



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 26/2005 SOBRE LA  
PROPUESTA DE ORDEN POR LA  
QUE SE ESTABLECEN LAS TARIFAS  
DE GAS NATURAL Y GASES  
MANUFACTURADOS POR  
CANALIZACIÓN, ALQUILER DE  
CONTADORES Y DERECHOS DE  
ACOMETIDA PARA LOS  
CONSUMIDORES CONECTADOS A  
REDES DE PRESIÓN DE SUMINISTRO  
IGUAL O INFERIOR A 4 BAR**

22 de diciembre de 2005

1	INTRODUCCIÓN .....	3
2	ANTECEDENTES .....	4
3	EVOLUCIÓN DEL CMP Y DE LAS TARIFAS DE VENTA EN 2005 .....	6
4	DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA.....	11
4.1	Eliminación de las Tarifas del Grupo 1, subgrupos 2.5 y 2.6 del Grupo 2 y las del Grupo 4.....	11
4.2	Introducción de Tarifas transitorias para los consumidores afectados por la eliminación de las tarifas mencionadas en el epígrafe anterior.....	12
4.3	Modificación de las tarifas aplicadas a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican las tarifas del grupo 2.....	14
4.4	Nueva fórmula del coste de la materia prima (CMP).....	15
4.5	Variaciones del CMP y de las tarifas de venta .....	17
4.6	Telemedida .....	18
4.7	Se incrementa el porcentaje de actualización del término de energía de las tarifas de venta .....	19
4.8	Reducción de la cuota destinada al GTS a aplicar sobre la facturación de las tarifas de venta .....	20
4.9	Se actualizan los valores de los precios de alquiler de contadores .....	20
4.10	Se actualizan los valores de los precios de derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.....	20
5	COMENTARIOS GENERALES A LA PROPUESTA .....	20
5.1	Modificaciones normativas en rango Orden .....	20
5.2	Valoración de los precios incluidos en la propuesta y suficiencia de ingresos....	21
5.3	Criterios tarifarios .....	22
6	COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA.....	23
6.1	Sobre la eliminación de tarifas de venta incluidas en la propuesta .....	23
6.2	Sobre los datos provisionales de CMP y tarifas de venta .....	24
6.3	Sobre las fórmulas del coste de la materia prima (CMP) .....	26
6.4	Sobre la modificación de las tarifas aplicadas a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2 .....	27
6.5	Telemedida .....	29
6.6	Sobre la retribución destinada al Gestor Técnico del Sistema .....	31
6.7	Sobre la tarifa por usos como materia prima.....	31



6.8	Consideraciones de carácter jurídico .....	33
7	CONSIDERACIONES FINALES .....	33

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 22 de diciembre de 2005, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 INTRODUCCIÓN**

El día 13 de diciembre de 2005 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, junto con la Memoria justificativa que acompaña a dichas propuestas, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 19 de diciembre de 2005 para discutir las citadas propuestas. Se incluyen en un Anexo las alegaciones presentadas por escrito por distintos miembros del Consejo Consultivo.

Al igual que se señala en el informe de esta Comisión sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, se valora positivamente la información incluida en la Memoria justificativa, necesaria para analizar los valores de las tarifas de la propuesta de Orden. No obstante, cabe señalar, que al igual que en años anteriores no se ha remitido información justificativa relativa a la nueva fórmula del coste de la materia prima, lo que impide que esta Comisión emita una valoración al respecto. Asimismo, en el informe de

esta Comisión sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se especifican las características del escenario de previsión para 2006 y las discrepancias observadas en la información recibida entre los agentes. Dichos comentarios sobre el escenario tarifario para 2006, son replicables a la propuesta de Orden sobre la que se emite el siguiente informe.

## **2 ANTECEDENTES**

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, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

En el apartado 3 del artículo 25 del RD 949/2001 se señala que para la determinación conjunta de las tarifas, peajes y cánones se seguirán los siguientes objetivos:

- Retribuir las actividades reguladas.
- Asignar, de forma equitativa, los costes imputables a cada tipo de suministro en función del rango de presión, nivel de consumo y factor de carga.
- Incentivar a los consumidores un consumo eficiente de gas natural.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

Asimismo, en los apartados 2 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste a incluir en las tarifas de venta de gas natural. Dichos costes son, el coste de la materia prima, los costes de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), los costes de gestión de compra-venta de gas por los transportistas a las compañías distribuidoras para su venta a los mercados de tarifa, los costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas imputables a cada una de las tarifas, la tasa de la CNE, la cuota del GTS y las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

En la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, se publicaron las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización, precios de cesión de gas natural para los distribuidores, tarifas de alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, aplicables en el 2005. En cumplimiento de lo establecido en dicha Orden, en lo relativo a la variación de las tarifas de venta, se han publicado dos Resoluciones en los meses de abril y julio, en la que se hicieron públicas las tarifas de suministro de gas natural. Asimismo, en octubre de 2005 se publicó la Orden ITC/3321/2005, por la que se modificó la Orden ITC/104/2005 en cuanto a la definición, cálculo y actualización del Cmp y se publicaron las tarifas de venta a aplicar en el último trimestre de 2005.

En los apartados dos, tres, cuatro, cinco, seis y siete del artículo 2 del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, se realizan varias modificaciones al articulado del 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, todas ellas encaminadas a adelantar al 1 de enero de cada año la fecha límite de la publicación de las Órdenes Ministeriales que regulan el régimen económico del sector de gas natural, con el fin de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

La propuesta de Orden de la que se realiza el siguiente informe tiene por objeto determinar las tarifas de venta, alquiler de contadores y derechos de acometida a suministros conectados a presión inferior a 4 bar, que serán aplicables en 2006, una vez que sea publicada dicha Orden. Asimismo, dicha propuesta establece los criterios de actualización de los valores de dichos precios regulados y define las condiciones generales de facturación de las tarifas de venta.

Cabe señalar que, al igual que en años anteriores, en la fecha en que se recibió en esta Comisión dicha propuesta y Memoria que acompaña a la misma, no se disponía del valor definitivo del Coste de la materia prima (CMP) aplicable a 2006, por lo que en la

propuesta de la que se emite informe, se incluyen valores provisionales en el cálculo del CMP, de las tarifas de venta y los precios de cesión aplicables en 2006.

Por último, la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato trigésimo primero, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores. Dicha tarea se realizará durante 2006 y deberá tener en cuenta, entre otros, el análisis de la eliminación de tarifas de venta, las tarifas transitorias, así como las nuevas fórmulas del Cmp incluidas en la propuesta de Orden.

### **3 EVOLUCIÓN DEL CMP Y DE LAS TARIFAS DE VENTA EN 2005**

En la Orden ITC/104/2005, de 15 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores, se determina que la revisión del coste unitario de la materia prima (Cmp) se realizará en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. Asimismo, se establece que únicamente se

modificará la tarifa media si el Cmp, en el momento de la revisión, registra una variación superior a  $\pm 2\%$ .

En cumplimiento de lo establecido en dicha Orden en lo relativo a la variación de las tarifas de venta a partir de la revisión trimestral del valor del Cmp, durante el año 2005 se publicaron en los meses de abril y julio las Resoluciones correspondientes en las que se hicieron públicas las tarifas de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión a aplicar en cada periodo tarifario. Asimismo, en octubre de 2005 se publicó la Orden ITC/3321/2005, por la que se modificó la Orden ITC/104/2005 en cuanto a la definición, cálculo y actualización del Cmp. En base a esta modificación se publicó en dicha Orden, el nuevo valor del Cmp correspondiente a la actualización del mes de octubre, así como las tarifas de venta resultantes de dicha actualización.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución del valor del Cmp durante el año 2005. Se observa que la variación acumulada en el periodo enero – octubre de 2005 ha sido un 39,9%.

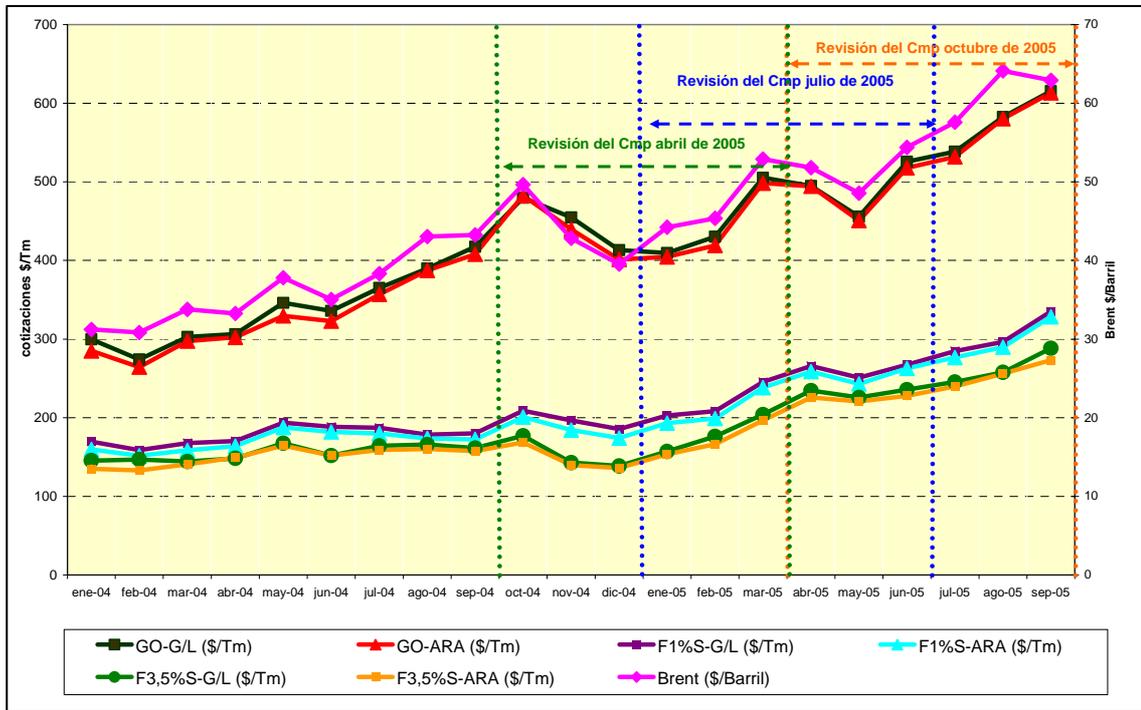
**Cuadro 1. Evolución del Cmp. Año 2005**

	Coste unitario de materia prima				
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula Orden ITC/104/2005	% Variación CMP	Sobrecoste (c€/kWh)	CMP (c€/kWh)	% Variación CMP
Orden ITC/104/2005	1,2661		-	1,2661	
Resolución 14 abril 05	1,3173	4,04%	-	1,3173	4,04%
Resolución 14 julio 05	1,4677	11,42%	-	1,4677	11,42%
Orden ITC/3321/2005	1,6906	15,19%	0,0814	1,7720	20,73%
Tasa de variación acumulada Enero-Octubre		33,53%			39,96%

Fuentes: Paws, Orden ITC/104/2005, Orden ITC/3321/2005 y Resoluciones de 14 de abril, 14 de julio de 2005.

Al analizar de forma más detallada los factores que explican el aumento del 39,96% del Cmp en 2005 es importante analizar, en primer lugar, la evolución de los valores promedios de las cotizaciones del Brent, productos petrolíferos, esto es, fuelóleos y gasóleos, en posición CIF correspondientes al semestre anterior al de la fecha en que se efectúa el cálculo del Cmp. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de estas variables, donde se observa que la tendencia alcista registrada durante el año 2005, se ha acentuado en la segunda mitad del año.

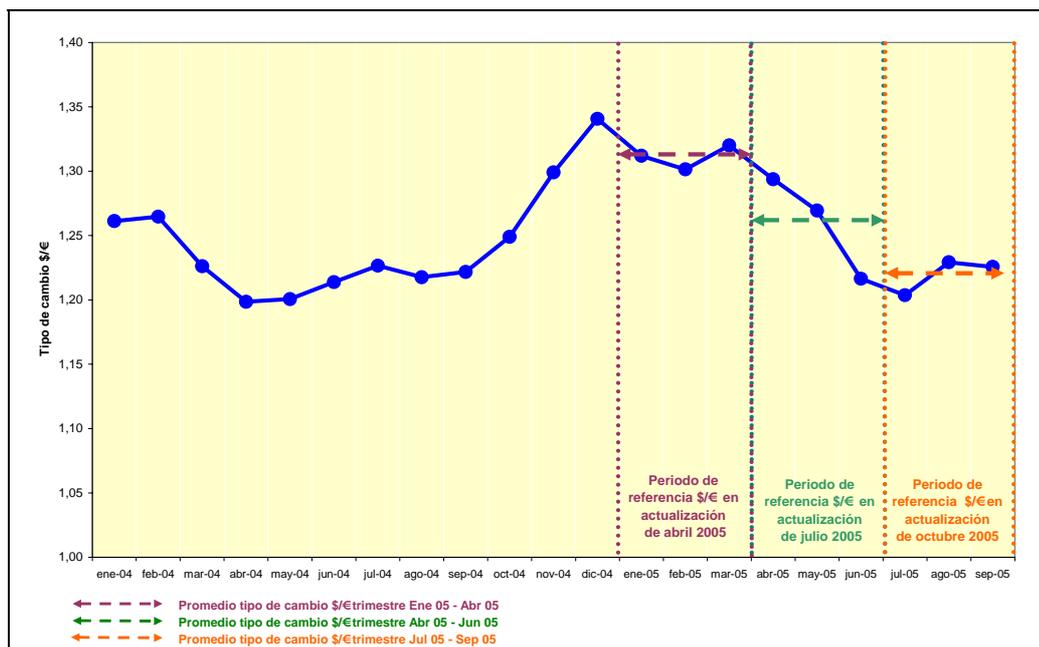
**Gráfico 1. Evolución mensual de las cotizaciones del crudo y productos derivados del petróleo**



Fuente: Paws

Por otro lado, respecto al tipo de cambio definido en la fórmula del revisión del Cmp, cabe señalar que el tipo de cambio medio \$/€ aplicado es el del trimestre anterior al de la fecha de cálculo del Cmp.

**Gráfico 2. Evolución mensual del Tipo de Cambio \$/€**



Fuente: Paws

Las variaciones porcentuales registradas en los términos de energía de las tarifas de venta, derivadas de la revisión del Cmp en los meses de abril, julio y octubre de 2005 se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro 2. Variaciones del término de energía de las tarifas de venta en el año 2005**

TARIFAS DE VENTA	Variación Cmp abril / enero 05 = 4%	Variación Cmp julio / abril 05 = 11,4%	Variación Cmp octubre / julio 05 = 26,3%	Variación Cmp octubre / enero 05 = 39,9%
	Término variable abril 05 / enero 05 %	Término variable julio 05 / abril 05 %	Término variable octubre 05 / julio 05 %	Variación Término variable octubre 05 / enero 05 %
<b>Grupo 3 (Presión <math>\leq</math> 4 bar)</b>				
3.1 C <sup>(1)</sup> $\leq$ 5	1,28%	3,70%	7,22%	12,61%
3.2 5 < C $\leq$ 50	1,53%	4,42%	8,57%	15,11%
3.3 50 < C $\leq$ 100	2,02%	5,81%	11,10%	19,93%
3.4 C > 100	2,22%	6,37%	12,11%	21,90%
<b>Grupo 2 Firme (4&lt; P <math>\leq</math> 60 bar)</b>				
2.1 C $\leq$ 500	3,61%	10,23%	18,77%	35,64%
2.2 500 < C $\leq$ 5.000	3,61%	10,23%	18,78%	35,66%
2.3 5.000 < C $\leq$ 30.000	3,66%	10,37%	19,01%	36,15%
2.4 30.000 < C $\leq$ 100.000	3,68%	10,43%	19,11%	36,37%
2.5 100.000 < C $\leq$ 500.000	3,71%	10,50%	19,22%	36,61%
2.6 C > 500.000	3,73%	10,56%	19,32%	36,83%
<b>Grupo 2 Interrumpible</b>	3,37%	9,58%	17,68%	33,30%
<b>Grupo 1 Firme (P&gt; 60 bar)</b>				
1.1 C $\leq$ 200.000	3,74%	10,59%	19,37%	36,96%
1.2 200.000 < C $\leq$ 1.000.000	3,77%	10,67%	19,50%	37,24%
1.3 C > 1.000.000	3,77%	10,67%	19,50%	37,24%
<b>Grupo 1 Interrumpible</b>	3,50%	9,93%	18,27%	34,55%

(1) Consumo anual en MWh

Fuentes: Orden ITC/104/2005, Orden ITC/3321/2005 y Resoluciones de 14 de abril y 14 de julio de 2005

En el siguiente cuadro se muestran las variaciones en las tarifas medias calculadas de acuerdo con el escenario de consumos y caudales previsto por el Ministerio para el cálculo de las tarifas de venta en el año 2005.

**Cuadro 3. Variación de la tarifa media (%). Octubre 2005 / Enero 2005**

TARIFAS DE VENTA	% de Variación de la tarifa media			
	abril 05 / enero 05	julio 05 / abril 05	octubre 05 / julio 05	octubre 05 / enero 05
<b>Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)</b>	<b>1,4%</b>	<b>4,0%</b>	<b>7,7%</b>	<b>13,5%</b>
3.1 C <sup>(1)</sup> ≤ 5	1,0%	3,0%	6,0%	10,4%
3.2 5 < C ≤ 50	1,3%	3,8%	7,4%	12,9%
3.3 50 < C ≤ 100	1,6%	4,7%	9,0%	15,9%
3.4 C > 100	2,1%	6,0%	11,5%	20,7%
<b>Grupo 2 Firme (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>3,3%</b>	<b>9,3%</b>	<b>17,3%</b>	<b>32,5%</b>
2.1 C ≤ 500	2,6%	7,5%	14,2%	26,0%
2.2 500 < C ≤ 5.000	3,1%	8,9%	16,5%	30,8%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000	3,3%	9,3%	17,2%	32,3%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000	3,7%	10,4%	19,0%	36,2%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000	3,4%	9,6%	17,7%	33,3%
2.6 C > 500.000	-	-	-	-
<b>Grupo 2 Interrumpible</b>	<b>3,4%</b>	<b>9,6%</b>	<b>17,7%</b>	<b>33,3%</b>
<b>Grupo 1 Firme (P &gt; 60 bar)</b>	-	-	-	-
<b>Grupo 1 Interrumpible</b>	<b>3,5%</b>	<b>9,9%</b>	<b>18,3%</b>	<b>34,6%</b>

(1) Consumo anual en MWh

(-) En el escenario de previsión del MITC de 2005 el 100% de los clientes del Grupo 1 firme y tarifa 2.6, se encuentran en el mercado liberalizado.

Fuentes: Orden ITC/104/2005, Orden ITC/3321/2005 y Resoluciones de 14 de abril y 14 de julio de 2005 y Memoria Económica tarifas de gas 2005.

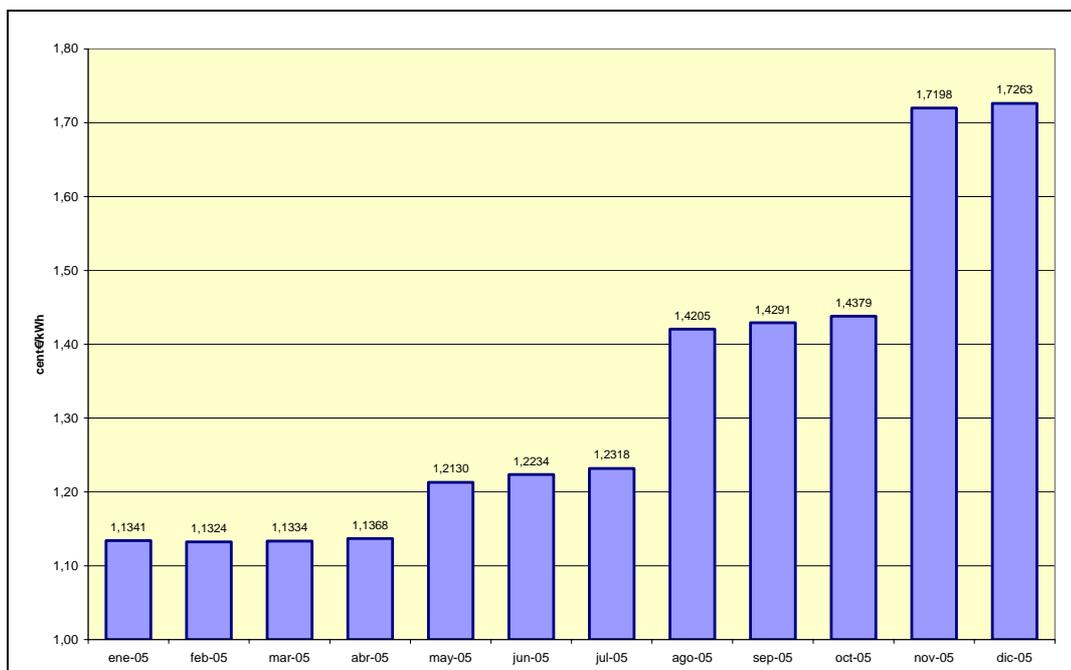
En términos de tarifa media, el incremento acumulado durante el año 2005, sin promediar por los días de aplicación, en tarifas habitualmente utilizadas por clientes domésticos, esto es, tarifas 3.1 y 3.2, asciende al 10,4 y 12,9%, respectivamente. Para el resto de clientes, el aumento en la tarifa media, sin promediar por los días de aplicación de los precios de cada Resolución varía entre el 26%, en la tarifa 2.1, y el 34,6% en las tarifas del Grupo 1 interrumpible.

Respecto a la tarifa para suministros de gas natural para su utilización como materia prima cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO/33/2004, será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2009 de acuerdo con lo establecido en el punto 1.4.1 del Anexo I de la Orden de 30 de septiembre de 1999 y con las modificaciones introducidas en la Orden de 28 de mayo de 2001. En dicha normativa se establece que mensualmente se procederá a la publicación mediante Resolución de los precios máximos de venta de gas natural para uso como materia prima.

Durante el año 2005 se han publicado mensualmente por Resoluciones, los valores correspondientes a dicha tarifa. En el siguiente gráfico, se muestra la evolución mensual de los precios máximos de venta de gas natural para uso como materia prima desde enero a diciembre de 2005. Cabe señalar, la tendencia ascendente de la tarifa de materia prima observada durante todo el 2005 debido, principalmente, al efecto del incremento en las cotizaciones de los fuelóleos.

Cabe señalar que la tarifa de materia prima ha registrado durante el 2005 un incremento acumulado de un 52%, en términos nominales.

**Gráfico 3. Evolución de la tarifa de materia prima (cent€/kWh). Enero 05 – Diciembre 05**



## 4 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA

### ***4.1 Eliminación de las Tarifas del Grupo 1, subgrupos 2.5 y 2.6 del Grupo 2 y las del Grupo 4.***

La propuesta de Orden de tarifas de venta establece, en su Disposición adicional única, la eliminación de las siguientes tarifas:

- Grupo 1 (aplicadas a consumidores con presión de suministro superior a 60 bar) a partir del 1 de julio de 2006.
- Los subgrupos 2.5 y 2.6 del Grupo 2 (aplicadas a consumidores con presión de suministro superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumos superiores a 100 GWh/año) a partir del 1 de enero de 2007 (sin efecto en 2006).
- Las tarifas del Grupo 4 (aplicadas a consumidores de gas natural con carácter interrumpible) a partir del 1 de abril a las centrales de generación eléctrica y a partir del 1 de julio para el resto de clientes.

#### **4.2 Introducción de Tarifas transitorias para los consumidores afectados por la eliminación de las tarifas mencionadas en el epígrafe anterior**

Análogamente, debido a la supresión de las tarifas de venta mencionadas en el epígrafe anterior, en la Disposición transitoria única de la propuesta de Orden se introducen unas tarifas transitorias, a aplicar a los consumidores a quienes afecta la supresión de tarifas incluida en la propuesta. En particular se establecen:

1. Tarifas transitorias "A" para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 1. Estas tarifas serán aplicables hasta el 30 de junio de 2006.

TARIFA TRANSITORIA "A" P > 60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
<b>A.1</b> Consumo inferior o igual a 200.000.000 kWh/año		0,042648	0,021252
<b>A.2</b> Consumo superior a 200.000.000 kWh/año e inferior o igual a 1.000.000.000 kWh/año		0,039282	0,021134
<b>A.3</b> Consumo superior a 1.000.000.000 kWh/año		0,037037	0,021134

2. Tarifas transitorias "B" para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas 2.5 y 2.6. Estas tarifas serán aplicables hasta el 31 de diciembre de 2006.

TARIFA TRANSITORIA "B" 4 bar < P <= 60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
B.1 Consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 kWh/año.		0,042714	0,021387
B.2 Consumo superior a 500.000.000 kWh/año.		0,040579	0,021293

Para los clientes a los que es de aplicación el artículo 17 de la presente Orden, las tarifas a aplicar hasta el 31 de diciembre son:

TARIFA TRANSITORIA "B BIS" 4 bar < P <= 60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
B.1 Consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 kWh/año.		0,043369	0,021715
B.2 Consumo superior a 500.000.000 kWh/año.		0,041201	0,021619

3. Se crea una Tarifa transitoria "C" para las centrales de generación eléctrica a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 4. Estas tarifas serán aplicables hasta el 31 de marzo de 2006.

- Tarifa transitoria C<60b : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar: 0,023009 €/kWh
- Tarifa transitoria C>60b : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar: 0,022387 €/kWh

4. Se crea una Tarifa transitoria “D” para los consumidores que no sean centrales de generación eléctrica y que a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando cualquiera de las tarifas del Grupo 4. Estas tarifas serán aplicables hasta el 30 de junio de 2006.

- Tarifa transitoria D<60b : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar: 0,023009 €/kWh
- Tarifa transitoria D>60b : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar: 0,022387 €/kWh

#### **4.3 Modificación de las tarifas aplicadas a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican las tarifas del grupo 2**

En el artículo 17 de la Orden ITC/104/2005, se establecía que los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar y, en el caso de que dicha solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes de dicha presión en su zona, el consumidor podrá solicitar la aplicación de las tarifas de venta correspondientes a consumidores conectados a gasoductos a presión entre 4 y 60 bar (peajes del grupo 2) correspondientes a su consumo.

Así mismo, en el citado artículo 17 se fijaba que a partir de 2010 a todos los consumidores se les aplicará la tarifa de venta correspondiente a su presión de suministro. Para ello, a partir del año 2006 y hasta el año 2010, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio establecería un procedimiento para que las tarifas de venta aplicadas a los clientes

definidos en el párrafo primero converjan progresivamente con los aplicados a los clientes acogidos a los peajes del grupo 3.

La propuesta de Orden de tarifas de venta incorpora las tarifas de venta, denominadas “2.bis” aplicables a este tipo de clientes, que son superiores a las de los consumidores acogidos a las tarifas del grupo 2.

Además, la propuesta de Orden introduce nuevas tarifas transitorias B para los clientes que, a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas 2.5 y 2.6, y unas tarifas transitorias “B Bis”, a los clientes a quienes aplica el artículo 17 de la propuesta de Orden. Todas estas tarifas son aplicables hasta el 31 de diciembre de 2006.

#### ***4.4 Nueva fórmula del coste de la materia prima (CMP)***

En el artículo 3 de la propuesta de Orden se incluyen las nuevas fórmulas del CMP a considerar para su actualización durante el año 2006.

De acuerdo con lo indicado en la Memoria que acompaña las propuesta de Órdenes, la demanda que permanece en el mercado a tarifa es cada vez más estacional, debido al paso de gran parte del consumo industrial al mercado liberalizado. En estas circunstancias y debido a que el Contrato con Argelia no puede cubrir las puntas de la demanda invernal, en la propuesta de Orden, a la hora de establecer la estructura de aprovisionamiento para el año 2006, se incluye, por primera vez, GNL spot para cubrir las puntas de los meses invernales. A diferencia de años anteriores, se incluye el aprovisionamiento de GNL de Libia para el suministro de GNL a cisternas.

De acuerdo con estos criterios, la nueva estructura de aprovisionamiento para el año 2006 es la siguiente:

**Cuadro 4. Estructura de aprovisionamientos para 2006**

	Bcm	GWh/año	%
Argelia GN	4,45	51.772,70	88,30%
GNL Libia	0,21	2.400,00	4,09%
GNL Spot	0,38	4.459,57	7,61%

Fuente: MITC

A partir de la estructura que se recoge en el cuadro anterior se han publicado las nuevas fórmulas del CMP. Cabe señalar, que se han mantenido los tres escalones en función del crudo Brent utilizadas en las fórmulas aplicadas en 2004 y 2005. No obstante, se han modificado tanto las ponderaciones de los productos derivados del petróleo, como las referencias utilizadas. En particular, se ha eliminado en las fórmulas el término referido al Brent\_Spot. En las nuevas fórmulas que incluye la propuesta, esta referencia únicamente se utiliza para determinar los escalones y la fórmula a aplicar en cada caso. En el siguiente cuadro se muestran las variaciones en las ponderaciones de los productos incluidos en la fórmula, respecto a los valores establecidos en la Orden 104/ITC/2005.

**Cuadro 5. Variación de las ponderaciones incluidas en la fórmula del CMP (propuesta de Orden vs Orden ITC/104/2005)**

	CTE	GO-G/L	GO-ARA	F1%S-G-L	F1%S-ARA	F3,5%S-G-L	F3,5%S-ARA
<b>Si Brent &lt; 18</b>	132%	0,65%	18,69%	0,62%	-25,00%	0,62%	-1,37%
<b>Si Brent &gt; 18</b>	182,20%	0,58%	18,69%	0,61%	-25,00%	0,61%	-1,37%
<b>Si Brent &gt;= 26,5</b>	61,73%	0,58%	18,69%	0,58%	-25,00%	0,58%	-1,37%

Se pone de manifiesto que, al igual que en años anteriores, no se aporta información sobre la estructura de aprovisionamientos real de 2005, ni se especifica la decisión de dichos aprovisionamientos respecto a otros de GNL para el mercado regulado, ni se aportan los contratos que justifican la fórmula del CMP, ni el almacenamiento subterráneo asignado al mercado regulado, ni del GNL spot considerado.

#### **4.5 Variaciones del CMP y de las tarifas de venta**

El Cmp provisional de la propuesta de Orden para 2006, incluyendo el sobrecoste por el desvío de demanda en el mercado regulado, supone un incremento de un 13,5% respecto al valor publicado en la Orden ITC/3321/2005.

En términos generales, las tarifas de venta de presión superior a 4 bar aumentan por encima del 10%. En concreto, las tarifas de carácter firme de los Grupos 1 y 2 se incrementan un 10,5%<sup>1</sup>. Asimismo, en el caso de las tarifas interrumpibles, los incrementos son ligeramente superiores, un 10,83% para la tarifa interrumpible a presión entre 4 y 60 bar, y un 10,84% en el caso de la tarifa interrumpible aplicada a consumidores conectados a gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar. Por último, las tarifas del grupo 2.bis de aplicación a los clientes del artículo 17 de la propuesta de Orden, aumentan entre el 11% y el 12%.

En el caso de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar, los incrementos, tanto del término fijo por cliente como del término variable, se sitúan en torno al 4,24%.

En el siguiente cuadro se muestra la variación provisional del coste de la materia prima y de las tarifas de venta de la propuesta de Orden respecto a las tarifas de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre por la que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

---

<sup>1</sup> Se considera que hay una errata en el valor publicado en la propuesta de Orden para el término variable la tarifa de venta 1.3. El valor corregido, de forma que el incremento sea de un 10,57%, es de 0,018922 en lugar de 0,021134.

**Cuadro 6. Coste de la materia prima y tarifas de venta (€/kWh). Orden ITC/3321/2005 vs propuesta de Orden**

TARIFAS DE VENTA	Orden ITC/3321/2005 de octubre de 2005			Propuesta Orden 2006 (B)			Tasa de variación de (B) sobre (A)		
	CMP (€/kWh)=			CMP (€/kWh)=			13,50%		
	(€/cliente)/mes	(€/kWh/día)/mes	€/kWh	(€/cliente)/mes	(€/kWh/día)/mes	€/kWh	%	%	%
<b>Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)</b>									
3.1 C <sup>(1)</sup> ≤ 5	2,29	-	0,046312	2,387	-	0,048273	4,24%		4,23%
3.2 5 < C ≤ 50	5,12	-	0,039516	5,337	-	0,041190	4,24%		4,24%
3.3 50 < C ≤ 100	39,71	-	0,031215	41,392	-	0,032537	4,24%		4,24%
3.4 C > 100	59,25	-	0,028871	61,759	-	0,030094	4,23%		4,24%
<b>Grupo 2 Firme (4&lt; P ≤ 60 bar)</b>									
2.1 C ≤ 500	121,95	0,033822	0,019741	134,76	0,0373748	0,021815	10,50%	10,50%	10,51%
2.2 500 < C ≤ 5.000	121,95	0,033822	0,019533	134,76	0,0373748	0,021803	10,50%	10,50%	11,62%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000		0,043486	0,019533		0,0480539	0,021585		10,50%	10,51%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000		0,04107	0,019448		0,0453841	0,021491		10,50%	10,50%
2.5 <sup>(2)</sup> 100.000 < C ≤ 500.000		0,038654	0,019354		0,0427144	0,021387		10,50%	10,50%
2.6 <sup>(2)</sup> C > 500.000		0,036722	0,019269		0,0405794	0,021293		10,50%	10,50%
<b>Grupo 2.bis Firme (Art. 17)<sup>(3)</sup></b>									
2.1 C ≤ 500	121,95	0,033822	0,019741	135,32	0,037531	0,021906	10,96%	10,97%	10,97%
2.2 500 < C ≤ 5.000	121,95	0,033822	0,019533	136,23	0,037781	0,02204	11,71%	11,71%	12,83%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000		0,043486	0,019533		0,048654	0,021854		11,88%	11,88%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000		0,04107	0,019448		0,046051	0,021807		12,13%	12,13%
2.5 <sup>(4)</sup> 100.000 < C ≤ 500.000		0,038654	0,019354		0,043369	0,021715		12,20%	12,20%
2.6 <sup>(4)</sup> C > 500.000		0,036722	0,019269		0,041201	0,021619		12,20%	12,20%
<b>Grupo 4 Interrumpible (4&lt; P &lt; 60 bar)<sup>(5)</sup></b>			0,020760			0,023009			10,83%
<b>Grupo 1 Firme (P&gt; 60 bar)<sup>(6)</sup></b>									
1.1 C ≤ 200.000		0,038572	0,019221		0,042648	0,021252		10,57%	10,57%
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000		0,035528	0,019114		0,039282	0,021134		10,57%	10,57%
1.3 C > 1.000.000		0,033497	0,017114		0,037037	0,021134		10,57%	23,49%
<b>Grupo 4 Interrumpible (P &gt; 60 bar)<sup>(5)</sup></b>			0,020198			0,022387			10,84%

- (1) Consumo anual en MWh
- (2) Tarifas transitorias "B" en 2006
- (3) Tarifas Grupo 2.bis de aplicación a los clientes del artículo 17 de la propuesta de Orden
- (4) Tarifas transitorias "B.bis" en 2006
- (5) Tarifas transitorias "C" y "D" en 2006
- (6) Tarifas transitorias "A" en 2006

Fuentes: Orden ITC/3321/2005, propuesta de Orden

## 4.6 Telemedida

La propuesta de Orden de tarifas de venta, en su artículo 18, ha actualizado e impulsado la normativa que afectaba a la instalación de aparatos de telemedida. En dicha propuesta se recogen los incentivos para su rápida implantación, incluidos en la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre. No obstante, en la propuesta se incluye un apartado

no considerado en dicha Orden. En particular, la propuesta de Orden incluye en su apartado séptimo:

7. *“Las empresas distribuidoras que tengan conectado a sus instalaciones algún consumidor obligado a disponer de equipos de teled medida de acuerdo con la normativa vigente, deberán remitir, antes del día 31 de enero de 2006, a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio :*

- *Los protocolos de comunicación utilizados en su empresa para la lectura de los equipos de teled medida.*
- *Los fabricantes homologados de medidores de caudal y sus correctores, los suministradores homologados de los equipos que implementan el protocolo, así como la situación de estos equipos respecto el Centro Español de Metrología.*
- *Relación de clientes que no tienen instalados los equipos de teled medida a la fecha de publicación de esta Orden Ministerial en formato digital.”*

Tanto los protocolos como los fabricantes homologados deberán hacerse públicos en la Web del distribuidor antes del 31 de enero de 2006.

#### ***4.7 Se incrementa el porcentaje de actualización del término de energía de las tarifas de venta***

En el artículo 6 de la propuesta de Orden se establece un coeficiente para la actualización respecto a la variación del Cmp, en su caso, del término de energía de las tarifas de venta del 1,014755. Dicho coeficiente supone un reducción del 1% respecto al valor incluido en la Orden ITC/104/2005, de acuerdo con la menor ponderación del Cmp aplicada al coste de suministro a tarifa y de gestión de compra-venta, según información que acompaña a la propuesta de Orden.

#### ***4.8 Reducción de la cuota destinada al GTS a aplicar sobre la facturación de las tarifas de venta***

En el artículo 9 de la propuesta de Orden se establece que la cuota destinada a la retribución del GTS que deberán recaudar las empresas distribuidoras sobre la facturación de las tarifas de suministro de gas natural en 2006 será del 0,18%, esto es, un 28% inferior que la incluida en la Orden ITC/104/2005. Dicha modificación se analiza en el informe sobre propuesta de Orden de peajes y cánones 2006.

#### ***4.9 Se actualizan los valores de los precios de alquiler de contadores***

En el artículo 13 de la propuesta de Orden se describe el procedimiento para actualizar las tarifas de alquiler de contadores de acuerdo con la variación porcentual de la tarifa media menos el coste de la materia prima. En particular, se aplica el parámetro  $0,75\% \cdot \text{IPH}$ . Consecuentemente, los valores de las tarifas de alquiler de contadores incluidos en el Anexo II de la propuesta de Orden aumentan un 1,81% respecto a los de la Orden ITC/104/2005.

#### ***4.10 Se actualizan los valores de los precios de derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar***

En el artículo 14 de la propuesta de Orden se establece que los derechos de acometida se actualizarán anualmente con la revisión anual de las tarifas, aplicando el parámetro  $0,75\% \cdot \text{IPH}$ . En la propuesta de Orden dichos valores aumentan un 1,81% respecto a los de la Orden ITC/104/2005.

## **5 COMENTARIOS GENERALES A LA PROPUESTA**

### ***5.1 Modificaciones normativas en rango Orden***

En la exposición de motivos de la propuesta de Orden se señala que, de acuerdo con el artículo 25 del Real Decreto 949/2001, en su apartado segundo, el Ministro de Economía

podrá modificar la estructura de tarifas, peajes y cánones si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo del ámbito comunitario lo hace aconsejable. En particular, cabe señalar que la propuesta de Orden propone la supresión de las tarifas de venta del Grupo 1, las 2.5 y 2.6 del grupo 2 y las del Grupo 4, pasando estos consumidores a suministrarse en el mercado liberalizado. Asimismo, con carácter transitorio, se establecen unas tarifas nuevas para los consumidores afectados con un período de aplicación limitado. Al igual que en la propuesta de Orden de peajes y cánones, se establecen tarifas aplicables para los clientes del artículo 17 de la propuesta de tarifas. Las nuevas tarifas establecidas, no están incluidas específicamente en la estructura de tarifas de venta que establece el RD 949/2001. En consecuencia, se considera que la eliminación de distintas tarifas por parte de la Disposición adicional única de la Propuesta de Orden, habría de llevarse a cabo, preferiblemente, a través de una modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

## ***5.2 Valoración de los precios incluidos en la propuesta y suficiencia de ingresos***

Esta Comisión valora muy positivamente el mayor grado de detalle sobre las variables de facturación distribuidas por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2006. Sin embargo, cabe señalar que en la Memoria no se aporta el mismo detalle respecto a los ingresos que se obtendría de la aplicación de las tarifas de venta y peajes de sendas propuestas de Órdenes.

En el siguiente cuadro se resumen escenario de ingresos de la CNE para 2006 obtenidos como resultado de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden a los consumidores del mercado liberalizado<sup>2</sup>, y las tarifas de venta de la propuesta de Orden a los consumidores en el mercado regulado.

---

<sup>2</sup> En el informe de esta Comisión sobre la propuesta Orden de peajes y cánones se detallan la hipótesis de facturación para obtener los ingresos procedentes de los clientes en mercado liberalizado.

**Cuadro 7. Ingresos previstos del sistema para 2006. Escenario CNE**

ESCENARIO CNE - Previsión Ingresos. Año 2006				
	Consumo (MWh)	% s/Total Consumo	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
<i>Mercado Regulado</i>	59.095.053	13,3%	2.138.095	3,6181
<i>Mercado Liberalizado (1)</i>	385.948.563	86,7%	1.331.310	0,3449
<b>Total</b>	<b>445.043.616</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.469.406</b>	<b>0,7796</b>
<b>Costes Propuesta OM (Miles €)</b>			<b>3.442.721</b>	<b>0,774</b>
<i>Mercado Regulado</i>			2.151.459	3,641
<i>Mercado Liberalizado</i>			1.291.262	0,335
<b>Diferencia Ingresos - Costes (miles €)</b>			<b>26.685</b>	
<i>Mercado Regulado</i>			-13.363	
<i>Mercado Liberalizado</i>			40.048	

Fuentes: Empresas transportistas y distribuidoras, GTS, CNE y MITC.

Según el escenario de previsión de la CNE, los ingresos del sistema son superiores a los costes en 26.685 miles de €. No obstante cabría matizar la anterior cifra teniendo en cuenta que el efecto sobre los ingresos de acceso de la supresión las tarifas de venta de los Grupos 1 y 4, se ha computado facturando a este colectivo el correspondiente peaje de T&D de carácter firme.

Finalmente, cabe señalar que, según el escenario de previsión de la CNE, los ingresos resultantes de aplicar las tarifas de venta de la propuesta no serían suficientes para cubrir los costes a imputar a los clientes del mercado regulado, si bien, al no disponer de información relativa al escenario de facturación del MITC implícito en las propuestas de Ordenes, no es posible contrastar los efectos de la hipótesis consideradas en cada caso.

### **5.3 Criterios tarifarios**

El artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001 determina como objetivos que deben regir la determinación de las tarifas, peajes y cánones, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga,

de los costes imputables a cada tipo de suministro y, por otra parte, incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.

Sin embargo, como ya ha sido comentado en los informes de esta Comisión sobre tarifas de venta y peajes y cánones no se dispone de información relativa a los criterios de asignación de cada coste para establecer las tarifas de venta, peajes y cánones que expliquen las variaciones tarifarias determinadas en las Ordenes correspondientes.

Esta Comisión considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una Metodología que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones de forma global y que se corresponda con los objetivos señalados por el RD 949/2001.

Uno de los temas de desarrollo de esta Metodología debería consistir en el análisis de cómo el coste de entrada al sistema gasista es repercutido a los consumidores de gas natural, de forma que no exista discriminación entre los pagos de clientes en el mercado regulado y en el liberalizado.

## **6 COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA**

### ***6.1 Sobre la eliminación de tarifas de venta incluidas en la propuesta***

Esta Comisión considera que en aras de continuar impulsado el proceso de liberalización iniciado con la Ley de Hidrocarburos, la modificación de la estructura de tarifas introducida en la Disposición adicional única, relativa a la supresión de las tarifas del Grupo 1, subgrupos 2.5 y 2.6 y Grupo 4, resulta adecuada. Asimismo, está de acuerdo con el establecimiento de tarifas de carácter transitorio para aquellos clientes afectados por esta modificación.

Se ha calculado, a partir de la información individualizada solicitada por esta Comisión a las empresas gasistas, el efecto sobre los ingresos del mercado regulado derivado de la eliminación de las tarifas de venta. En el Cuadro 8 se observa que la eliminación de las tarifas del Grupo 1 en junio de 2006, suponen una reducción de ingresos del mercado

regulado de 51.967 miles de euros. Asimismo, la eliminación de las tarifas del Grupo 4, el 31 de marzo para las centrales de generación y el 30 de junio para el resto, suponen que la facturación del mercado regulado se reduzca en 174.116 miles de euros. Por tanto, el efecto total sobre los ingresos del mercado regulado asciende a 226.083 miles de euros. No obstante, los ingresos del mercado liberalizado se incrementarán debido al traspaso de clientes desde el mercado regulado. Este efecto no se ha valorado debido a que no se dispone de información relativa a la distribución de dichos clientes en mercado liberalizado (peajes interrumpibles vs peajes firmes).

#### Cuadro 8. Efectos sobre los ingresos del mercado regulado de la eliminación de tarifas Grupo 1 y 4

##### Mercado Regulado - Información Grupo 1

Tarifa	Nº clientes	Tarifas de Venta			Ingresos por tarifa de venta prorrateados		Efecto sobre ingresos por tarifa de venta	
		Consumo (GWh)	Miles €	c€/kWh	Consumo (GWh)	Miles €	Consumo (GWh)	Miles €
<b>Grupo 1</b>								
1.1	3	231	5.656	2,452	115	2.828	115	2.828
1.2	6	3.556	79.568	2,238	1.778	39.784	1.778	39.784
1.3	1	207	18.710	9,032	104	9.355	104	9.355
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>3.993</b>	<b>103.933</b>	<b>2,603</b>	<b>1.997</b>	<b>51.967</b>	<b>1.997</b>	<b>51.967</b>

##### Mercado Regulado - Clientes con información Individualizada Grupo 4

Tarifa	Nº clientes	Tarifas de Venta			Ingresos por tarifa de venta prorrateados		Efecto sobre ingresos por tarifa de venta	
		Consumo (GWh)	Miles €	c€/kWh	Consumo (GWh)	Miles €	Consumo (GWh)	Miles €
<b>Grupo 4 Generación Eléctrica</b>	<b>8</b>	<b>7.838</b>	<b>176.660</b>	<b>2,254</b>	<b>1.960</b>	<b>44.165</b>	<b>5.879</b>	<b>132.495</b>
4.2	5	5.967	133.676	2,240	1.492	33.419	4.476	100.257
4.1	3	1.871	42.984	2,297	468	10.746	1.403	32.238
<b>Grupo 4 Resto</b>	<b>26</b>	<b>3.634</b>	<b>83.242</b>	<b>2,290</b>	<b>1.817</b>	<b>41.621</b>	<b>1.817</b>	<b>41.621</b>
4.2	4	616	13.787	2,239	308	6.894	308	6.894
4.1	22	3.019	69.454	2,301	1.509	34.727	1.509	34.727
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>11.473</b>	<b>259.902</b>	<b>2,265</b>	<b>3.777</b>	<b>85.786</b>	<b>7.696</b>	<b>174.116</b>
<b>Total Grupo 1 + Grupo 4</b>	<b>43</b>	<b>15.466</b>	<b>363.835</b>		<b>5.774</b>	<b>137.753</b>	<b>9.693</b>	<b>226.083</b>

Fuentes: Empresas transportistas y distribuidoras, GTS, CNE y MITC

## 6.2 Sobre los datos provisionales de CMP y tarifas de venta

Las actualizaciones en las tarifas de venta de la estructura del RD 949/2001 incluidas en la propuesta de Orden se han calculado con un valor provisional del CMP. En

consecuencia, dichos valores serán susceptibles de modificación una vez que sea fijado el CMP definitivo (calculado con los datos hasta el 15 de diciembre de 2005).

Las variaciones propuestas en las tarifas incluidas de forma provisional en la propuesta de Orden se muestran en el Cuadro 6 del epígrafe 4 del presente informe.

De acuerdo con los cálculos realizados por esta Comisión, a fecha 16 de diciembre de 2005, el Cmp que corresponde al cálculo de las tarifas de venta es de 2,0225 cent€/kWh, lo que supone un incremento respecto al valor publicado en la Orden ITC/3321/2005 del 14,14% y no del 13,5% de la propuesta de Orden, calculado en fecha anterior.

**Cuadro 9. Evolución del CMP 2005 y cálculos del Cmp definitivo para 2006**

	Coste unitario de materia prima				
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula Orden ITC/104/2005	% Variación CMP	Sobrecoste (c€/kWh)	CMP (c€/kWh)	% Variación CMP
Orden ITC/104/2005	1,2661		-	1,2661	
Resolución 14 abril 05	1,3173	4,04%	-	1,3173	4,04%
Resolución 14 julio 05	1,4677	11,42%	-	1,4677	11,42%
Orden ITC/3321/2005	1,6906	15,19%	0,0814	1,7720	20,73%

	Coste unitario de materia prima				
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula de la propuesta	% Variación respecto CMP octubre/05	Sobrecoste (c€/kWh)	CMP (c€/kWh)	% Variación respecto CMP octubre/05
Propuesta de Orden	1,9298	14,15%	0,0814	2,0112	13,50%
Cálculo CNE con información definitiva (1)	1,9411	14,82%	0,0814	2,0225	14,14%

(1) 15 de diciembre de 2005

Se observa en el Cuadro 10 que el valor del Cmp resultante para 2006, de acuerdo con la propuesta de Orden, es un 7% superior al que resulta de aplicar la fórmula y sobrecoste de la Orden ITC/3321/2005.

**Cuadro 10. Cálculo del Cmp 2006 utilizando la fórmula aplicada en 2005**

	Coste unitario de materia prima				
	CMP (c€/kWh) aplicando la fórmula Orden ITC/104/2005	% Variación respecto CMP octubre/05	Sobrecoste (c€/kWh)	CMP (c€/kWh)	% Variación respecto CMP octubre/05
Cálculo CNE con información definitiva (1)	1,8163	7,43%	0,0814	1,8977	7,09%

(1) 15 de diciembre de 2005

### **6.3 Sobre las fórmulas del coste de la materia prima (CMP)**

Esta Comisión, como ya señaló en sus informes 1/2003, 3/2004 y 3/2005, considera necesario para valorar adecuadamente la formulación del Cmp, disponer de los términos que se incluyen en los contratos de aprovisionamiento a mercado regulado y que justifican los tramos respecto al Brent de las fórmulas, los precios del crudo y productos derivados incluidos en la misma, así como las ponderaciones a los que se indexan los precios del crudo y derivados.

La falta de información justificativa impide que esta Comisión pueda valorar las modificaciones introducidas en las fórmulas así como las variaciones en las ponderaciones de los productos incluidos en la misma.

En la Memoria que acompaña las Órdenes se aporta como justificación a la nueva estructura de aprovisionamientos la fuerte estacionalidad de la demanda en el mercado regulado. Si bien, esta consideración es cierta, se opina que el hecho de que la demanda sea estacional no implica, al menos en su totalidad, que sea imprevisible. Por tanto, sorprende que a diferencia de años anteriores, en la estructura de aprovisionamientos se cargue casi un 8% al aprovisionamiento de GNL spot, más aún, si se tiene en cuenta la situación actual de precios elevados de gas en el mercado spot.

En los siguientes cuadros se muestran el cambio en las estructuras de aprovisionamiento de 2005 y la prevista para 2006.

**Cuadro 11. Estructura de aprovisionamientos de 2005**

	<b>Bcm</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Argelia GN	4,08	47.451	87,74%
Argelia GNL	0,35	4.071	7,53%
Trinidad y Tobago GNL	0,22	2.559	4,73%
<b>TOTAL</b>	<b>4,65</b>	<b>54.080</b>	<b>100,00%</b>

**Cuadro 12. Estructura de aprovisionamientos prevista en la propuesta de Orden para 2006**

	<b>Bcm</b>	<b>GWh/año</b>	<b>%</b>
Argelia GN	4,45	51.773	88,30%
GNL Libia	0,21	2.400	4,09%
GNL Spot	0,38	4.460	7,61%
	5,04	58.632	100,00%

#### **6.4 Sobre la modificación de las tarifas aplicadas a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2**

Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que las tarifas de venta deben trasladar los costes reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de las tarifas de venta “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros.

La propuesta de Orden de peajes y cánones, incorpora unos nuevos peajes de transporte y distribución, denominados “2.bis”, aplicables a los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/303/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año aplicables a este tipo de clientes, superiores a los aplicables a los consumidores del grupo 2, detallando en la Memoria que la acompaña el método de cálculo utilizado para calcular los citados peajes de transporte y distribución “2.bis”.

Contrariamente a lo anterior, ni en la propuesta de Orden de tarifas de venta, ni en la información que la acompaña, se establece el método de cálculo establecido para calcular las tarifas de venta denominadas “2.bis”.

Así mismo, tampoco se establece el procedimiento aplicable desde el año 2007 hasta el año 2010 para calcular las citadas tarifas "2.bis".

**Cuadro 13. Tarifas de Venta aplicables a los consumidores industriales acogidos al Art. 17 ECO/33/2004. Tasa de variación sobre los aplicables al grupo 2**

Tarifa	Volumen	Tarifa de Venta Grupo 2			Tarifa de Venta Grupo 2 bis			Tasa de variación		
		Término Fijo		Volumen	Término Fijo		Volumen	Término Fijo		Volumen
		Cliente	Caudal		Cliente	Caudal		Cliente	Caudal	
		€/cliente/mes	kWh/día/mes	€/kWh	€/cliente/mes	kWh/día/mes	€/kWh	€/cliente/mes	kWh/día/mes	€/kWh
2.1	C < 500.000	134,76	0,037375	0,021815	135,32	0,037531	0,021906	0,42%	0,42%	0,42%
2.2	500.000 < C < 5.000.000	134,76	0,037375	0,021803	136,23	0,037781	0,022040	1,09%	1,09%	1,09%
2.3	5.000.000 < C < 30.000.000		0,048054	0,021585		0,048654	0,021854		1,25%	1,25%
2.4	30.000.000 < C < 100.000.000		0,045384	0,021491		0,046051	0,021807		1,47%	1,47%
B.1	100.000.000 < C < 500.000.000		0,042714	0,021387		0,043369	0,021715		1,53%	1,53%
B.2	C > 500.000.000		0,040579	0,021293		0,041201	0,021619		1,53%	1,53%

Fuente: MITC.

Según la información aportada por las empresas para 2006, el efecto de la aplicación del artículo 17 de la Propuesta de Orden se ha estimado en torno a 6.966 millones de € menos para el sistema, o análogamente el reparto de dicha cantidad en tarifas de venta del resto de clientes.

**Cuadro 14. Efectos de la aplicación del artículo 17 de la Propuesta de Orden**

	Clientes	Capacidad contratada	Volumen	Facturación (Miles de €)			Efectos				
				Nº	Qd (kWh/día)	MWh	En Grupo 2	En Grupo 2 Bis	En Tarifa 3.4	Artículo 17 Propuesta de Orden	Aplicación Tarifas Grupo 2 bis
							(A)	(B)	(C)	(C) - (B)	(B) - (A)
<b>Cientes en Mercado Regulado</b>	<b>163</b>	<b>4.024.928</b>	<b>1.122.668</b>	<b>26.563</b>	<b>26.940</b>	<b>33.906</b>	<b>-6.966</b>	<b>377</b>			
2.1	C ≤ 500.000	47	86.151	16.235	468	471	523	-52	3		
2.2	500.000 < C ≤ 5.000.000	74	702.971	159.778	3.918	3.965	4.863	-898	47		
2.3	5.000.000 < C ≤ 30.000.000	37	1.690.185	550.376	12.855	13.031	16.590	-3.559	176		
2.4	30.000.000 < C ≤ 100.000.000	5	699.999	312.279	7.092	7.198	9.401	-2.203	106		
B.1	100.000.000 < C ≤ 500.000.000	1	845.623	84.000	2.230	2.275	2.529	-253	45		
B.2	C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>163</b>	<b>4.024.928</b>	<b>1.122.668</b>	<b>26.563</b>	<b>26.940</b>	<b>33.906</b>	<b>-6.966</b>	<b>377</b>			

Fuente: Empresas transportistas y distribuidoras, GTS, CNE y MITC.

Por otra parte, según el escenario de previsión de la CNE, el efecto del establecimiento de las tarifas de venta denominadas “2.bis”, se estima en unos ingresos adicionales para el sistema de 377 Miles de €. De no haberse establecido estas tarifas, el efecto de la aplicación del artículo 17 de la Propuesta de Orden sería de 7.343 Miles de € menos para el sistema, un 5,1% mas de lo estimado en el párrafo anterior.

Cabe destacar, a la hora de calcular los citados efectos, que no se ha tenido en cuenta la supresión de las tarifas de venta 2.5 y 2.6 del Grupo 2 bis, que podrían optar por mantenerse en mercado regulado a las correspondientes tarifas de venta del grupo 3 o bien optar a acudir al mercado liberalizado en los peajes 2.5 y 2.6 del grupo 2 bis.

## **6.5 Telemedida**

El artículo 18 de la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar aglutina lo establecido en el artículo 18 de la Orden ITC/104/2005 y en el artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005.

No obstante, este artículo añade un nuevo apartado (apartado 7) no considerado en ninguna de las dos anteriores Órdenes.

Como se ha señalado en el epígrafe 4.6 de este informe, así como en el informe 16/2005 sobre la propuesta de Orden por la que se adaptan las Órdenes Ministeriales relativas al régimen económico del sector de gas natural al Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, realizado por esta Comisión, se valoran positivamente dichas modificaciones.

No obstante, cabe señalar que los apartados 3, 4 y 6 del artículo 18 de la propuesta de Orden establecen los casos para los consumidores que incumplan la obligación de tener instalados los equipos de telemetria. A diferencia de lo establecido en la propuesta de peajes y cánones, no se hace referencia al plazo máximo establecido en el artículo tercero, apartado uno, de la Orden ITC/3655/2005 que considera que *“en el plazo de nueve meses a partir de la entrada en vigor de la presente Orden, todos los consumidores*

*con consumos superiores a 5.000.000 de kWh/año deberán disponer de equipos de teled medida (...)*. Por tanto, se propone sustituir en los apartados 3, 4 y 6 de la propuesta de Orden las siguientes expresiones:

- en el apartado 3 *“(...) que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida (...)”*,
- en el apartado 4, *“(...) que no hayan instalado los equipos de teled medida (...)”*,
- en el apartado 6 *“(...) que teniendo la obligación de instalar equipos de teled medida no los hayan instalado (...)”*,

por la siguiente:

*“(...) que no hayan instalado los equipos de teled medida en el plazo máximo a que se refiere el apartado uno del artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005 (...)”*.

Por último, en el artículo 18, apartado 1, de la propuesta de Orden de tarifas se desarrolla el procedimiento de cálculo del termino fijo de las tarifas del Grupo 1 (artículo 27 del RD 949/2001). Sin embargo, en la propuesta de Orden de peajes y cánones no se desarrolla el procedimiento de cálculo del término fijo descrito en los peajes del Grupo 1, únicamente se hace referencia en el punto 2 al procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1 y descrito en el artículo 30 del RD 949/2001. Se propone eliminar de la propuesta de Orden de tarifa de venta la descripción del procedimiento de facturación, y únicamente hacer referencia al artículo 27 del RD 949/2001 de forma similar a lo considerado en la propuesta de Orden de peajes. En particular, se propone incluir:

*1. Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de teled medida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios, a los que se les aplicará el procedimiento de cálculo del término fijo descrito para las tarifas del Grupo 1.*

## **6.6 Sobre la retribución destinada al Gestor Técnico del Sistema**

Respecto a la retribución asignada al GTS para 2006 y análisis de la retribución solicitada por dicha Compañía, esta Comisión se reitera sobre el contenido del epígrafe 6.7 del Informe de esta Comisión sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006.

## **6.7 Sobre la tarifa por usos como materia prima**

En la disposición transitoria única de la Orden ECO/33/2004, se establece que la tarifa por uso de materia prima será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2009, a diferencia de lo señalado en la disposición transitoria única de la Orden ECO/302/2002 y de la Orden ECO/31/2003 que fijaban el periodo de aplicación de dicha tarifa hasta el 31 de diciembre de 2004.

Cabe señalar que la nueva estructura tarifaria del RD 949/2001 eliminó las tarifas de usos vigentes hasta entonces, sustituyéndola por otra de tarifas según niveles de presión y tramos de consumo anual. En dicha estructura tarifaria no se contemplaba la tarifa por uso de materia prima que, posteriormente, en la disposición transitoria única de la Orden ECO/302/2002 fue incluida su aplicación hasta el 31 de diciembre de 2004.

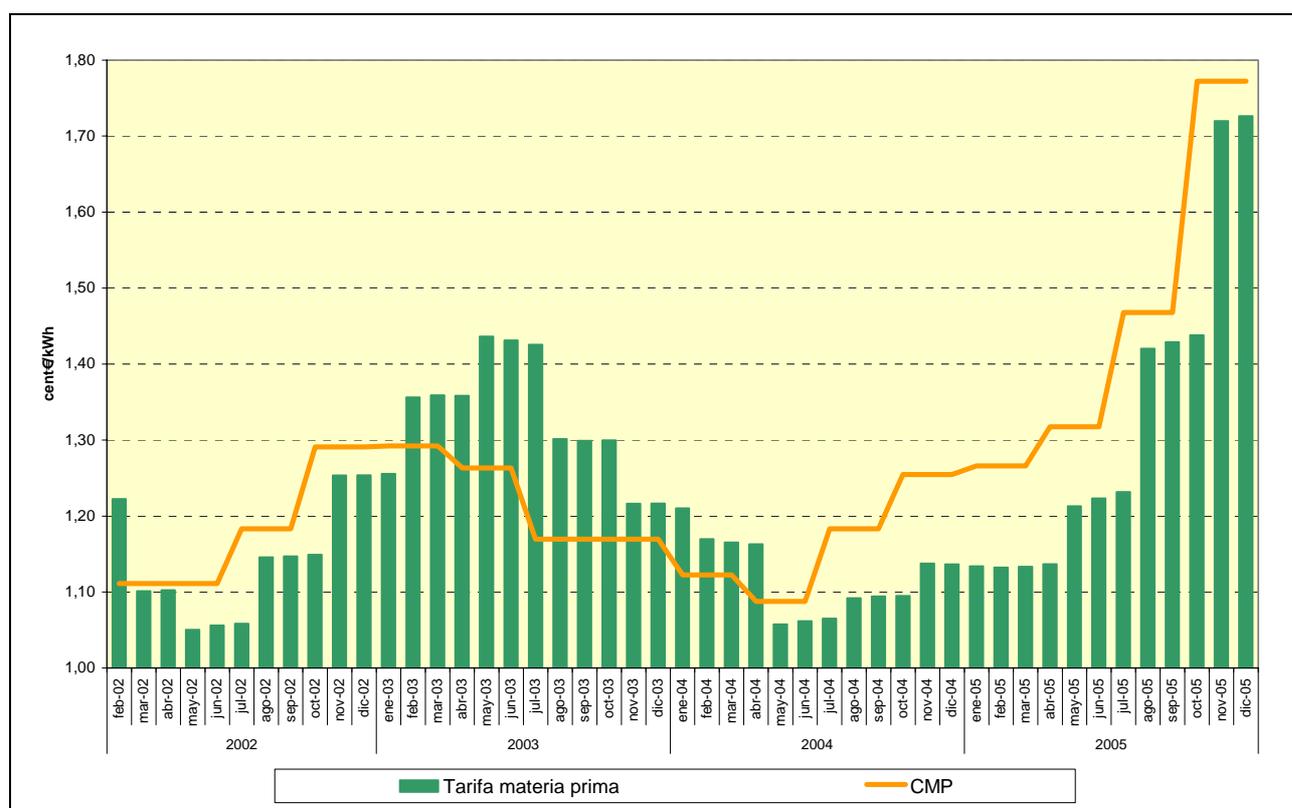
Esta Comisión reitera lo señalado al respecto en otros informes tarifarios. En particular, ni en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ECO/302/2002, ni en la que acompañó a la propuesta de Orden ECO/33/2004, en donde se prorrogó la aplicación de dicha tarifa hasta el 31 de diciembre de 2009 no se aportó información que justificara la aplicación de dicha tarifa, ni de los costes imputados a su suministro, lo cual se considera necesario conocer debido a la excepción de aplicar esa tarifa por uso respecto a la estructura general aplicada al resto de consumidores de gas natural.

Según información aportada por las empresas se ha estimado para 2006 que el efecto de aplicar a los suministros afectados la tarifa de uso de materia prima en lugar de la tarifa

interrumpible de presión superior a 60 bar, supone unos menores ingresos para el sistema en torno a 32 millones de €

Asimismo, cabe señalar que desde mayo de 2004 el precio publicado para la tarifa de materia prima se ha situado sistemáticamente por debajo del Cmp (véase Gráfico 4).

**Gráfico 4. Evolución de la tarifa de materia prima y CMP (Cent€/kWh). 2002-2005**



## **6.8 Consideraciones de carácter jurídico**

**Primera.** El último párrafo del artículo 2 de la Propuesta de Orden, proclama el carácter de máximas de las tarifas que contempla, conforme a lo establecido en el artículo 25.2 del Real decreto 949/2001.

Al respecto, sería conveniente tener presente que el artículo decimosegundo de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modifica el artículo 94 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, suprimiendo la referencia al carácter de máximas de las tarifas de venta de gas natural a los usuarios.

**Segunda.** El párrafo segundo del artículo 10.2 de la Propuesta de Orden, se refiere al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la Comisión Nacional de Energía, como los órganos con potestad de realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

De conformidad con el artículo decimotercero de la Ley 24/2005 antes citada, que da nueva redacción al punto 3 del apartado Tercero de la Disposición Adicional Undécima de Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, habrá de entenderse que es únicamente la Comisión Nacional de Energía el órgano competente para llevar a cabo nueva liquidación de las aludidas cantidades, toda vez que, en virtud de la expuesta modificación legal, debe considerarse implícitamente modificado el número 3 del artículo 38 del Real Decreto 949/2001.

## **7 CONSIDERACIONES FINALES**

**Primera.** Al igual que se señala en el informe de esta Comisión sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, se valora positivamente la información incluida en la Memoria justificativa, necesaria para analizar los valores de las tarifas de la propuesta de Orden. No obstante, cabe señalar, que al igual que en años anteriores no se ha remitido

información justificativa relativa a la nueva fórmula del coste de la materia prima, lo que impide que esta Comisión emita una valoración al respecto.

**Segunda.** Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato trigésimo primero, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores. Dicha tarea se realizará durante 2006 y deberá tener en cuenta, entre otros, el análisis de la eliminación de tarifas de venta, las tarifas transitorias, así como las nuevas fórmulas del Cmp incluidas en la propuesta de Orden.

**Tercera.** Al igual que en años anteriores, en la fecha en que se recibió en esta Comisión dicha propuesta y Memoria que acompaña a la misma, no se disponía del valor definitivo del Coste de la materia prima (CMP) aplicable a 2006, por lo que en la propuesta de la que se emite informe, se incluyen valores provisionales en el cálculo del CMP, de las tarifas de venta y los precios de cesión aplicables en 2006.

**Cuarta.** Se considera que las modificaciones en la estructura tarifaria deberían incluirse en norma de rango superior al de Orden.

**Quinta.** Se considera que, dada la situación actual del mercado liberalizado y en aras de continuar impulsando el proceso de liberalización iniciado con la Ley de Hidrocarburos, la modificación de la estructura de tarifas introducida en la Disposición adicional única, relativa a la supresión de las tarifas del Grupo 1, subgrupos 2.5 y 2.6 y Grupo 4, resulta adecuada. Asimismo, está de acuerdo con el establecimiento de tarifas de carácter transitorio para aquellos clientes afectados por esta modificación.

**Sexta.** Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que las tarifas de venta deben trasladar los coste reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de las tarifas

“2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros.

**Séptima.** En relación a la telemedida, se valoran positivamente la introducción en las propuestas de Órdenes, de la normativa que afecta a la instalación de aparatos de telemedida, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3655/2005. No obstante, se proponen modificaciones incluidas en los comentarios al articulado.

**Octava.** En el informe 15/2005 de esta Comisión se indicó, por una parte, que es necesario dejar explícito en el ejercicio de tarifas 2006 el carácter preferente del gas procedente del Magreb para el suministro a mercado regulado, de acuerdo con el contenido del RD-L 6/2000. Asimismo, se subrayó que el aprovisionamiento complementario que sea preciso para completar, en su caso, el suministro a tarifa debería hacerse con previsión suficiente para no tener que acudir exclusivamente al mercado spot.

Por otro parte, en dicho informe se señaló que las adquisiciones de gas hechas por los transportistas que compren gas para el suministro a tarifa, podrían incluir mecanismos de mercado, abiertos, en concurrencia, sin exclusividad entre los agentes vendedores, y con plena transparencia. En este caso, el coste de la materia prima sería la suma del coste correspondiente al contrato procedente del Magreb para el suministro a tarifa, más el coste de adquisición de gas resultante de este mecanismo.

Sin embargo, en la nueva fórmula del Cmp de la propuesta de Orden se incluye un nuevo aprovisionamiento con cargo al mercado spot, sin aportar información que justifique dicha modificación. Cabe señalar que el efecto de la nueva estructura de aprovisionamiento implica un aumento significativo del Cmp respecto a la fórmula establecida en octubre de 2005.

# **ANEXO: COMENTARIOS AL ARTICULADO DE LA ORDEN**

**ORDEN ITC/ /2006, DE ENERO, POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS TARIFAS DE GAS NATURAL Y GASES MANUFACTURADOS POR CANALIZACIÓN, ALQUILER DE CONTADORES Y DERECHOS DE ACOMETIDA PARA LOS CONSUMIDORES CONECTADOS A REDES DE PRESIÓN DE SUMINISTRO IGUAL O INFERIOR A 4 BAR.**

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, determina el modelo para el cálculo de las tarifas de gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista.

En el artículo 25 de dicho Real Decreto se dispone que el Ministro de Economía, mediante Orden Ministerial, 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, los precios de cesión de gas natural para las empresas distribuidoras, y los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

Por su parte, el apartado 2 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001, establece los costes que han de recoger cada una de las tarifas de suministro de gas, incluyendo, entre otros, el coste de la materia prima y el coste de gestión de la compra-venta de gas por los transportistas para el suministro de gas a las empresas distribuidoras para su venta a tarifa.

Respecto al coste de la materia prima, el artículo 26.2 del citado Real Decreto, establece que se determinará conforme al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino al mercado a tarifas, incluyendo los costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica. Asimismo el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la competencia en mercados de Bienes y Servicios, indica que el gas natural procedente del contrato de aprovisionamiento procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb se aplicará preferentemente al suministro a tarifas.

Por su parte, los artículos 26.3 y 37 del mencionado Real Decreto 949/2001 establecen como cuotas con destinos específicos los porcentajes destinados a la retribución del Gestor Técnico del Sistema y los recargos con destino a la Comisión Nacional de Energía, que deberán recaudar las empresas distribuidoras de gas, con cargo a las tarifas de gas natural y ser puestos a disposición de los sujetos a los que van destinados como ingresos propios, en la forma y plazos establecidos normativamente. El artículo 19 de la Ley 24/2002, de 27 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, modifica la Disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, introduciendo en su apartado tercero la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos.

El 31 de diciembre de 2002 se publicó el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, estableciendo en su Anexo I las cantidades a percibir por las empresas distribuidoras en concepto de derechos de acometida para los suministros conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar y el procedimiento de actualización anual.

El artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, por la que se modifica, entre otras, la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, introduce modificaciones a los procedimientos de cálculo y facturación de tarifas en lo referente a la instalación de equipos de telemedida.

El citado artículo 25 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en su apartado 2, faculta al Ministro de Economía a modificar la estructura de tarifas, peajes y cánones si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo de ámbito comunitario lo hacen aconsejable. El actual grado de desarrollo del mercado liberalizado y la necesidad de eliminar asimetrías entre este mercado y el regulado, hace necesaria la eliminación de las tarifas del grupo 1, las 2.5 y 2.6 del grupo 2, y las del

grupo 4, pasando estos consumidores a suministrarse en el mercado liberalizado. No obstante, y con carácter transitorio, se establecen unas tarifas nuevas para los consumidores afectados con un período de aplicación limitado.

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su artículo 1, asigna a este Departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Conforme a lo anterior y en la forma que establece el artículo 25 de Real Decreto 949/2001, corresponde al Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para las empresas distribuidoras, y los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

El proyecto de esta orden ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1552/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía y Hacienda, ha sido informado por la Dirección General de Política Económica. Finalmente el contenido del proyecto ha sido aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del día        de diciembre de 2006.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos,

## **DISPONGO:**

**Artículo 1.- Objeto.**

La presente Orden tiene por objeto determinar las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, las tarifas de alquiler de los contadores, y los derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

La presente Orden no es de aplicación a los gases licuados del petróleo por canalización.

## **Artículo 2.- Carácter de las tarifas.**

1. Las tarifas antes de impuestos del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, que se definen en el artículo 27 del 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, son las contenidas en el Anexo I de la presente Orden. Dichas tarifas han sido establecidas de acuerdo con los criterios previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y en los artículos 25 y 26 del Real Decreto 949/2001.

2. Conforme a lo establecido en el artículo 25.2 del Real Decreto 949/2001, las tarifas son únicas para todo el territorio nacional, en función del volumen, presión y forma de consumo. La aplicación de tarifas por debajo de los valores vigentes en cada momento será transparente, objetiva y no discriminatoria, teniendo en cuenta la adecuada difusión entre los usuarios, comunicándose por parte de las compañías a la Comisión Nacional de Energía las diferencias en el momento en que se produzcan. Las diferencias entre las tarifas y las que, en su caso, apliquen las compañías distribuidoras serán soportadas por estas.

Eliminado: , y tienen carácter de máximas

Con formato: Sin Tachado

Eliminado: máximos

Con formato: Sin Tachado

Eliminado: máximas

Con formato: Sin Tachado

## **Artículo 3.- Definición y cálculo del coste de la materia prima**

El coste de la materia prima (Cmp) se define como el coste medio de adquisición del gas natural en posición CIF, expresado en Euros por kWh. Dicho coste se calculará desde la

entrada en vigor de la presente Orden, dependiendo del valor promedio del precio del crudo "Brent Spot Average" (en adelante Precio Brent\_Spot) en el semestre anterior al de la fecha de cálculo, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

A) Brent\_Spot < 18 \$/Bbl

$$\text{Cmp} = (0,535004 + 0,001864*GO\_GL + 0,000127*GO\_ARA + 0,001949*F1\%\_GL + 0,000072*F1\%\_ARA + 0,000975*F3.5\%\_GL + 0,000072*F3.5\%\_ARA)/(100*E)$$

B) Brent\_Spot > = 18 \$/Bbl y Brent\_Spot < 26,5 \$/Bbl

$$\text{Cmp} = (0,470894 + 0,001893*GO\_GL + 0,000127*GO\_ARA + 0,00232*F1\%\_GL + 0,000072*F1\%\_ARA + 0,00116*F3.5\%\_GL + 0,000072*F3.5\%\_ARA)/(100*E)$$

C) Brent\_Spot > = 26,5 \$/Bbl

$$\text{Cmp} = (0,801775 + 0,00139*GO\_GL + 0,000127*GO\_ARA + 0,001392*F1\%\_GL + 0,000072*F1\%\_ARA + 0,000696*F3.5\%\_GL + 0,000072*F3.5\%\_ARA)/(100*E)$$

Los símbolos utilizados tienen el siguiente significado:

GO\_GL = Gasoil de 0,2 % de azufre en Génova-Lavera.

GO\_ARA = Gasoil de 0,2 % de azufre en Ámsterdam/Róterdam/Amberes.

F1%\_GL = Fueloil 1% de azufre en Génova-Lavera.

F1%\_ARA = Fueloil 1% de azufre en Ámsterdam/Róterdam/Amberes.

F3.5 %\_GL = Fueloil 3,5% de azufre en Génova-Lavera.

F3.5%\_ARA = Fueloil 3,5% de azufre en Ámsterdam/Róterdam/Amberes.

En las fórmulas anteriores, las medias de productos en posición CIF corresponden con el semestre anterior al de la fecha en que se efectúa el cálculo, utilizando los valores medios mensuales expresados en \$/Tm y publicados en el Platts Oilgram Price Report o en el Platts [PEM actualmente o nPLEUSCAN antiguamente para productos, y POM actualmente o

nPLCRUDE antiguamente para crudo], o los calculados promedios mensuales a partir de cotizaciones diarias, en el caso de que el mes que se promedia no haya finalizado en la fecha del cálculo.

La media del crudo Brent\_Spot también corresponde con la del semestre anterior al de la fecha de cálculo, utilizándose las medias mensuales expresadas en \$/Bbl y publicadas en el “Platts Oilgram Price Report” o en el “Platts nPLCrude”. Caso de no disponer de la publicación en el Platts Oilgram Price Report de la última media mensual anterior al mes de la fecha de cálculo, se efectuará el cálculo de dicho mes como la media mensual redondeada a dos decimales de la media diaria de las cotizaciones baja y alta del “Brent Dated” publicada diariamente en el “Platts POM o nPLCRUDE”.

E = cambio medio en Dólar/Euro en el trimestre anterior al de la fecha de cálculo, utilizándose para el cálculo de dicha media trimestral las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas en el “Boletín Oficial del Estado” o en el Banco Central Europeo.

Para el cálculo a realizar en diciembre y con entrada en vigor el día primero de enero se tomará como último día de cotizaciones el 15 de diciembre.

El valor de la Cmp calculado por las fórmulas anteriores vendrá expresado en €/kWh, y se le deberá adicionar la desviación del ejercicio de 2005 del coste real de la materia prima para el suministro de gas para su venta a tarifa, con respecto a la estimación anual, según se define en las Disposiciones transitorias de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre.

#### **Artículo 4.- Precio de cesión.**

1. El precio de cesión incluye el coste de la materia prima destinado al mercado a tarifas, los costes de gestión de compra-venta de gas natural de los transportistas destinado al mercado a tarifas, y el coste medio de regasificación del gas licuado destinado a tarifas que corresponda.

2. El coste de la materia prima destinado al mercado a tarifas es el definido en el artículo 3 de la presente Orden.
3. Los costes de gestión de compra-venta de gas natural destinado al mercado a tarifas de los transportistas son los definidos por la Orden que establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
4. El coste medio de regasificación es el resultado de aplicar al gas natural licuado incluido en la cesta de gases destinada al mercado a tarifas los costes correspondientes de la regasificación.
5. El precio que se aplicará al suministro de gas natural licuado para las plantas satélites de las empresas distribuidoras será el precio de cesión establecido en el apartado primero del presente artículo. El transporte de gas natural licuado es por cuenta de los distribuidores, no estando incluido en el precio de cesión.

#### **Artículo 5.- Actualización de las tarifas.**

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, procederá a la fijación de los nuevos precios de las tarifas de venta de los combustibles gaseosos por canalización, como resultado de la actualización de los parámetros que constituyen la tarifa. Dicha actualización se realizará coincidiendo con la actualización del coste de la materia prima del mes de enero.
2. El coste unitario de la materia prima (Cmp), se calculará trimestralmente, de acuerdo con la fórmula del artículo 3 de la presente Orden, en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. Las tarifas se modificarán, siempre que las variaciones del coste unitario de la materia prima (Cmp), sin la inclusión de las desviaciones del ejercicio de 2005 del coste real de la materia prima para el suministro de gas para su venta a tarifa mencionadas al final del artículo 3, experimenten una modificación, al alza o a la baja, superior al 2 por 100 del valor de Cmp incluida en las tarifas vigentes.

Por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se efectuarán los cálculos para la aplicación de lo previsto en el párrafo anterior y se dictará la oportuna Resolución que se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y entrará en vigor el día 12 del mes correspondiente, excepto en el mes de enero, en el que entrará en vigor el primer día del mes.

La fórmula para el cálculo del coste unitario de la materia prima (Cmp) se actualizará, con carácter anual, simultáneamente con el resto de los parámetros si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos.

**Artículo 6.- Aplicación de los gastos de gestión de compra-venta y de suministro en el cálculo y actualización de las tarifas.**

En la revisión trimestral de las tarifas a que hace referencia el punto 2 del artículo 5 se repercutirán las variaciones que se produzcan en la retribución de la gestión de compra-venta y del suministro a tarifas como consecuencia de las modificaciones del Coste unitario de la materia prima, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\Delta T. \text{ Energía} = \Delta C_{mp} + \Delta C_{mp} * \{ C_i + [ C_r * kWh_{rm} + C_a * kWh_{an} + C_t * kWh_{tm} ] / kWh_{cfn} + C_x * i \} \\ + \Delta C_{mp} * \{ [ C_{r<4} * kWh_{cn<=4} + C_{r>4} * kWh_{cn>4} ] / kWh_{cfn} + C_z * i \}$$

donde los términos y coeficientes tienen el significado y valor expresados en la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero.

Para el año 2006 la fórmula anterior se concreta en:

$$\Delta T. \text{ Energía} = 1,014755 * \Delta C_{mp}$$

**Artículo 7.- Valores del coste de la materia prima y precio de cesión.**

En tanto en cuanto no sea modificado por las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas a que hace referencia el artículo 5 de la presente Orden, los

valores de Cmp y del precio de cesión, incluidas las desviaciones del ejercicio de 2005 mencionadas en el último párrafo del artículo 3, serán:

Coste unitario de la materia prima (Cmp): 0,020112 €/kWh.

Precio de cesión de gas natural a empresas de distribución: 0,020414 €/kWh.

El precio de cesión se variará cuando se modifiquen los precios del coste de la materia prima por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o anualmente, simultáneamente con el resto de los parámetros si se modifican la estructura o condiciones de los aprovisionamientos.

#### **Artículo 8.- Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía.**

La tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía que deberán recaudar las empresas distribuidoras sobre la facturación de las tarifas de suministro de gas natural, será del 0,061%.

Dicha tasa se ingresará por las empresas distribuidoras de gas en la forma y plazos establecidos en el artículo 19 de la Ley 29/2001 de 27 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

#### **Artículo 9.- Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema.**

1. La cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema que deberán recaudar las empresas distribuidoras sobre la facturación de las tarifas de suministro de gas natural, será del 0,18%
2. Dicha cuota se ingresará por las empresas distribuidoras de gas, en los plazos y de la forma que se establece en el procedimiento de liquidaciones.

#### **Artículo 10.- Facturación aplicable a las liquidaciones.**

1. A efectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de las tarifas vigentes a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los consumidores. A estos efectos no se deducirá ninguna cantidad de la facturación por tarifas vigentes como consecuencia de la aplicación a los clientes de los descuentos por interrupción de suministro establecidos en el capítulo X del Título Tercero del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, que no sean imputables a fuerza mayor.

Eliminado: máximas

Con formato: Sin Tachado

Eliminado: máximas

Los porcentajes sobre la facturación establecidos en la presente Orden, como tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía y cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema, se calcularán, igualmente, sobre el resultado de aplicar las tarifas vigentes a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los consumidores.

Eliminado: máximas

2. La Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las condiciones de la facturación de las tarifas. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá a estos efectos establecer planes anuales o semestrales de inspección de las condiciones de facturación de suministros concretos.

Eliminado: El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la

Eliminado: n

Como resultado de estas actuaciones, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la Comisión Nacional de Energía podrán realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

#### **Artículo 11.- Información en la facturación.**

La facturación de las tarifas expresará las variables que sirvieron de base para el cálculo de la cantidad cobrada. Además, con el fin de que exista mayor transparencia en los precios de las mismas, se desglosarán en la facturación al usuario los porcentajes correspondientes a la imputación de los costes destinados a la retribución del Gestor

Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía. Asimismo los impuestos vigentes se repercutirán separadamente en la factura.

**Artículo 12.- Facturación de periodos con variación de precios.**

Las facturaciones de las tarifas, correspondientes a un período de facturación en que haya regido más de un precio, se calcularán repartiendo el consumo total correspondiente al período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de los precios que hayan regido durante el período, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

**Artículo 13.- Alquiler de contadores.**

1. Las tarifas de alquiler de los contadores de gas se actualizarán con la revisión anual de la tarifas, aplicando el parámetro  $0,75 * IPH$ .

Donde:  $IPH = (IPC_j + IPR_j)/2$ .

Con:

$IPC_j$ : Previsión de la variación del índice de precios al consumo para el año  $j$

$IPR_j$ : Previsión de la variación del índice de precios industriales para el año  $j$ .

Los coeficientes  $IPC_j$  e  $IPR_j$  a aplicar serán los establecidos en la Orden que establece la retribución de las actividades reguladas por el sector gasista para el año correspondiente.

2. Los precios de alquiler de los contadores a aplicar a partir de la entrada en vigor de la presente Orden son los establecidos en el Anexo II.

**Artículo 14.- Derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.**

1. Los derechos de acometida se actualizarán anualmente con la revisión anual de las tarifas aplicando el parámetro de actualización  $0,75 * IPH$ , donde IPH tiene el significado detallado en el artículo anterior.
2. Los valores a aplicar a partir de la entrada en vigor de la presente Orden como consecuencia de la aplicación de la fórmula anterior son los establecidos en el Anexo III.

**Artículo 15.- Condiciones generales de aplicación de las tarifas.**

1. Las facturaciones serán mensuales y corresponderán a los registros del consumo correspondientes al periodo que se especifique en la citada factura. Para consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar se admite también la facturación bimestral.
2. Las empresas distribuidoras están obligadas a modificar los parámetros del contrato para ajustarlos a la demanda máxima que prevean los consumidores, excepto en el caso en el que el consumidor haya modificado voluntariamente los mismos en un plazo inferior a 12 meses y no se haya producido ningún cambio en la estructura de tarifas que le afecte.
3. Las empresas distribuidoras están obligadas a velar por la correcta asignación de la tarifa al nivel de consumo real. En el caso de nuevos contratos de suministro o de cambio de tarifas, y a efectos de cómputo del consumo anual, se considerarán los doce meses siguientes a la fecha de formalización del contrato. En el caso de clientes con más de un año de antigüedad en una tarifa determinada, el período de cómputo coincidirá con un año natural.

Cualquier disminución de facturación como consecuencia de la no aplicación de los párrafos anteriores será soportada por la propia compañía distribuidora y la Comisión

Nacional de Energía efectuará el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

4. Toda recaudación en concepto de tarifas realizada por una compañía con independencia de la fecha de su inclusión en el régimen económico será comunicada a la Comisión Nacional de Energía y será incluida en el sistema de liquidaciones de acuerdo con la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

#### **Artículo 16.- Unidades de facturación y medida.**

1. Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m<sup>3</sup>, a la unidad de medida establecida en las tarifas, kWh, se utilizará un coeficiente que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas medido a 0°C y 760 milímetros de columna de mercurio. Dichos coeficientes deberán detallarse en la facturación de las tarifas como variables que sirven de base para el cálculo de las cantidades resultantes.
2. A estos efectos, el Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a las empresas suministradoras y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas donde estas operen, los coeficientes aplicados a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos.

#### **Artículo 17.- Contratos anteriores.**

1. Los consumidores a los que a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores se les venía aplicando la tarifa industrial firme y

estén conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar con un consumo anual superior a 200.000 kWh/año, podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar. En estos casos, el consumidor tendrá la obligación de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor disponga de redes en su zona para ello.

2. En caso de que esta solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, al consumidor se le aplicará la tarifa "2.bis" incluida en el Anexo I.
3. A partir del año 2010, a todos estos consumidores se les aplicará la tarifa correspondiente a su presión de suministro.

**Artículo 18.- Telemedida.**

1. Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios, a los que se les aplicará el procedimiento de cálculo del término fijo descrito para las tarifas del Grupo 1.

a. ;

**Eliminado:** Para estos consumidores la facturación del término fijo se realizará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

b. ;

**Eliminado:** En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes al consumidor se encuentre entre el 85 y el 105 % del caudal máximo contratado por el mismo

c. ;

**Eliminado:**  $Q_f = Q_m$

d. ;

**Eliminado:**  $Q_f$ : caudal diario a facturar.  
 $Q_m$ : caudal máximo diario medido para el consumidor.

**Eliminado:** En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes sea inferior al 85 % del caudal máximo contratado por el consumidor:

**Eliminado:**  $Q_f = 0,85 * Q_d$

**Eliminado:**  $Q_d$ : caudal máximo diario contratado por el consumidor.

e.

**Eliminado:** En los casos en que el caudal máximo diario medido para el consumidor, sea superior o igual al 105 % del caudal máximo diario contratado para dicho consumidor:

**Eliminado:**  $Q_f = Q_m + 2 \cdot (Q_m - 1,05 \cdot Q_d)$

2. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 Mwh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo de acuerdo con el procedimiento descrito en el apartado anterior.

3. En los casos de consumidores de los grupos acogidos a las nuevas tarifas “A”, “B” y “B.bis” definidas posteriormente en la Disposición transitoria única, que no hayan instalado los equipos de teled medida en el plazo máximo a que se refiere el apartado uno del artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005 o cuando se encuentren fuera de servicio por un período superior a 2 meses, serán facturados por la tarifa 2.4.

**Eliminado:** que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de teled medida

4. En el caso de los consumidores acogidos a las tarifas 2.3 y 2.4 que no hayan instalado los equipos de teled medida en el plazo máximo a que se refiere el apartado uno del artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005 o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable de la tarifa 2.2 y el término fijo de su respectiva tarifa.

**Eliminado:** que no hayan instalado los equipos de teled medida

5. En los casos descritos en los apartados 3 y 4 también se aplicará el procedimiento de facturación del término fijo de acuerdo con el procedimiento descrito en el primer apartado de este artículo, con la siguiente particularidad: el caudal diario máximo medido ( $Q_m$ ) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo de la tarifa máxima de venta para el consumidor se calculará dividiendo

su consumo medido mensual por veinte días o su prorrateo en los casos que corresponda.

6. En los casos de los consumidores acogidos a las tarifas del grupo 3.4 que no hayan instalado los equipos de teled medida en el plazo máximo a que se refiere el apartado uno del artículo tercero de la Orden ITC/3655/2005 o cuando, después de instalados, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación, para el grupo 3.4 el término variable de la tarifa 3.2, y el término fijo de su respectiva tarifa y para las Tarifas “C” y “D” definidas en la Disposición transitoria única el término variable de la tarifa 3.4.

**Eliminado:** que teniendo la obligación de instalar equipos de teled medida no los hayan instalado

7. Las empresas distribuidoras que tengan conectado a sus instalaciones algún consumidor obligado a disponer de equipos de teled medida de acuerdo con la normativa vigente, deberán remitir, antes del día 31 de enero de 2006, a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio :

- Los protocolos de comunicación utilizados en su empresa para la lectura de los equipos de teled medida.
- Los fabricantes homologados de medidores de caudal y sus correctores, los suministradores homologados de los equipos que implementan el protocolo, así como la situación de estos equipos respecto el Centro Español de Metrología.
- Relación de clientes que no tienen instalados los equipos de teled medida a la fecha de publicación de esta Orden Ministerial en formato digital.

Tanto los protocolos como los fabricantes homologados deberán hacerse públicos en la Web del distribuidor antes del 31 de enero de 2006..

#### **Disposición adicional única. Modificación de la estructura de tarifas.**

1. Se suprimen las tarifas del Grupo 1. Consumidores con presión de suministro superior a 60 bar.
2. Se suprimen las tarifas 2.5 y 2.6 del Grupo 2: consumidores con presión de suministro superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumos superiores a 100.000.000 kWh/año.
3. Se suprimen las tarifas del Grupo 4: consumidores de gas natural con carácter interrumpible.

### Disposición transitoria única. Creación de Tarifas transitorias.

1. Se crean unas Tarifas transitorias "A" para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 1. Estas tarifas serán aplicables hasta el 30 de junio de 2006:

TARIFA TRANSITORIA "A" P>60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
A.1 Consumo inferior o igual a 200.000.000 kWh/año		0,042648	0,021252
A.2 Consumo superior a 200.000.000 kWh/año e inferior o igual a 1.000.000.000 kWh/año		0,039282	0,021134
A.3 Consumo superior a 1.000.000.000 kWh/año		0,037037	0,018922

TARIFA TRANS  
P > 60 bar

A.1 Consumo inferior  
kWh/año

A.2 Consumo superior  
kWh/año e inferior  
kWh/año

A.3 Consumo superior  
kWh/año

Eliminado:

2. Se crean unas Tarifas transitorias "B" para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas 2.5 y 2.6. Estas tarifas serán aplicables hasta el 31 de diciembre de 2006:

TARIFA TRANSITORIA "B" 4 bar < P <= 60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente]	[€/kWh/día]	€/kWh
	/mes	/mes	
B.1 Consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 kWh/año.		0,042714	0,021387
B.2 Consumo superior a 500.000.000 kWh/año.		0,040579	0,021293

Para los clientes a los que es de aplicación el artículo 17 de la presente Orden, las tarifas a aplicar hasta el 31 de diciembre son:

TARIFA TRANSITORIA "B BIS" 4 bar < P >= 60 bar	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente]	[€/kWh/día]	€/kWh
	/mes	/mes	
B.1.bis Consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 kWh/año		0,043369	0,021715
B.2.bis Consumo superior a 500.000.000 kWh/año		0,041201	0,021619

TARIFA TRANSITORIA "B" 4 bar < P <= 60 bar
B.1 Consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 kWh/año.
B.2 Consumo superior a 500.000.000 kWh/año.

Eliminado:

- Se crea una Tarifa transitoria "C" para las centrales de generación eléctrica a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 4. Estas tarifas serán aplicables hasta el 31 de marzo de 2006:
  - Tarifa transitoria C<sub><60b</sub> : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar: 0,023009 €/kWh
  - Tarifa transitoria C<sub>>60b</sub> : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar: 0,022387 €/kWh
- Se crea una Tarifa transitoria "D" para los consumidores que no fueran centrales de generación eléctrica y que a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran

aplicando cualquiera de las tarifas del Grupo 4, Estas tarifas serán aplicables hasta el 30 de junio de 2006:

- Tarifa transitoria  $D_{<60b}$  : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar: 0,023009 €/kWh
- Tarifa transitoria  $D_{>60b}$  : Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar: 0,022387 €/kWh

**Disposición derogatoria. Derogación normativa.**

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta orden.

**Disposición final primera. Aplicación de la Orden.**

Se faculta al Director General de Política Energética y Minas para dictar las resoluciones precisas para la aplicación de lo dispuesto en esta Orden.

**Disposición final segunda. Entrada en vigor.**

La presente Orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2006.

Madrid,

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

José Montilla Aguilera

## ANEXO I

### PRECIOS DE LAS TARIFAS DE SUMINISTRO DE GAS

#### TARIFAS DE LOS GRUPOS 2 Y 3

##### Grupos 2 y 3.- Consumidores de gas natural con carácter firme

	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
<b>TARIFAS GRUPO 2 (4 bar &lt; P ≤ 60 bar):</b>			
<b>2.1</b> Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año.	134,76	0,037375	0,021815
<b>2.2</b> Consumo superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año.	134,76	0,037375	0,021803
<b>2.3</b> Consumo superior a 5.000.000 kWh/año e inferior o igual a 30.000.000 kWh/año		0,048054	0,021585
<b>2.4</b> Consumo superior a 30.000.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 kWh/año.		0,045384	0,021491

	<b>Término Fijo</b> Tfi €/cliente/mes	<b>Término Variable</b> Tvi €/kWh
<b>TARIFAS GRUPO 3 (P ≤ 4 bar):</b>		
<b>3.1</b> Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	2,39	0,048273
<b>3.2</b> Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	5,34	0,041190
<b>3.3</b> Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	41,39	0,032537
<b>3.4</b> Consumo superior a 100.000 kWh/año.	61,76	0,030094

### TARIFAS “ 2 BIS”

Aplicables a los consumidores industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplicaban tarifas del grupo 2.

	Término Fijo		Término Variable
	[€/Cliente] /mes	[€/kWh/día] /mes	€/kWh
<b>TARIFAS GRUPO 2 BIS (4 bar&lt;P&lt;=60 bar)</b>			
<b>2.1.bis</b> Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año	135,32	0,037531	0,021906
<b>2.2.bis</b> Consumo superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año	136,23	0,037781	0,022040
<b>2.3.bis</b> Consumo superior a 5.000.000 kWh/año e inferior o igual a 30.000.000 kWh/año		0,048654	0,021854
<b>2.4.bis</b> Consumo superior a 30.000.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 kWh/año		0,046051	0,021807

**TARIFAS GRUPO 2 (4 bar):**  
**2.1** Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año.  
**2.2** Consumo superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año.  
**2.3** Consumo superior a 5.000.000 kWh/año e inferior o igual a 30.000.000 kWh/año.  
**2.4** Consumo superior a 30.000.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 kWh/año.

Eliminado:

## ANEXO II

**Tarifa de alquiler de contadores.- Los precios sin impuestos de alquiler de contadores, a los usuarios o abonados por parte de las empresas o entidades suministradoras de los mismos serán los siguientes:**

Caudal del contador	Tarifas del alquiler
Hasta 3 m <sup>3</sup> /hora .....	0,59 €/mes.
Hasta 6 m <sup>3</sup> /hora .....	1,08 €/mes
Superior a 6 m <sup>3</sup> /hora	12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes

Caudal del contador ----- m <sup>3</sup> /hora	Valor medio ----- Euros
Hasta 10 .....	181,89
Hasta 25 .....	334,78
Hasta 40 .....	649,27
Hasta 65 .....	1.326,33
Hasta 100 .....	1.795,59
Hasta 160 .....	2.816,42
Hasta 250 .....	5.960,55

El cobro del alquiler mensual por las entidades propietarias de los aparatos contadores supone la obligación por parte de dichas entidades de realizar por su cuenta el mantenimiento de los mismos.

### ANEXO III

#### Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar.

- a) El solicitante de la acometida abonará a la compañía distribuidora el importe que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Importe (euros)} = 90,83 * (L-6)$$

Siendo L la longitud de la acometida en metros. En el caso de cantidades negativas el importe será cero.

A estos efectos se considerará por solicitante la persona física o jurídica que solicite la acometida sin que necesariamente tenga que contratar el nuevo suministro o ampliación.

- b) El contratante de un nuevo punto de suministro o consumo, o de la ampliación de uno ya existente deberá abonar a la empresa distribuidora, en el momento de la contratación, el importe recogido en el siguiente cuadro en función de la tarifa o peaje contratado:

Grupo de Tarifa o Peaje	Consumo anual en Kwh/año	Euros por contratante 2006
3.1	Menor o igual a 5.000	91,65
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	91,65
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	210,68
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.00	421,36
3.4	Mayor de 100.000	421,36

En el caso de ampliación de un suministro, la cantidad a abonar será la diferencia entre la que corresponda al nuevo suministro y la abonada para el contratado con anterioridad.