



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 9/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE MODIFICA LA ORDEN
ITC/1660/2009, DE 22 DE JUNIO, POR
LA QUE SE ESTABLECE LA
METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA
TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE
GAS NATURAL**

20 de mayo de 2010

INFORME 9/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICA LA ORDEN ITC/1660/2009, DE 22 DE JUNIO, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

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 20 de mayo de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El día 7 de mayo de 2010 se recibió, en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

Dicha propuesta fue remitida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos el 7 de mayo de 2010. Los miembros del Consejo Consultivo enviaron sendas alegaciones por escrito, que se adjuntan, como Anexo II, al presente informe.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, introduce por primera vez la figura del suministrador de último recurso y define asimismo las tarifas de último recurso.

En desarrollo de la Ley del sector de hidrocarburos, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establece en su artículo 25.1 que el Ministro, mediante Orden y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural.

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, determina en su Capítulo III el procedimiento de cálculo de la TUR.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, en la redacción dada por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, establece los sujetos

obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural y la contabilización de las mismas.

La propuesta de orden que se informa, propone modificar el procedimiento empleado para el cálculo de la tarifa de último recurso publicado en la orden ITC/1660/2009, en los siguientes aspectos:

- Incorpora a la tarifa de último recurso el coste financiero asociado al cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad
- Modifica los parámetros de la fórmula que se utiliza para calcular el coste de materia prima, para recoger la posibilidad de aumentar el número de subastas y la cantidad de gas subastado. Además, establece la realización de dos subastas para 2010. En concreto, la primera comprenderá el suministro entre el 1 de julio y el 31 de diciembre del año en curso y la segunda comprenderá el suministro entre el 1 de enero y el 30 de junio del siguiente año.

Por último, en cumplimiento de la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la cual se regulan las subastas de adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, se ha publicado la Resolución de la SEE de 7 de mayo de 2010, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la TUR para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

2 CONSIDERACIÓN PREVIA SOBRE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL Y LA CMP VIGENTE

A diferencia de otros mercados europeos, que disponen de mercados organizados de gas que permiten conocer la cotización diaria del gas en el mercado mayorista, el mercado español carece en la actualidad de un precio de referencia de mercado fiable para el cálculo del coste del gas natural.

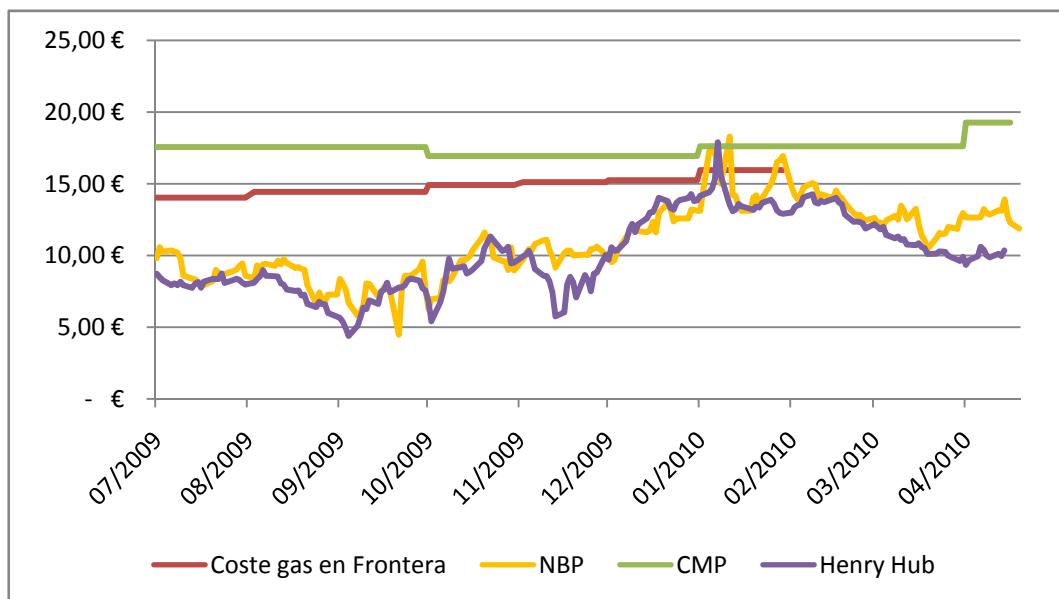
La carencia de precios de referencia en el mercado español hace muy difícil para el regulador la determinación del coste de materia prima.

Actualmente, el coste de materia prima se calcula mediante una fórmula que combina el precio del gas en los mercados internacionales (Reino Unido – NBP y Estados Unidos – Henry Hub), el precio de gas resultante de una fórmula referenciada al petróleo Brent (que se supone basada en las fórmulas de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo de los comercializadores españoles) y el coste del gas resultante de la subasta de gas para último recurso.

Los valores de cada uno de estos precios son muy diferentes entre sí, por lo que las ponderaciones que se atribuyan a cada uno de ellos en la fórmula de cálculo del coste de materia prima en la TUR pueden afectar en gran medida al valor final resultante.

En Gráfico 1 se comparan los precios de CMP resultante de la TUR con los precios internacionales y con el coste de gas en frontera española calculados por la CNE.

Gráfico 1. Comparación del coste de CMP con el coste en frontera y el precio de otros mercados internacionales de gas.



El coste actual de la materia prima para la TUR incluye margen suficiente sobre los precios de gas en los mercados internacionales para permitir la competencia en el mercado liberalizado.

3 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

3.1 Artículo 2. Modificación del artículo 5 “Determinación de la tarifa de último recurso”

La propuesta de Orden modifica el artículo 5 de la Orden ITC/1660/2009 con el fin de introducir el coste de la financiación derivado del cumplimiento de la obligación de mantener existencias de seguridad de carácter estratégico en el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso.

El Real Decreto¹ 1716/2004, de 23 de julio, establece en el apartado 1 del artículo 17 que todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer en todo momento unas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico equivalentes a 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior.

En consecuencia, la incorporación en el cálculo de la TUR del coste financiero derivado de mantener las citadas existencias es acorde con dicha obligación, en tanto los términos fijo y variable del coste de comercialización establecidos en el artículo 7 de la Orden

¹ En la redacción dada por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos

ITC/1660/2009 no incluyan el coste de financiación de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

No obstante lo anterior, se considera que si en el cálculo del coste de comercialización se incluyera la retribución de los fondos propios y ajenos de dicha actividad, no se debería incorporar el coste de financiación de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico independientemente del coste de comercialización, ya que se estaría duplicando su retribución por formar estas existencias parte del activo.

Por último, se señala una errata en el título del artículo 2 de la propuesta de Orden ya que se hace referencia al artículo 3 de la Orden ITC/1660/2009 en lugar del artículo 5.

3.2 Artículo 3. Modificación del artículo 6

La propuesta de Orden modifica el artículo 6 de la Orden ITC/1660/2009 en varios aspectos. En particular, modifica el título del artículo y añade un nuevo apartado 6 con el fin de introducir el coste financiero derivado del cumplimiento de la obligación de mantener existencias de seguridad de carácter estratégico en el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso y corrige el coeficiente de mermas a considerar en cálculo del coste medio de almacenamiento de GNL.

En cuanto a la fórmula propuesta para calcular el coste financiero derivado del cumplimiento de la obligación de mantener existencias de seguridad de carácter estratégico se realizan las siguientes observaciones:

1º Momento y periodicidad del cálculo del coste

No queda claro ni el momento ni la periodicidad de cálculo. De acuerdo con la fórmula podría deducirse que el coste financiero derivado del cumplimiento de la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad se establece en el mes de julio y se revisa con carácter anual, ya que se hace referencia al precio resultante de la subasta del producto de gas de base aplicable al mes de julio y a las Letras del Tesoro a 12 meses. Se considera que debería concretarse tanto el momento de cálculo del coste como la periodicidad de la revisión. En particular, se propone que el coste financiero derivado del cumplimiento de la obligación de reservas estratégicas se actualice el 1 de julio de cada año y se revise con carácter anual.

2º Tipo de interés

En relación con el tipo de interés se señala que el valor medio ponderado mensual de las subastas de las Letras del Tesoro a 12 meses del mes de junio, publicado en la Tabla 21.16 del Boletín Estadístico del Banco de España probablemente no estará disponible en el momento de cálculo, si fuera el 1 de julio. Cabe señalar que a la fecha de elaboración del presente informe (mayo), el último dato disponible corresponde al mes de abril de 2010.

3º Actualización de los términos de tarifa

Se considera necesario modificar el apartado 1 del artículo 10 de la Orden ITC/1660/2009 con objeto de incorporar en la revisión del término variable de la TUR la actualización del coste financiero derivado de la obligación de mantener reservas estratégicas.

En el Cuadro 1 se recoge el impacto sobre los consumidores de las modificaciones introducidas en el artículo 6 sobre las tarifas de último recurso aplicables durante el segundo trimestre de 2010. Se observa que, como resultado de incorporar el coste financiero derivado de la obligación de mantener existencias de gas natural de carácter estratégico y de corregir el coeficiente de mermas, el término variable de la TUR.1 y TUR.2 aumenta un 0,84% y un 0,97%, respectivamente, y la facturación media un 0,59% y un 0,78%, respectivamente.

Cuadro 1. Impacto de la introducción del coste financiero derivado de la obligación de mantener existencias de gas natural de carácter estratégico y de la modificación del coeficiente de mermas en cálculo del término variable de regasificación

TUR - 1									
Concepto	Valores TUR (Q2-2010)			Facturación anual (€)					
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	Consumidor Medio			Todos los consumidores		
				Término Fijo	Término variable	Coste Total	Término Fijo	Término variable	Coste Total
Orden ITC/1660/2009	3,900000	4,444219	6,337441	46,80	109,86	156,66	170.608.741	400.493.282	571.102.022
Modificación mermas en canon GNL		0,000085	0,000085		0,00	0,00		7.660	7.660
Coste financiero existencias estratégicas		0,037466	0,037466		0,93	0,93		3.376.270	3.376.270
TOTAL	3,900000	4,481770	6,374992	46,80	110,79	157,59	170.608.741	403.877.211	574.485.951
Impacto TUR-1		0,037551	0,037551	0,00	0,93	0,93	0	3.383.929	3.383.929
Impacto TUR-1 (%)		0,84%	0,59%	0,00%	0,85%	0,59%	0,00%	0,84%	0,59%

TUR - 2									
Concepto	Valores TUR (Q2-2010)			Facturación anual (€)					
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	Consumidor Medio			Todos los consumidores		
				Término Fijo	Término variable	Coste Total	Término Fijo	Término variable	Coste Total
Orden ITC/1660/2009	7,840000	3,880019	4,814363	94,08	390,68	484,76	326.007.216	1.353.799.498	1.679.806.714
Modificación mermas en canon GNL		0,000085	0,000085		0,01	0,01		29.658	29.658
Coste financiero existencias estratégicas		0,037466	0,037466		3,77	3,77		13.072.475	13.072.475
TOTAL	7,840000	3,917570	4,851914	94,08	394,46	488,54	326.007.216	1.366.901.631	1.692.908.847
Impacto TUR-2		0,037551	0,037551	0,00	3,78	3,78	0	13.102.133	13.102.133
Impacto TUR-2 (%)		0,97%	0,78%		0,97%	0,78%		0,97%	0,78%

Impacto TOTAL							0	16.486.062	16.486.062
Impacto TOTAL (%)								0,94%	0,73%

Fuente: Orden ITC/1660/2009 y propuesta de Orden

3.3 Artículo 4. Modificación del artículo 8 “Determinación del coste de la materia prima”

3.3.1 Ampliación del número de subastas

En el preámbulo de la propuesta de Orden se hace referencia a que la actualización de las fórmulas de la Orden ITC/1660/2009, a la que se procede en dicha propuesta, se realiza de forma que permita en un futuro modificar el actual marco de cálculo de la tarifa de último recurso, contemplando entre las posibles modificaciones al mismo, el incremento en el número de subastas a celebrar.

En este sentido, en el artículo 4 de la propuesta de Orden, por el que se modifica el artículo 8 “*Determinación del coste de la materia prima*”, de la Orden ITC/1660/2009, se establece la celebración de dos subastas, para el periodo comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del año siguiente. La primera de estas subastas debe celebrarse con anterioridad al 30 de junio del año en curso, tal y como se especifica en la Memoria de acompañamiento de la propuesta de Orden, y comprenderá el suministro de gas natural entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de dicho año. La segunda subasta se celebrará con anterioridad al 31 de diciembre del año en curso y comprenderá el suministro entre el 1 de enero y el 30 de junio del siguiente año.

La ampliación del número de subastas a celebrar está en línea con la propuesta realizada por la CNE, contenida tanto en el Informe 4/2009, remitido a la Secretaría General de Energía con fecha 3 de marzo de 2009, sobre la propuesta de Orden por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la TUR (en adelante Informe 4/2009), como en el informe de supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la primera subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la TUR de gas, de 6 de mayo de 2010.

En los informes mencionados, no obstante, la CNE proponía la celebración de subastas escalonadas, en las que las entregas fueran solapándose en el tiempo, al objeto de que el producto con periodo de entrega en un determinado plazo no se subastase en una única subasta, tal y como se recoge en la propuesta de Orden, sino, al menos, en dos subastas².

La celebración de varias subastas, en las que los volúmenes de cada producto sean inferiores a los que corresponderían subastar en una única subasta de carácter anual, permite, por un lado, disponer de más referencias de precios de cada producto, a incluir en el cálculo de la TUR, diversificando el resultado de una única subasta y ajustando las expectativas de precios con los que los agentes acuden a pujar, y, por otro lado, fomenta la presión competitiva, al disminuirse el volumen subastado en cada una de ellas.

Asimismo, el aumento del número de subastas de cada producto permitiría ajustar las cantidades de gas natural a subastar, corrigiéndose los posibles desvíos que pudieran

² Debe tenerse en cuenta que en las subastas que se proponen se estarían demandando los mismos productos que en la subasta anual que se celebra actualmente, esto es, un producto base con entrega anual y un producto invierno, con entrega en el periodo comprendido entre noviembre y marzo. La diferencia con la propuesta de Orden, es que el volumen total a subastar de cada uno de dichos productos se estaría distribuyendo entre varias subastas, pero no se modificaría su plazo de entrega.

producirse sobre las previsiones de demanda TUR realizadas en la última subasta. De esta forma, se disminuiría el riesgo de variaciones no predecibles de la demanda, así como el riesgo de precio asociado a las mismas, que asumen los comercializadores de último recurso, y, por tanto, se reduciría la prima por riesgo de cantidad, que se establece en el artículo 9 de la Orden ITC/1660/2009. No obstante, el efecto de reducción de la prima de riesgo por cantidad variará en función del número de subastas que se celebren, así como de los volúmenes subastados en cada una de ellas. Por ello, en cada una de las subastas deberían revisarse/ajustarse los coeficientes de la fórmula de cálculo de dicha prima de riesgo.

Por todo lo anterior, se propone modificar el calendario de subastas recogido en la propuesta de Orden, de forma que cada producto con un mismo horizonte de entrega anual se negocie en diferentes subastas. Asimismo, se considera que se deberían ajustar los coeficientes de la fórmula de cálculo de la prima de riesgo en cada una de las subastas.

3.3.2 Fechas de celebración de las subastas

En el Informe 4/2009 se indicó que, en la elección de la fecha de celebración de las subastas, sería conveniente tener en cuenta las restricciones determinadas por la operativa de la gestión del sistema gasista. En este sentido, se apuntó que las subastas no deberían realizarse con anterioridad a la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo, que se fija a finales de marzo para el periodo de un año empezando el 1 de abril. Esto es así porque el objeto de la subasta debería ser la demanda del mercado TUR (o un porcentaje de la misma), ajustada por las cantidades que los CUR pueden inyectar o extraer de los almacenamientos subterráneos, y para las cuales los CUR reciben una asignación de capacidad establecida por la normativa, específicamente destinada a la necesidad de modular la oferta de gas para atender este mercado.

Otra restricción que se señaló en dicho informe concierne a la fecha máxima para el envío de las programaciones definitivas de las descargas de GNL en las plantas de regasificación. Según los protocolos de operación vigentes, los operadores tienen que presentar al GTS una primera programación provisional antes del 31 de julio y una programación definitiva antes del 15 de septiembre. Sería, por tanto, aconsejable que las subastas se realizaran, preferentemente, antes de la fecha límite establecida para el envío de las primeras programaciones y evitar, en todo caso, que pudieran celebrarse después de su cierre definitivo.

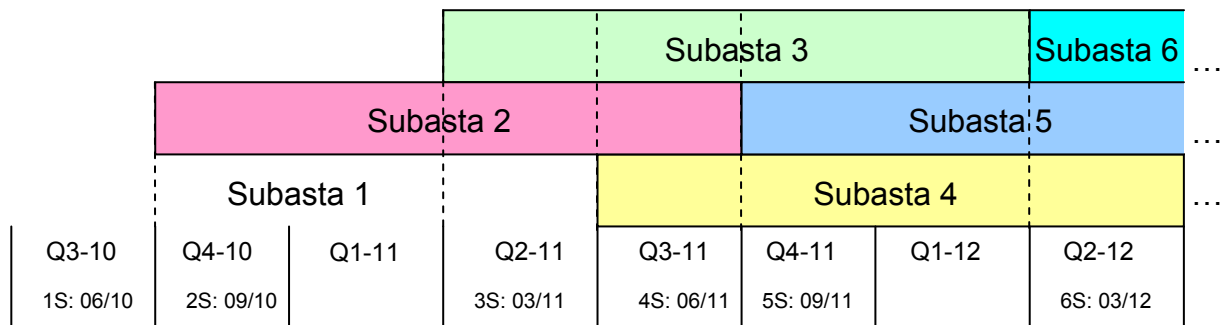
3.3.3 Ejemplo de programa de subastas escalonadas en el tiempo

En consideración de la propuesta de subastas sucesivas que se ha justificado anteriormente y teniendo en cuenta las restricciones impuestas por la logística del aprovisionamiento de gas, un posible programa de subastas escalonadas en el tiempo sería el que se describe a continuación y se muestra en el Gráfico 2.

Se realizarían 3 subastas al año, cada una con horizonte de entrega anual, con las siguientes fechas de celebración:

- Mes de junio: subasta de gas con entrega 1 de julio del año en curso - 30 de junio del año siguiente
- Mes de septiembre (antes del 15 de septiembre): subasta de gas con entrega 1 de octubre del año en curso - 30 de septiembre del año siguiente
- Mes de marzo (preferentemente antes del 15 de marzo): subasta de gas con entrega 1 de abril del año en curso – 31 de marzo del año siguiente

Gráfico 2 Ejemplo de subastas anuales escalonadas en el tiempo



Por último, establecer subastas semestrales podría introducir mayor variabilidad e incrementar las primas de riesgo, ya que, por una parte, en la Resolución de 7 de mayo, de acuerdo con la Orden ITC/1660/2009, se han fijado las cantidades objeto de subasta para un horizonte anual, lo que imposibilita ajustar las previsiones para el segundo semestre de 2011 y, por tanto, reducir la prima de riesgo. Por otra parte, se divide el periodo invernal en dos, lo que podría dificultar su gestión, máxime teniendo en cuenta el impacto de las olas de frío en el colectivo de consumidores acogidos a tarifa de último recurso.

3.3.4 Metodología de cálculo del coeficiente α

En el contexto de la fórmula vigente para el cálculo del coste de la materia prima, el coeficiente α representa la ponderación del coste de aprovisionamiento de gas de invierno en relación al coste total de gas de invierno y gas de base, que se determinan a partir de precios de subastas (P_{in} y P_{bn}) y precios de referencias (R_{In} y R_{Bn}). Dicho coeficiente se establece en un valor fijo de 0,4.

En la Propuesta de Orden objeto de análisis se propone que α se convierta en un coeficiente variable y que se calcule, para cada subasta, como la ratio del volumen subastado de gas de invierno entre la cantidad total subastada de gas de invierno y gas de base. Para cada revisión de la TUR se tomará como valor de α el que corresponda a la subasta que incluya el período de aplicación de dicha tarifa.

Asimismo, se especifica que:

- $\alpha = 0,35$ para la primera subasta (con entrega entre el 1 de julio y el 31 de diciembre del año en curso)
- $\alpha = 0,50$ para la segunda subasta (con entrega entre el 1 de enero y el 30 de junio del siguiente año)

En la memoria adjunta a la Propuesta de Orden este cambio se justifica como consecuencia de la introducción de la posibilidad de realizar múltiples subastas sucesivas durante el periodo anual, mientras que la fórmula vigente sólo contempla la realización de una subasta anual única para la adquisición del gas con entrega en el periodo 1 de julio-30 de julio del año siguiente. Según la Memoria, la posibilidad de variar el valor de α , permite mantener inalterada la fórmula general en el caso de modificaciones del número de subasta o del volumen subastado.

No obstante, ni la propuesta de Orden ni la memoria recogen las previsiones de demanda asociada a la TUR para el periodo entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, como tampoco recogen los cálculos asociados que darían lugar a los coeficientes de ponderación que figuran en la Orden.

Por todo ello, como comentario principal sobre la propuesta de Orden, se considera que la información facilitada no permite comprobar si se han calculado correctamente los coeficientes que ponderan el peso de cada producto en el cálculo del coste de materia prima para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

Aún cuando no está claramente explicado en el texto de la Propuesta, se entiende, sobre la base de la Memoria, que los valores $\alpha = 0,35$ y $\alpha = 0,50$ se refieren, respectivamente, a la subasta prevista para el segundo semestre de 2010 y a la subasta prevista para el primer semestre de 2011. Dichos valores son coherentes con las cantidades a subastar reconocidas en los apartados 3 y 4 de la Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010, tal y como se muestra en el cuadro siguiente. Se señala que, si se realizara una única subasta anual y se aplicara la metodología de cálculo de α propuesta en la Orden, su valor sería de 0,44.

Cuadro 2. Cálculo del coeficiente α según la Memoria de la Propuesta de Orden

Tipo de subasta	Cantidades objeto de subasta según la Resolución de la SEE de 7 de mayo de 2010 (GWh)	Valor de α calculado según Propuesta de Orden
<u>Segundo semestre 2010</u> Cantidad de gas de base Cantidad de gas de invierno	= $400 \cdot 6 = 2400$ = $300 + 1000 = 1300$	$1300 / (2400 + 1300) = 0,35$
<u>Primer semestre 2011</u> Cantidad de gas de base Cantidad de gas de invierno	= $400 \cdot 6 = 2400$ = $1000 + 1000 + 400 = 2400$	$2400 / (2400 + 2400) = 0,50$
<u>Anual (julio 2010-junio 2011)</u> Cantidad de gas de base Cantidad de gas de invierno	= $400 \cdot 12 = 4800$ = $1300 + 2400 = 3700$	$3700 / (4800 + 3700) = 0,44$

Fuente: Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010 y Propuesta de Orden Ministerial por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009

La parametrización del coeficiente α está en línea con la recomendación realizada por la CNE en su Informe 15/2009. Sin embargo, la justificación empleada en la Propuesta de Orden es cuestionable.

No debe olvidarse que, en el contexto de la fórmula general de la TUR, α no sólo pondera el precio de la subasta de invierno con respecto a la suma de los precios de las subastas de invierno y base, sino el total del coste de aprovisionamiento de invierno del mercado doméstico-comercial, incluyendo subasta y precio de referencia, en relación al total del coste de gas de invierno y gas de base, incluyendo subasta y precio de referencia.

Por tanto, el valor de α debería reflejar el perfil de aprovisionamiento histórico del mercado doméstico-comercial entre contratos de largo plazo (base) y corto plazo (invierno). En la medida en que la subasta no cubre el 100% de este mercado, este perfil no se observa directamente y es necesario estimarlo. A este respecto se reitera lo que ya se indicó en el citado Informe 15/2009 de la CNE:

En ausencia de información sobre la tipología de los contratos de importación que los comercializadores destinan al segmento doméstico-comercial, se recomienda que el reparto entre suministro a corto y largo plazo empleado en el cálculo del coste de la materia prima para la TUR se establezca teniendo en cuenta los siguientes factores:

- *Un nivel de estacionalidad media del consumo doméstico-comercial, puesto que éste puede variar cada año.*
- *La capacidad de almacenamiento contratada por los comercializadores de último recurso para hacer frente a la variabilidad de la demanda.*

- *La flexibilidad “típica” incluida en los contratos de largo plazo, que también puede ayudar a mitigar el apuntamiento de la demanda y, por tanto, la necesidad de contratación a corto plazo.*

Sobre la base de dichos criterios, y teniendo en cuenta un horizonte de entrega del gas anual, en el Informe 15/2009 los mencionados factores se calcularon de la siguiente forma:

A efectos de medir el primer factor, se han considerado datos históricos de la demanda mensual doméstico-comercial de los grupos 3.1 y 3.2 en el periodo 2005-2008.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento que puede destinarse a mitigar el impacto de las variaciones estacionales de la demanda, se ha supuesto la capacidad de la que disponen los comercializadores de último recurso según la normativa vigente, es decir, el equivalente a 30 días del consumo de los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2.

Finalmente, para estimar la flexibilidad de los contratos de largo plazo, se han tenido en cuenta los resultados de un estudio publicado en 2007 por la Comisión Europea³ sobre el estado de la competencia en los mercados eléctricos y gasistas de la Unión Europea. En dicho estudio se indica que las cláusulas que tienden a limitar la flexibilidad de los contratos de importación pueden ser, en la práctica, menos restrictivas de lo que aparentan, sobre todo cuando se trata de los contratos de importación entre productores y empresas incumbentes. Sobre la base del análisis de casi 200 contratos de largo plazo, la Comisión indica que la flexibilidad típicamente se encuentra entre el 20% y el 40%, que suelen existir reglas que permiten diferir el suministro uno o más años en situaciones en las que el comprador no toma todo el gas acordado para un determinado año (make up o carry forward) y que en la mayoría de los casos los compromisos take-or-pay no se llegan a ejercitar.

Como resultado, se estimaron las necesidades de aprovisionamiento de tipo plano y punta para los consumidores de los grupos 3.1 y 3.2 en el periodo 2005-2008:

- Bajo el supuesto de una flexibilidad del 20%, es decir considerando que la cantidad mensual contratada puede aumentarse hasta un 20%, el aprovisionamiento de tipo punta de un contrato de corto plazo podría cubrir entre el 46% y el 49% de las necesidades totales de aprovisionamiento de estos consumidores.
- Por otra parte, bajo el supuesto de una flexibilidad del 40%, el porcentaje de aprovisionamiento de tipo punta alcanza valores en un rango comprendido entre 28% y 33%.

Por tanto, se consideró razonable la propuesta del MITyC de ponderar el suministro a corto con un coeficiente del 40%, igual al promedio de los porcentajes estimados sobre la base de datos históricos.

A efectos de valorar la propuesta de Orden de fijar $\alpha = 0,35$ para la subasta relativa al segundo semestre del año y $\alpha = 0,50$ para el primer semestre del año, se han calculado

³ Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, 10 de enero de 2007.

las necesidades de aprovisionamiento en base y en punta del mercado doméstico-comercial (grupos 3.1 y 3.2) sobre base semestral en lugar de anual, utilizando la misma metodología empleada en el Informe 15/2009.

Cuadro 3. Promedios históricos del coeficiente α para un horizonte de entrega semestral

Periodo	Flexibilidad contratos LP 20%	Flexibilidad contratos LP 40%	Valor Promedio total	Propuesta Orden ITC
Promedio Semestre 1 (2005-2009)	53%	34%	44%	50%
Promedio Semestre 2 (2005-2008)	36%	23%	30%	35%

Fuente: CNE, Boletines trimestrales de supervisión del mercado minorista de gas

Nota: Para el cálculo de α del primer semestre se han utilizado perfiles de demanda históricos del periodo 2005-2009. Para el cálculo de α del segundo semestre se han utilizado perfiles de demanda históricos del periodo 2005-2008 (para el segundo semestre de 2009 no se disponía de información completa).

El cuadro anterior muestra que los valores “semestrales” de α de la propuesta de Orden estarían cerca de los promedios históricos estimados, suponiendo que los contratos de aprovisionamiento de largo plazo de los comercializadores tienen una flexibilidad del 20%. Por otra parte, serían superiores a los promedios históricos estimados suponiendo una flexibilidad de los contratos de aprovisionamiento del 40%.

En conclusión, se recomienda que el parámetro α se determine en función del perfil de aprovisionamiento histórico del mercado doméstico-comercial y del horizonte de entrega del gas que se esté considerando. Siguiendo este criterio, y manteniendo un horizonte anual, correspondiente a una única subasta para el periodo de 12 meses, como se ha propuesto en el apartado anterior, dicho parámetro tendría un valor de 0,4.

Sin embargo, si se decidieran realizar dos subastas semestrales, el valor de α debería ser distinto para cada subasta, para reflejar la distinta proporción de meses de invierno en cada uno de los dos horizontes semestrales. En relación con los valores concretos propuestos para 2010-2011, sería más coherente con la estimación del perfil de aprovisionamiento histórico del mercado doméstico-comercial la utilización de $\alpha = 0,30$ para la subasta relativa al segundo semestre de 2010 y $\alpha = 0,44$ para la subasta relativa al primer semestre de 2011, en lugar de los valores 0,35 y 0,50 de la Propuesta de Orden.

Finalmente, se señala que la prima por riesgo de cantidad, que se establece en el artículo 9 de la Orden ITC/1660/2009, contiene un coeficiente (M) que refleja el porcentaje de demanda a suministrar mediante un producto estacional, en relación con la demanda total, y que se fija en la actualidad en 0,4, es decir igual al valor vigente de α . Si se cambia la metodología de cálculo de α , dicha modificación debería también aplicarse al coeficiente M. En el caso de realizar subastas escalonadas con horizonte anual, como propone la CNE, los valores α y M deberían ser los mismos para todas las subastas.

3.3.5 Metodología de cálculo del coeficiente β

En el contexto de la fórmula vigente para el cálculo del coste de la materia prima, el coeficiente β_{SI} representa la ponderación del precio resultante de la subasta de gas de invierno y el coeficiente β_{SB} la ponderación del precio resultante de la subasta de gas de base. Ambos coeficientes están actualmente establecidos en un valor fijo de 0,3.

En la Propuesta de Orden se propone que β_{SI} y β_{SB} se determinen, respectivamente, como la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de invierno en relación a la previsión de demanda de gas de invierno asociada a la TUR, y la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de base en relación a la previsión de demanda de gas de base asociada a la TUR. Estos valores serán fijados por Resolución del Director General de Política Energética y Minas en función de la cantidad de gas subastada y, para cada revisión tarifaria, se tomarán los que correspondan a la subasta que incluya el periodo de aplicación de la tarifa.

Asimismo, la Propuesta especifica que β_{SI} y β_{SB} serán iguales a 0,50 para todo el periodo comprendido entre el 1 de julio del año en curso y el 30 de junio del siguiente año.

En la memoria adjunta a la Propuesta de Orden este cambio se justifica, igual que el cálculo de α , como consecuencia de la posibilidad de realizar múltiples subastas sucesivas durante un año. Según la Memoria, la parametrización de β_{SI} y β_{SB} permite mantener inalterada la fórmula general en el caso de modificaciones del número de subastas o del volumen subastado.

Aún cuando no está claramente explicado en el texto de la Propuesta, se entiende, sobre la base de la Memoria, que la fijación de β_{SI} y $\beta_{SB} = 0,50$ se refiere a la subasta prevista para el segundo semestre de 2010 y a la subasta prevista para el primer semestre de 2011. La determinación de un valor igual para ambos coeficientes parece ser coherente con el establecimiento de cantidades a subastar que varían en cada mes, en el caso del producto de invierno, siendo éstas establecidas de la Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010.

Partiendo de las cantidades a subastar indicadas en dicha Resolución, y del valor $\beta_{SI} = \beta_{SB} = 0,50$, se han inferido unas previsiones de demanda TUR de 4.800 GWh de base y 2.600 GWh de invierno en el segundo semestre de 2010, así como unas previsiones de demanda TUR de 4.800 GWh de base y 4.800 GWh de invierno en el primer semestre de 2011.

Cuadro 4. Cálculo de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} según la Memoria de la Propuesta de Orden y distintas hipótesis de subastas (semestral versus anual)

Tipo de subasta	Cantidades objeto de subasta (GWh)	Previsiones de demanda TUR que se infieren a partir de cantidades subastadas y valores de β_{SI} y β_{SB} (GWh)
<u>Segundo semestre 2010</u>		
Cantidad de gas de base	= $400 \times 6 = 2400$	$2400 / 0,5 = 4800$ (base)
Cantidad de gas de invierno	= $300 + 1000 = 1300$	$1300 / 0,5 = 2600$ (invierno)
<u>Primer semestre 2011</u>		
Cantidad de gas de base	= $400 \times 6 = 2400$	$2400 / 0,5 = 4800$ (base)
Cantidad de gas de invierno	= $1000 + 1000 + 400 = 2400$	$2400 / 0,5 = 4800$ (invierno)
<u>Anual (julio 2010-junio 2011)</u>		
Cantidad de gas de base	= $400 \times 12 = 4800$	$4800 / 0,5 = 9600$ (base)
Cantidad de gas de invierno	= $1300 + 2400 = 3700$	$3700 / 0,5 = 7400$ (invierno)

Fuente: Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010 y Propuesta de Orden Ministerial por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009.

En el Informe 15/2009 de la CNE se recomendaba, como principio general, que la ponderación del precio de las subastas en la fórmula del coste de la materia prima de la TUR coincidiera con el porcentaje de demanda TUR que se abastece mediante subasta. La Propuesta de Orden introduce una parametrización de los coeficientes de β_{SI} y β_{SB} que va en esta línea.

Sin embargo, cabe criticar la existencia de cierta confusión con respecto a las Resoluciones administrativas que determinarán dichos coeficientes. En efecto, si se considera el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, parece que los coeficientes se van a determinar en la propia Orden sobre la base de la Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010, que publica las cantidades a subastar, que no especifica las previsiones de demanda y es claramente anterior a la realización de la subasta, particularmente para la segunda subasta. Por otra parte, para el futuro se entiende que estos coeficientes se determinarán por Resolución

del Director General de Política Energética y Minas, aunque no está claro en qué momento (antes o después de la realización de la subasta).

En conclusión, se considera razonable que el valor de los coeficientes β_{SI} y β_{SB} se determine, respectivamente, como la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de invierno en relación a la previsión de demanda de gas de invierno asociada a la TUR, y la proporción en tanto por uno de la cantidad subastada de gas de base en relación a la previsión de demanda de gas de base asociada a la TUR.

Siguiendo este criterio, y considerando: (1) las cantidades a subastar y las previsiones de demanda que se han obtenido a partir de la Resolución del Secretario de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010, (2) el mantenimiento de una única subasta para el periodo de 12 meses, como se ha propuesto en el apartado anterior; los valores de β_{SI} y β_{SB} serían de 0,5.

Si se decidieran realizar dos subastas semestrales, tal y como establece la propuesta de Orden, y se mantuvieran las mismas previsiones de demanda, el criterio de cálculo propuesto también conllevaría a un valor de β_{SI} y β_{SB} de 0,5.

La Orden debería indicar claramente qué previsiones de demanda se emplean para determinar los valores de β_{SI} y β_{SB} . Asimismo, debería aclararse en qué Resolución administrativa se establecerán β_{SI} y β_{SB} , y, sobre todo, si ésta será anterior o posterior a la realización de la subasta.

3.3.6 Definición de los precios de los productos de gas de invierno y gas de base

La definición de los precios de los productos de gas de invierno y gas de base resultantes de las subastas se realiza con referencia a la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 19 de mayo de 2009. Puesto que dicha resolución hacía referencia a una subasta de tipo anual, se indica que los precios P_{in} y P_{bn} *“serán los que resulten de aplicar el precio resultado de las subastas que incluyan el periodo de aplicación de la tarifa”*.

En aras de una mayor claridad se considera que las fórmulas de dichos precios deben incluirse en el texto de la Orden.

3.3.7 Establecimiento de los valores de los coeficientes α y β para el periodo julio 2010- junio 2011

En el artículo 4 de la propuesta de Orden se fijan los valores de los términos α y β , correspondientes a las dos subastas semestrales planteadas, que deben incorporarse en la fórmula de determinación del coste de la materia prima para el cálculo de la TUR. Como se ha comentado anteriormente, dichos valores se calculan considerando los

volúmenes a subastar establecidos en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 7 de mayo de 2010, así como la previsión de demanda TUR de gas para el periodo de entrega considerado.

Dado que la fijación de estos términos corresponde a unas subastas concretas y que su cálculo sólo puede efectuarse teniendo en cuenta lo establecido en la normativa específica de dichas subastas, se considera más adecuado recoger los valores de α y β , con la referencia explícita a la subasta a la que corresponde su aplicación, así como cualquier otra mención explícita a dichas dos subastas, en un disposición transitoria y no en el cuerpo del articulado de la propuesta de Orden.

Asimismo, se propone que se modifique la redacción utilizada para hacer referencia al periodo temporal de suministro que deben contemplar dichas subastas, de forma que se sustituya “año en curso” por “año 2010” y “año siguiente” por “año 2011”.

4 PROPUESTAS ADICIONALES DE MODIFICACIÓN DE LA ORDEN ITC/1660/2009

A continuación se proponen modificaciones adicionales a la Orden ITC/1660/2009.

4.1 Artículo 6. Metodología de cálculo de los peajes y cánones

La capacidad de almacenamiento asignada a los comercializadores de último recurso es de 48 días de la demanda (10 estratégicos, 8 operativos y 30 por consumo TUR.1 y TUR.2), disponiéndose para inyectar/extraer de los AA.SS sólo de 38 días.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone la modificación del epígrafe 3.a del artículo 6 de la Orden ITC/1660/2009, en línea con los señalado en el Informe 15/2009.

$$\frac{12 \times T_f \times 48}{365} + \frac{38}{365} \times (T_{vi} + T_{ve} \times (1 - m_a))$$

Por otra parte, el artículo 6 de la Orden ITC/1660/2009 establece en el apartado 5 los valores concretos de las siguientes variables:

- Tamaño medio del buque ($T_{m_{buque}}$)
- Consumo anual medio por cliente y tarifa (C_{mi}),
- Factor de carga (f_c)
- Porcentaje de aprovisionamientos en forma de GNL (%GNL),
- Factor de conversión de m^3 de GNL a kWh (f_{conv})
- Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos (E_{MAX}),
- Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural (GN_d)

Estos valores pueden modificarse de año en año, dependiendo de diversas variables, por lo que se propone que se modifique la Orden ITC/1660/2009, en el sentido de recoger la definición de las variables pero no los valores concretos y que se añada un párrafo al final del punto 5 en el que se establezca que estos valores se revisarán con carácter anual y que se establecerán los valores concretos en la correspondiente Orden por la que se actualicen las tarifas de acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

4.2 Artículo 7. Coste de comercialización

A la fecha de elaboración del presente informe no se dispone de información auditada sobre los costes de comercialización, habida cuenta, por una parte, de la reciente introducción del suministro de último recurso⁴, y, por otra parte, de la reciente publicación de la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización. Se considera que dicha información es necesaria a efectos de fijar el coste de comercialización del CUR.

No obstante, cabe insistir en los siguientes aspectos ya indicados en el Informe 15/2009 de esta Comisión: 1) establecer precios inferiores a los que incurriría un comercializador libre podría afectar negativamente al desarrollo del mercado minorista y 2) dado que los clientes han sido transferidos directamente a los comercializadores de último recurso y éstos no han incurrido en los costes de captación de los mismos, se propone que el coste de marketing y publicidad incluido en la actividad de comercialización sea suprimido del citado coste con su consiguiente disminución.

En consecuencia, se propone modificar el artículo 7 de la Orden ITC/1660/2009 con objeto de suprimir una parte del coste comercial establecido, en concepto de marketing y publicidad. De acuerdo con la información disponible⁵ por esta Comisión, aportada por las empresas, el coste de marketing y publicidad representa el 18% del coste comercial.

Por último, y como ya se ha comentado en los Informes 13/2009 y 15/2009, desde esta Comisión, se reitera la necesidad de crear un grupo de trabajo conjunto, para

⁴ El suministro de último recurso fue introducido en el sector del gas natural el 1 de julio de 2008 y en el sector eléctrico el 1 de julio de 2009.

⁵ La CNE dispone de la siguiente información:

- a) Información solicitada a los agentes de los sectores de electricidad y gas natural con objeto de realizar sus propuestas tarifarias e informar sobre las propuestas de precios regulados de ambos sectores correspondientes a los ejercicios 2009 y 2010. En particular, se solicitó a las empresas comercializadoras de último recurso y distribuidoras información sobre los costes de marketing, publicidad, gestión de ATR, facturación, cobro, atención al cliente, tasa de ocupación de la vía pública, así como todos aquellos costes que se consideraran necesarios para el desarrollo de la actividad
- b) Información auditada sobre los costes de comercialización de las Circulares 1/2006, 1/2007, 2/2008 y 3/2009 de la retribución a la distribución del sector eléctrico.
- c) Información de los estados contables anuales disponible en la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización.

comercializadores de último recurso de gas y electricidad, 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 la información, debidamente auditada, necesaria para su cálculo.

4.3 Artículo 10. Actualización de los términos de la tarifa

Análogamente a las resoluciones por las que se establece la actualización de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico, se proponen aras de la transparencia, incluir en el artículo 10 Actualización de los términos de la tarifa de la Orden ITC 1660/2009, un párrafo adicional con la siguiente redacción:

“Las resoluciones de actualización de los términos de la tarifa de último recurso deberán incluir la publicación de los valores mensuales de todos los términos que componen la fórmula del coste de la materia prima empleados para su actualización: el precio mensual de los productos de la subasta (gas base y gas de invierno), el precio mensual de la fórmula de aprovisionamiento de gas base (RBn) y las cotizaciones mensuales del Henry Hub y NBP, así como el valor final resultante del coste de materia prima empleado para la actualización de la TUR.”

4.4 Previsiones de demanda de los CUR

De acuerdo con la resolución de 7 de mayo de 2010, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta de gas natural para la fijación de la TUR para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, las previsiones de demanda de los CUR únicamente se remiten a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la entidad responsable de la organización de la subasta.

Quinto. *Comunicación de las previsiones de demanda*

Antes del 13 de mayo de 2010 los comercializadores de último recurso enviarán la demanda mensual de los consumidores acogidos a las tarifas T.1 y T.2 durante el período comprendido entre el 1 de julio del año 2009 y el último mes disponible de 2010 y las previsiones mensuales hasta el 30 de junio del año 2011, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la entidad responsable de la organización de la subasta.

Estas estimaciones se tendrán en cuenta para la determinación de los porcentajes de producto, α , que serán adquiridos por cada uno de los comercializadores de último recurso.

Se considera necesario incluir el envío de las previsiones de demanda de los comercializadores de último recurso a la Comisión Nacional de Energía en las sucesivas

resoluciones por la que se aprueban las subastas de gas para de la fijación de la tarifa de último recurso, de manera que esta Comisión pueda disponer de la información necesaria para valorar adecuadamente los coeficientes de ponderación que figuran en la propuesta de Orden.

5 CONCLUSIONES

Primera. La incorporación del *coste financiero derivado mantener existencias de gas natural de carácter estratégico* en la TUR es acorde con la obligación establecida en el artículo 17.1 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Sin embargo, si en el coste de comercialización se estuviera incluyendo la retribución de los fondos propios y ajenos, se considera que no se debería incorporar el citado coste financiero.

Segunda. En el *procedimiento de cálculo del coste financiero* derivado de mantener existencias de gas natural de carácter estratégico debe fijarse el momento de cálculo del coste y revisión del mismo. Asimismo, se debe tener en cuenta la información disponible sobre el tipo de interés en el momento del cálculo. Finalmente, es necesario modificar el artículo 10 de la Orden ITC/1660/2009 para establecer que el término de variable de la TUR se verá afectado por la actualización del citado coste, en coherencia con la modificación introducida en el artículo 5 de la citada Orden ITC/1660/2009.

Tercera. En relación con el *aumento del número de subastas*, se insiste en la propuesta de celebrar subastas escalonadas, en las que las entregas fueran solapándose en el tiempo, que fue recogida tanto en el Informe 4/2009 sobre la propuesta de Orden por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la TUR, como en el informe de supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la primera subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la TUR de gas.

La celebración de varias subastas, en las que se subasten productos anuales con volúmenes inferiores a los que corresponderían subastar en una única subasta de carácter anual, permite diversificar el resultado de una única subasta y fomenta la presión competitiva, al disminuirse el volumen subastado en cada una de ellas.

Cuarta. En relación con las *fechas de celebración de las subastas* se considera conveniente tener en cuenta las restricciones determinadas por la operativa de la gestión del sistema gasista, tales como la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo o las programaciones definitivas de las descargas de GNL en las plantas de regasificación.

Quinta. En relación con la modificación de la *fórmula de cálculo del coste de la materia prima*, cabe indicar, como comentario general que la información que acompaña a la propuesta de Orden no permite contrastar los coeficientes que ponderan el peso de cada producto en el cálculo del coste de materia prima para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

Adicionalmente, se señalan las siguientes consideraciones:

- i. El parámetro α se debe determinar en función del perfil de aprovisionamiento histórico del mercado doméstico-comercial y del horizonte de entrega del gas que se esté considerando.
- ii. La prima por riesgo de cantidad, que se establece en el artículo 9 de la Orden ITC/1660/2009, contiene un coeficiente (M) que refleja el porcentaje de demanda a suministrar mediante un producto estacional, en relación con la demanda total, y que se fija en la actualidad en 0,4, es decir igual al valor vigente de α . Si se cambia la metodología de cálculo de α , dicha modificación debería también aplicarse al coeficiente M.
- iii. La Orden debería indicar claramente qué previsiones de demanda se emplean para determinar los valores de β_{SI} y β_{SB} . Asimismo, debería aclararse en qué Resolución administrativa se establecerán β_{SI} y β_{SB} , y, sobre todo, si esta será anterior o posterior a la realización de la subasta.
- iv. Las fórmulas de los precios P_{in} y P_{bn} deberían ser incluidas en el texto de la Orden.
- v. Los valores de α y β correspondientes a las subastas del segundo semestre de 2010 y primer semestre de 2011, así como cualquier otra mención explícita a dichas dos subastas, debería recogerse en una disposición transitoria y no en el cuerpo del articulado de la propuesta de Orden. Adicionalmente, se propone que se modifique la redacción utilizada para hacer referencia al periodo temporal de suministro que deben contemplar dichas subastas, de forma que se sustituya “año en curso” por “año 2010” y “año siguiente” por “año 2011”.

Sexta. Se proponen las siguientes modificaciones a la Orden ITC 1660/2009 no contempladas en la propuesta de Orden.

- i. Se propone modificar el apartado 3.a del artículo 6, para tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento asignada a los comercializadores de último recurso es de 48 días de la demanda (10 estratégicos, 8 operativos y 30 por consumo TUR-1 y TUR-2), disponiéndose para inyectar/extraer de los AA.SS sólo 38 días, aspecto puesto de manifiesto en el Informe 15/2009 de la CNE. En particular se propone sustituir la fórmula vigente por la siguiente:

$$\frac{12 \times T_f \times 48}{365} + \frac{38}{365} \times (T_{vi} + T_{ve} \times (1 - m_a))$$

- ii. Se propone modificar el artículo 6 de la Orden ITC/1660/2009, en el sentido de recoger la definición de las variables implicadas en el cálculo de la TUR pero no los valores concretos y que se añada un párrafo al final del punto 5 en el que se establezca estos valores se revisarán con carácter anual y se establecerán los valores concretos en la correspondiente Orden por la que se actualicen las tarifas de acceso de terceros a las instalaciones gasistas.
- iii. Se propone modificar el artículo 7 de la Orden ITC/1660/2009 con objeto de suprimir una parte del coste comercial establecido, en concepto de marketing y publicidad.

- iv. Se propone añadir un nuevo punto en el artículo 10, en el que se establezca que las resoluciones de actualización de los términos de la tarifa de último recurso deberán incluir la publicación de los valores mensuales de todos los términos que componen la fórmula del coste de la materia prima empleados para su actualización.

Séptima. La propuesta de Orden contempla dos subastas semestrales, mientras que la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, 7 de mayo de 2010, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, fija las cantidades de los productos Gas de Base y Gas de Invierno a subastar en un horizonte anual.

Se considera necesaria la revisión de las previsiones de demanda de los CUR correspondientes al primer semestre de 2011 con anterioridad a la fijación de las cantidades de producto de Gas de Base y Gas de Invierno a subastar.

Octava. Se considera necesario incluir el envío de las previsiones de demanda de los comercializadores de último recurso a la Comisión Nacional de Energía en las sucesivas resoluciones por la que se aprueban las subastas de gas para de la fijación de la tarifa de último recurso, de manera que esta Comisión pueda disponer de la información necesaria para valorar adecuadamente los coeficientes de ponderación que figuran en la propuesta de Orden.