deberían ser fijados con suficiente antelación a las mismas, de forma que el Comercializador de Último Recurso (CUR) pueda programar sus compras de forma eficiente.
- Se considera que un horizonte de revisión adecuado es el trimestral debido a la incertidumbre sobre el sesgo de las variables utilizadas en la composición del coste de la energía. Para cada

- revisión trimestral de la TUR, se considera que debe disponerse de más de una referencia de precio para cada uno de los productos (base y punta).
- Se propone calcular los factores de apuntamiento teniendo en cuenta el perfil inicial y el periodo de entrega de los contratos.
 - Se propone que el componente de sobrecostes se establezca como un valor (en €/kWh) y se incorporen en la fórmula de forma aditiva en lugar de multiplicativa.
 - Se considera que debe profundizarse en el análisis de los perfiles aplicables al consumidor acogido a la TUR, así como en el establecimiento de los periodos tarifarios y en la definición del producto de punta a subastar. Se constata la falta de señales a la demanda, y en particular, el nulo impacto para el consumidor acogido a TUR de disponer de equipo de medida horario, debido a que las medidas de su consumo no se reflejarán en la TUR y a que la liquidación se realizará de acuerdo con los perfiles teóricos del grupo de consumidores al que corresponda.
 - Se considera que la prima de riesgo incluida en la fórmula de la propuesta de Orden es redundante, debido a que la gestión de las incertidumbres por los CUR incluye, implícitamente, la prima de riesgo en los precios. En todo caso, si la propuesta normativa mantuviera este concepto, dicha prima de riesgo sólo debería aplicarse al desvío del perfil de consumo respecto a las adquisiciones en las subastas de energía de los CUR. En cualquier caso, esta Comisión deberá supervisar la evolución de dicho desfase experimentado por cada CUR.
 - Se considera que el margen de comercialización debería articularse, de acuerdo con la estructura de costes de comercialización, en un término fijo por cliente y un término variable. En cuanto a los valores de los términos de facturación, se observa una elevada heterogeneidad en la información disponible para su análisis, por lo que se propone la creación de un grupo de trabajo CUR/CNE para evaluar los costes en los que incurre el CUR, que deberán ser incorporados en la TUR.

En relación con los productos a subastar (base y punta, con entrega trimestral), su definición se considera adecuada en una primera fase, debido a que son productos estándares, conocidos por los agentes participantes y, particularmente el producto base, con referencias líquidas en otros mercados (OTC y futuros), sobre el que podría existir presión competitiva en las subastas dedicadas a las adquisiciones de energía de los CUR.

Tercera. Sobre la estructura de peajes de los suministros de último recurso

En relación con los peajes de acceso a incorporar en la TUR se considera que no se justifica la creación de dos nuevos peajes diferentes a los peajes 2-0A y 2.0DHA, por lo que se propone mantener la estructura vigente.

Se propone suprimir los coeficientes de discriminación horaria por periodo en el peaje de la TUR con discriminación horaria y establecer en su lugar dos términos de facturación de energía activa, de acuerdo con la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001, en particular con el peaje 2.0DHA.

Cuarta. Sobre la integración vertical de los CUR

Esta Comisión muestra su preocupación por el impacto que, sobre el nuevo modelo de suministro de último recurso, pudiera tener la integración vertical de los agentes.

Se considera necesario analizar en profundidad si la estructura de mercado existente permitirá atraer nuevos entrantes de forma estable y sostenible en el tiempo, en beneficio de los consumidores.

Se considera necesario analizar la posibilidad de introducir subastas de emisiones primarias de energía, en los términos analizados por esta Comisión en su “*Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR*” de fecha 22 de enero de 2008, por sus efectos pro-competitivos en las subastas CESUR y en la comercialización libre.

Quinta. Sobre el procedimiento de subastas para establecer la TUR

Teniendo en cuenta el objetivo de fijar precios a plazo de energía para determinar la TUR, se considera que la subasta CESUR es el mecanismo más adecuado, siempre que se garanticen medidas de protección para el desarrollo competitivo de la misma.

Se proponen mejoras para las subastas que determinen el coste esperado de la energía de la TUR, respecto al programa de subastas CESUR desarrolladas hasta ahora, de acuerdo con la experiencia de la supervisión de las dos subastas anteriores.

Sexta. Sobre el plazo para informar a los consumidores sobre el nuevo modelo

Se considera que el estrecho margen de tiempo para el desarrollo del nuevo modelo de suministro para el 1 de julio de 2009, podría afectar tanto a los consumidores como a los comercializadores de último recurso. En una primera fase, de cara al 1 de julio, los consumidores no dispondrán en un plazo de tiempo suficiente, de la información necesaria para elegir un comercializador (en particular, por el desconocimiento del valor de la TUR y de los peajes de acceso que les serán de aplicación), ni tampoco de un modelo de contrato de suministro de último recurso. Por otra parte, los comercializadores no dispondrán con la antelación suficiente de la cartera de clientes para las que deberá programar sus compras de energía, ni de la fórmula de cálculo que determinará su decisión sobre las compras.

En consecuencia, se considera necesario proporcionar información necesaria, tanto a los consumidores que pueden acogerse a TUR, como a aquellos otros que dejan de tener tarifa a partir del 1 de julio. En particular, se propone que los comercializadores de último recurso envíen cartas de aviso a todos los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato en vigor con un comercializador, en la que se indique que el plazo del que disponen para contratar su suministro en el mercado liberalizado y que una vez transcurrido dicho plazo se procederá a la suspensión del suministro.

Séptima. Sobre el papel de la CNE en el proceso de fijación de precios y de la supervisión de la subasta

Se considera necesario que se especifiquen los siguientes aspectos que afectan a la intervención de la CNE y del Consejo Consultivo de Electricidad en el proceso de fijación de precios.

- 1) La función por la que la CNE debe realizar la propuesta de precios y peajes para el suministro de último recurso.
- 2) El alcance y periodicidad de las propuestas que sobre los precios regulados debe remitir esta Comisión. Se consideraría adecuado elaborar una propuesta completa (tarifas de acceso, composición de términos de la TUR, margen comercial y propuestas metodológicas) con carácter anual, coincidente con la revisión de las tarifas de acceso a las redes que con carácter anual, como indica el Real Decreto 871/2007, mientras que la revisión trimestral/semestral del componente de la energía implícito en las tarifas de último recurso debiera ser una actualización automática, resultado de la aplicación de una fórmula.
- 3) Con anterioridad al envío de la propuesta, esta CNE deberá conocer necesariamente elementos sobre el procedimiento de cálculo y actualización de la tarifa de último recurso, tales como, el periodo fijado para revisiones futuras de TUR, las modificaciones si las hubiera de los factores de ponderación, de los coeficientes de discriminación horaria y del margen de comercialización.

Respecto a la posible no inclusión del resultado de una subasta CESUR en la fórmula de la TUR, se considera que, por estabilidad regulatoria, deberían estar determinados previamente por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) los criterios para que, una vez validada la subasta por la CNE y en el mismo plazo de tiempo (24 horas), esta Comisión pueda proponer no utilizar el resultado de la subasta para el cálculo del coste estimado de la energía en la TUR. Se considera que no sería posible haber validado la subasta por la CNE y a su vez, en el mismo plazo de tiempo, recomendar la no utilización de su resultado, a no ser que existan criterios previos definidos por la SEE, que lo indique. Asimismo, respecto las subastas OMIP esta Comisión no tiene función supervisora de este mercado, ni capacidad para solicitar directamente información al gestor de la subasta (OMIP).

Octava. Otras consideraciones

Se propone la introducción de disposiciones relativas a:

- Las Indemnizaciones a los consumidores por el deterioro en la calidad del servicio.
- El desarrollo de la Disposición adicional quinta del Real Decreto 485/2009 relativa al tratamiento de las comercializadoras en situación de impago.
- El tratamiento de las concesiones administrativas y los consumos propios.
- La consideración de ingreso liquidable el porcentaje de recargo sobre la TUR de los consumidores que transitoriamente son suministrados por un CUR y estén en alta tensión.

Asimismo, se propone incluir un desglose de las facturas de los consumidores de último recurso distinguiendo entre el coste de energía, y en su caso la prima de riesgo, margen de comercialización y la tarifa de acceso, con objeto de disponer de una información que les permita comparar ofertas entre comercializadores; se constata la necesidad de desarrollar los procedimientos de cambio de suministrador, en los términos expresados en la propuesta del Consejo de Reguladores remitida a los Gobiernos, así como la falta de regulación de los contratos eventuales y de temporada para suministros en baja tensión.