



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 3/2005 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**

11 de enero de 2005

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES	3
3	EVOLUCIÓN DEL CMP Y DE LAS TARIFAS DE VENTA EN 2004	5
4	DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA.....	12
4.1	<i>Variaciones provisionales del CMP y de las tarifas de venta</i>	12
4.2	<i>Se mantienen las fórmulas del coste de la materia prima (CMP).....</i>	12
4.3	<i>Se reduce el porcentaje de actualización del término de energía de las tarifas de venta</i>	13
4.4	<i>Se reduce la cuota destinada al GTS a aplicar sobre la facturación de las tarifas de venta</i>	13
4.5	<i>Se actualizan los valores de los precios de alquiler de contadores</i>	14
4.6	<i>Se actualizan los valores de los precios de derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.....</i>	14
4.7	<i>Exigencia de equipos de teled medida con medición de caudal diario a clientes a tarifa con consumos superiores a 5 GWh</i>	14
5	COMENTARIOS GENERALES.....	16
6	COMENTARIOS A LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA	21
6.1	<i>Variaciones provisionales del CMP y de las tarifas de venta</i>	21
6.2	<i>Sobre las fórmulas del coste de la materia prima (CMP)</i>	24
6.3	<i>Sobre la retribución destinada al Gestor técnico del sistema.....</i>	24
6.4	<i>Sobre los valores de los precios de derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.....</i>	25
6.5	<i>Sobre la exigencia de equipos de teled medida con medición de caudal diario a clientes con consumos superiores a 5 GWh.....</i>	26
6.6	<i>Condiciones generales de aplicación de las tarifas.....</i>	29
7	OTROS COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN	29
7.1	<i>Tarifa por usos como materia prima.....</i>	29
7.2	<i>Efecto artículo 17 de la propuesta de Orden.....</i>	30
7.3	<i>Suministros acogidos simultáneamente a dos tarifas distintas</i>	31
7.4	<i>Comentarios sobre aspectos tarifarios del Grupo de Trabajo “Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural”</i>	32
8	CONCLUSIONES.....	32
	ANEXO I: MODIFICACIONES AL ARTICULADO	37

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 11 de enero de 2005, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 30 de diciembre de 2004 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 10 de enero de 2005 para discutir las citadas propuestas. Se incluyen en un Anexo las alegaciones presentadas por escrito por distintos miembros del Consejo Consultivo.

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 2005 se describe en detalle la falta de información de la Memoria justificativa, necesaria para analizar los valores de las tarifas, peajes y cánones de las propuestas de Ordenes. 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 2005 y las discrepancias observadas en la información recibida entre los agentes. Dichos comentarios sobre el escenario tarifario para 2005, 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 ECO/33/2004, de 15 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 2004. Dichos precios son acordes con la nueva estructura tarifaria establecida en el RD 949/2001.

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 2005, 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 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 2005, 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 2005.

La falta de disponibilidad del valor definitivo del Cmp en el momento de remitir la propuesta de Orden a esta Comisión, siendo éste un componente necesario para calcular las distintas tarifas de venta y el precio de cesión, explica la falta de información básica en la propuesta de Orden.

Las incidencias surgidas en el desarrollo normativo del sector gasista, ha propiciado que desde la CNE se impulsara, tras dos años desde la puesta en marcha del nuevo régimen económico, la creación de diversos grupos de trabajo en los que estuvieran representados todos los agentes del sector y en los que se profundizara en los principales temas pendientes en la regulación del sector del gas. En este sentido, durante 2004 han tenido lugar reuniones entre la CNE y distintos agentes del sector, dentro del Grupo de trabajo denominado "*Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural*".

Los aspectos a destacar del grupo de trabajo se resumen 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 2005.

3 EVOLUCIÓN DEL CMP Y DE LAS TARIFAS DE VENTA EN 2004

En la Orden ECO/33/2004, 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 a 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 2004 se publicaron en los meses de abril, julio y octubre las Resoluciones correspondientes en las que se hicieron públicos 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.

En el mes de abril de 2004, el valor del Cmp se redujo un 3,11% respecto al valor publicado en enero de 2004. Los factores que explican esta caída del Cmp en abril fueron, la bajada de las cotizaciones de los fuelóleos incluidos en la fórmula de actualización del Cmp y la apreciación del euro frente al dólar.

Sin embargo, en el mes de julio de 2004 el Cmp fue un 8,79% superior al valor publicado en abril de 2004. En esta revisión tarifaria los factores que provocaron este fuerte incremento fueron las subidas de las cotizaciones del Brent y de los productos incluidos en la fórmula de actualización del Cmp, así como la apreciación del dólar frente al euro.

Asimismo, en el mes de octubre de 2004 se volvió a registrar un incremento del valor del Cmp. Concretamente, dicho valor fue un 6,03% superior al valor del Cmp correspondiente al mes de julio de 2004. Los incrementos significativos de las cotizaciones del Brent y de

los productos incluidos en la fórmula de actualización del Cmp, no pudieron ser compensados por la apreciación del euro frente al dólar en dicho periodo.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución del valor del Cmp durante el año 2004. Se observa que la variación acumulada en el periodo enero – octubre de 2004 fue un 11,77%.

Evolución del Cmp. Año 2004

	AÑO 2004	
	CMP (cent€/kWh)	% Variación CMP
Orden ECO/33/2004	1,1225	
Resolución 6 abril 04	1,0876	-3,11%
Resolución 8 julio 04	1,1832	8,79%
Resolución 15 octubre 04	1,2546	6,03%
Tasa de variación acumulada ene. - oct.		11,77%

Fuentes: Paws, Orden ECO/33/2004 y Resoluciones de 6 de abril, 8 de julio y 15 de octubre de 2004.

No obstante, la variación registrada en el año 2004 respecto al año 2003 del valor de Cmp promedio anual, ponderado por el número de días de vigencia de cada tarifa muestra una reducción de un 5,73%.

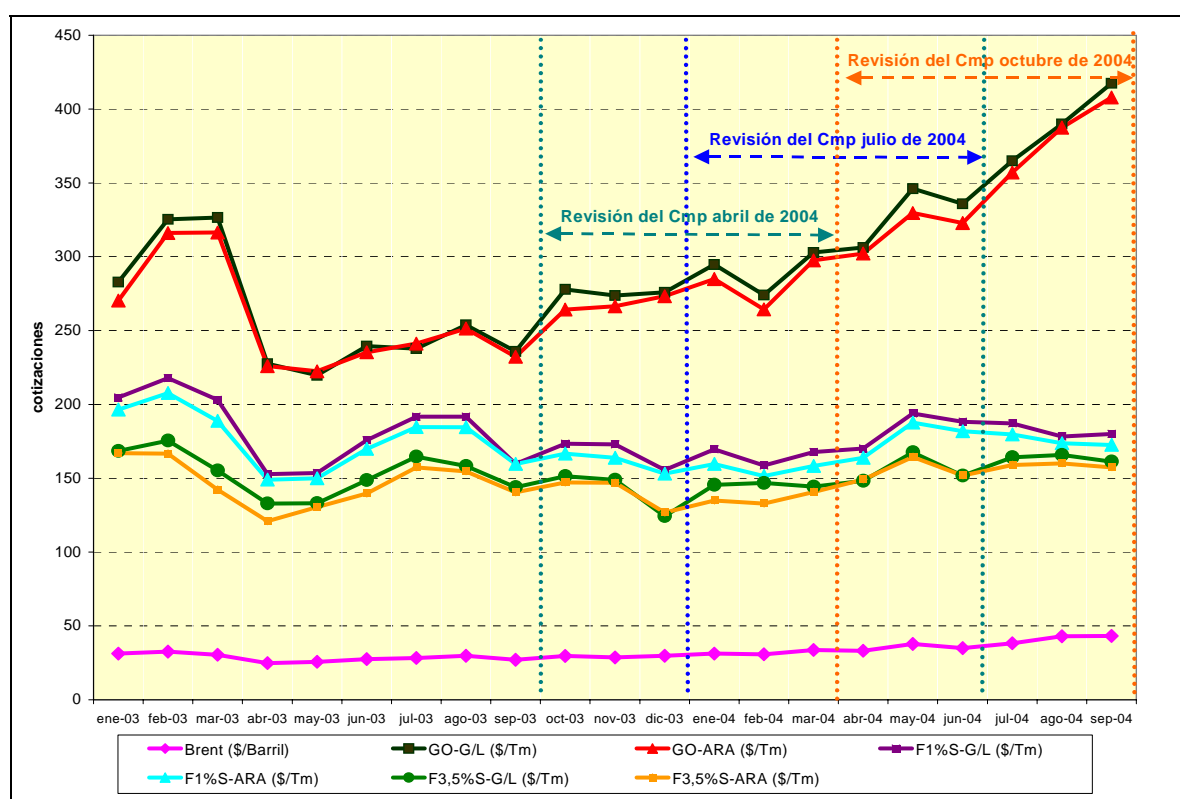
Cálculo del Cmp ponderado por días de vigencia anual. Años 2003 y 2004

AÑO 2003				AÑO 2004				% variación 2004/2003
Periodos de vigencia del Cmp	Cmp (cent€/kWh)	Días en vigor de cada precio	Precios ponderados de cada periodo	Periodos de vigencia del Cmp	Cmp (cent€/kWh)	Días en vigor de cada precio	Precios ponderados de cada periodo	
1/01/03 - 20/01/03	1,2910	20	0,0707	1/01/04- 19/01/04	1,1693	19	0,0607	
21/01/03 - 14/04/03	1,2923	84	0,2974	20/01/04 - 12/04/04	1,1225	84	0,2576	
15/04/03 - 14/07/03	1,2632	91	0,3149	13/04/04 - 19/07/04	1,0876	98	0,2912	
15/07/03 - 19/01/04	1,1693	170	0,5446	20/07/03 - 18/10/04	1,1832	91	0,2942	
				19/10/04 - 31/12/04	1,2546	74	0,2537	
Cmp ponderado anual		365	1,22769	Cmp ponderado anual		366	1,15739	-5,73%

Fuentes: Orden ECO/33/2004, Resoluciones y elaboración propia.

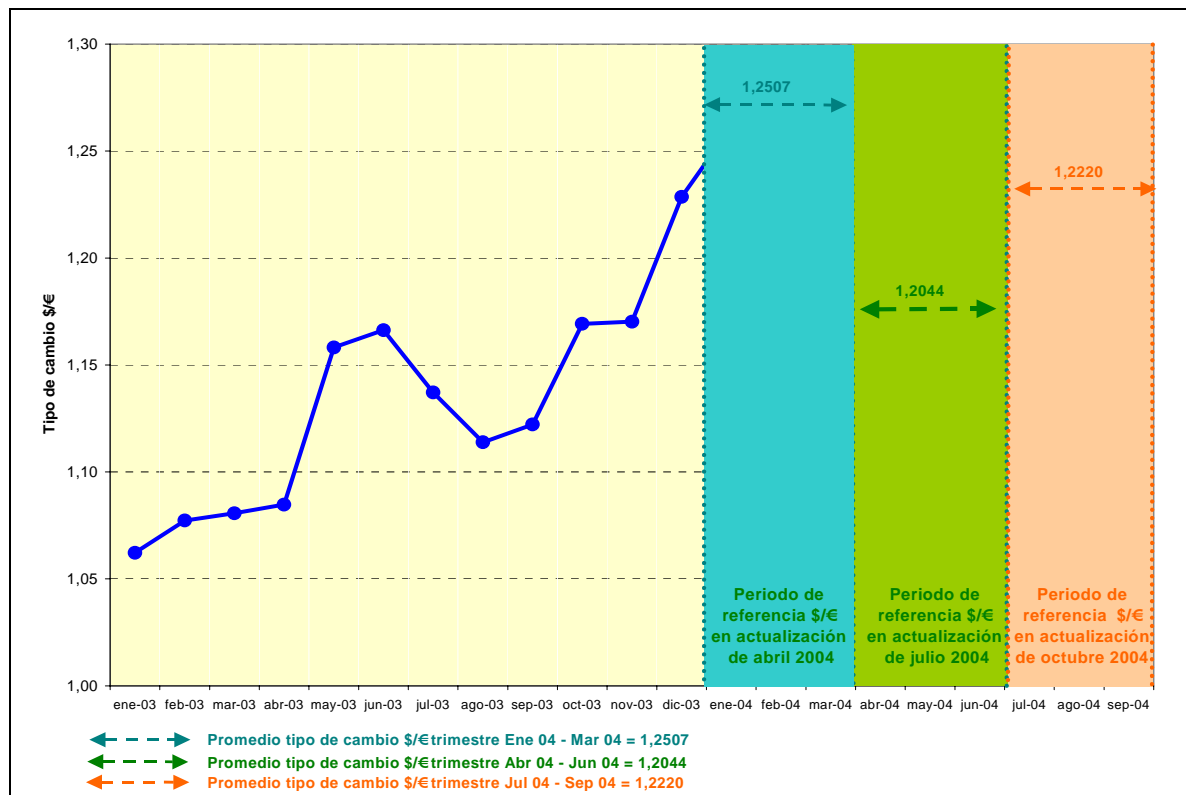
Al analizar de forma más exhaustiva los factores que explican la variación de un 11% del valor del Cmp en el año 2004 es importante analizar en primer lugar la evolución de los valores promedios de las cotizaciones del Brent, productos petrolíferos, esto es, fuelóleos y gasóleos, en posición CIF correspondientes 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 la tendencia alcista registrada durante el año 2004, acentuada en la segunda mitad del año.

Evolución mensual de las cotizaciones del crudo y productos



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

Evolución mensual del Tipo de Cambio \$/€



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 2004 se muestran en el siguiente cuadro.

Variaciones del término de energía de las tarifas de venta en el año 2004

		Variación Cmp abril / enero 04 = -3,11%	Variación Cmp julio / abril 04 = 8,79%	Variación Cmp octubre / julio 04 = 6,03%	Variación Cmp octubre / enero 04 = 11,77%
TARIFAS DE VENTA		Término variable abril 04 / enero 04	Término variable julio 04 / abril 04	Término variable octubre 04 / julio 04	Variación Término variable octubre 04 / enero 04
		%	%	%	%
Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)					
3.1	C ⁽¹⁾ ≤ 5	-0,91%	2,51%	1,83%	3,44%
3.2	5 < C ≤ 50	-1,10%	3,04%	2,20%	4,15%
3.3	50 < C ≤ 100	-1,47%	4,08%	2,93%	5,55%
3.4	C > 100	-1,62%	4,51%	3,23%	6,13%
Grupo 2 Firme (4 < P ≤ 60 bar)					
2.1	C ≤ 500	-2,75%	7,76%	5,38%	10,43%
2.2	500 < C ≤ 5.000	-2,76%	7,77%	5,39%	10,44%
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	-2,80%	7,89%	5,46%	10,60%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	-2,82%	7,94%	5,50%	10,67%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	-2,84%	8,00%	5,54%	10,75%
2.6	C > 500.000	-2,86%	8,06%	5,57%	10,82%
Grupo 2 Interrumpible		-2,56%	7,19%	5,01%	9,69%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)					
1.1	C ≤ 200.000	-2,87%	8,10%	5,60%	10,87%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	-2,89%	8,17%	5,64%	10,96%
1.3	C > 1.000.000	-2,89%	8,17%	5,64%	10,96%
Grupo 1 Interrumpible		-2,66%	7,50%	5,21%	10,08%

(1) Consumo anual en MWh

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 2004.

Variación de la tarifa media (%). Octubre 2004 / Enero 2004

TARIFAS DE VENTA	% de Variación de la tarifa media	% de Variación de la tarifa media	% de Variación de la tarifa media	% de Variación de la tarifa media
	abril 04 / enero 04	julio 04 / abril 04	octubre 04 / julio 04	octubre 04 / enero 04
Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)	-0,96%	2,65%	1,93%	3,62%
3.1 C ⁽¹⁾ ≤ 5	-0,73%	2,02%	1,48%	2,78%
3.2 5 < C ≤ 50	-0,95%	2,61%	1,90%	3,58%
3.3 50 < C ≤ 100	-1,17%	3,25%	2,35%	4,44%
3.4 C > 100	-1,53%	4,25%	3,04%	5,78%
Grupo 2 Firme (4< P ≤ 60 bar)	-2,39%	6,72%	4,71%	9,07%
2.1 C ≤ 500	-2,23%	6,25%	4,40%	8,45%
2.2 500 < C ≤ 5.000	-2,39%	6,70%	4,69%	9,04%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000	-2,43%	6,81%	4,76%	9,18%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000	-2,23%	6,25%	4,40%	8,45%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000	-2,53%	7,12%	4,97%	9,59%
2.6 C > 500.000	-2,59%	7,27%	5,06%	9,79%
Grupo 2 Interrumpible	-2,56%	7,19%	5,01%	9,69%
Grupo 1 Firme (P> 60 bar)	-2,66%	7,49%	5,21%	10,08%
1.1 C ≤ 200.000	-	-	-	-
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000	-	-	-	-
1.3 C > 1.000.000	-2,66%	7,49%	5,21%	10,08%
Grupo 1 Interrumpible	-2,66%	7,50%	5,21%	10,08%

(1) Consumo anual en MWh

(-) En el escenario de previsión del Mineco de 2004 el 100% de los clientes de las tarifas 1.1 y 1.2 se encuentran en el mercado liberalizado.

Fuentes: Orden ECO/33/2004, Resoluciones de 6 de abril, 8 de julio y 15 de octubre de 2004 y Memoria Económica tarifas de gas 2004.

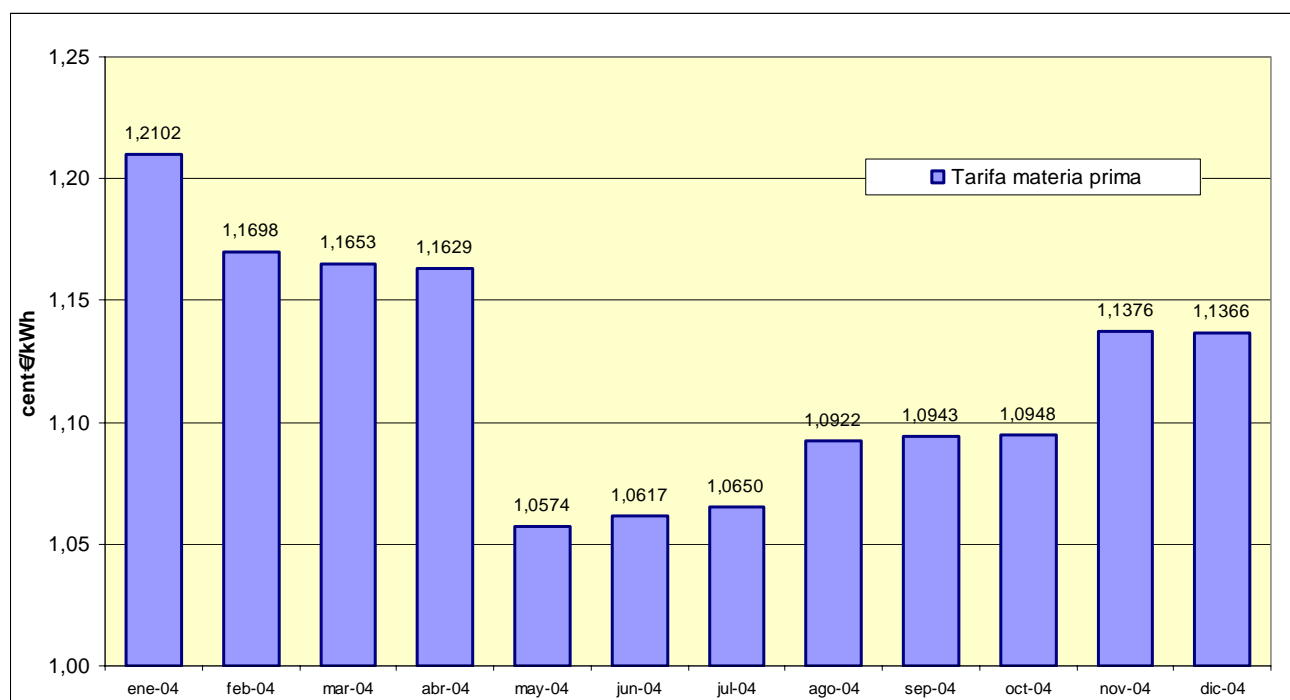
En términos de tarifa media, el incremento acumulado durante el año 2004, sin promediar por los días de aplicación, en tarifas habitualmente utilizadas por clientes domésticos (tarifas 3.1 y 3.2) estaría comprendido entre un 2,78 y 3,58%. Para el resto de clientes, el aumento en la tarifa media, sin promediar por los días de aplicación de los precios de cada Resolución varía entre el 8,45%, en la tarifa 2.1, y el 10,08% en las tarifas del Grupo 1 firme e 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, dicha tarifa se aplicará 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 2004 se han publicado mensualmente mediante Resolución los valores correspondientes a la tarifa de materia prima. 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 2004. Cabe señalar, la tendencia descendente de la tarifa de materia prima observada hasta mayo de 2004. Asimismo, a partir del mes de junio de 2004, se observa un incremento de la tarifa de materia prima, debido principalmente al efecto del incremento en las cotizaciones de los fuelóleos.

Cabe señalar que la tarifa de materia prima ha registrado durante el 2004 una caída acumulada de un 6,08%, en términos nominales.

Evolución de la tarifa de materia prima (cent€/kWh). Enero 04 – Diciembre 04



4 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA

4.1 Variaciones provisionales del CMP y de las tarifas de venta

En la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes se incluye un valor provisional del Cmp de 0,0126570 €/kWh, lo que supone un aumento del 0,88% respecto del valor publicado en octubre de 2004¹.

Sobre dicho valor provisional del CMP, se establecen valores provisionales, por una parte, de las tarifas de venta incluidas en el Anexo I de la propuesta de Orden y, por otra parte, del coste de aprovisionamiento del gas con cargo a tarifa para 2005 (680.293 miles de €) y de las retribuciones de gestión de compra-venta (11.476 miles de €) y de suministro a tarifas (81.705 miles de €).

Por último, la provisionalidad de los ingresos a obtener para el mercado regulado de aplicar las tarifas de venta (provisionales) de la propuesta de Orden, lleva a que las cuotas destinadas al GTS incluidas en las propuestas de Ordenes, obtenidas a partir de una cuantía asignada a la retribución del GTS para 2005 y de los ingresos previstos de aplicar las tarifas (provisionales), peajes y cánones, sean, asimismo, susceptibles de modificaciones, una vez que sea conocido el valor definitivo del Cmp.

4.2 Se mantienen las fórmulas del coste de la materia prima (CMP)

En el artículo 3 de la propuesta de Orden se incluyen las mismas fórmulas del CMP que las de la Orden ECO/33/2004, justificadas según se indica en la Memoria porque se conserva la misma estructura de aprovisionamientos que la que se supuso en 2004. Se indica que debido a que el contrato de Argelia no puede cubrir la demanda invernal prevista para 2005 del mercado regulado, se acude al almacenamiento subterráneo y al

¹ Con información a 5 de enero de 2005, el valor del Cmp resultante de aplicar las fórmulas de la propuesta de Orden para 2005 resulta, según cálculos de esta Comisión en 0,0126742 €/kWh, lo que supone un aumento algo superior al valor provisional incluido en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes (1,02% respecto al valor publicado en octubre de 2004).

GNL (7,53% de Argelia GNL y 4,73% de Trinidad y Tobago GNL). No se aporta información sobre la estructura de aprovisionamientos real de 2004, ni se especifica la decisión de dichos aprovisionamientos respecto a otros de GNL para el mercado regulado, ni se aportan cantidades de energía GNL y de almacenamiento subterráneo asignado al mercado regulado.

Las ponderaciones de los productos derivados del petróleo y tipo de cambio que se incluyen en las fórmulas del CMP son las mismas que las de la Orden ECO/33/2004, si bien el término fijo de las fórmulas recibe un aumento poco significativo en la propuesta de Orden (0,07%, 0,09% y 0,03%, según cada fórmula por tramo del precio del Brent, respectivamente). Según información del MITC, dicha modificación se debe a variaciones en los parámetros de los términos fijos de los contratos.

4.3 Se reduce 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 de 1,025152. Dicho coeficiente supone una reducción del 0,94% respecto al valor incluido en la Orden ECO/33/2004.

4.4 Se reduce 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 2005 será del 0,25%, esto es, un 16,67% inferior que la incluida en la Orden ECO/33/2004.

Dicha cuota ha sido fijada de acuerdo con supuestos de costes de aprovisionamiento, gestión de compra-venta y suministro a tarifas del mercado regulado e ingresos con cargo a tarifas de venta, que son provisionales.

4.5 Se actualizan los valores de los precios de alquiler de contadores

En el artículo 13 de la propuesta de Orden se establece que las tarifas de alquiler de contadores se actualizarán con la revisión anual de las tarifas, aplicando 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 1,875% respecto a los de la Orden ECO/33/2004.

4.6 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 con la revisión anual de las tarifas, aplicando el parámetro $0,75\% \cdot \text{IPH}$. No obstante, se ha detectado un error en los valores a aplicar del Anexo III de la propuesta de Orden, en donde son los mismos valores que los de la Orden ECO/33/2004. No obstante en la Memoria que acompaña a la propuesta dichos valores aumentan un 1,875% respecto a los de la Orden ECO/33/2004.

4.7 Exigencia de equipos de teled medida con medición de caudal diario a clientes a tarifa con consumos superiores a 5 GWh

El RD 949/2001, en su artículo 27, establece que el Ministerio de Economía (ahora MITC), podrá modificar el umbral de consumo para tener un tratamiento individualizado en el cobro correspondiente de la facturación del caudal contratado, similar al dispuesto en las tarifas del grupo 1 de dicho artículo, de forma que el caudal diario contratado no coincida con el caudal diario medido, se aplicará el procedimiento previsto en dicho apartado.

De acuerdo con lo anterior, la propuesta de Orden, en su artículo 18, establece la obligación de disponer de equipos de teled medida con medición de caudal diario, para los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año, o a los que se apliquen las tarifas 2.3 a 2.6. Para la aplicación de dicha medida, la propuesta establece un periodo

transitorio de cuatro meses a partir de la entrada en vigor de la presente Orden. Dicha obligación se refería a los clientes cuyo nivel de presión superior a 60 bar (Grupo 1) o aquellos cuyo nivel de presión fuera superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y su consumo anual superara los 100.000.000 kWh/año, de acuerdo con el artículo 27 del RD 949/2001.

Obligación de equipos de telemedida que midan caudales diarios

Conceptos	RD 949/2001 y RD 1434/2002	Propuesta Órdenes 2005
Obligación de disponer de equipos de telemedida capaces de realizar la medición de caudales diarios	<ul style="list-style-type: none"> Tarifas y peajes del Grupo 1 Grupo 2 con consumo anual superior a 100.000 MWh (tarifas de venta y peajes 2.5 y 2.6) 	Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año (tarifas de venta y peajes del Grupo 1, 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6)
Posibilidad de optar por el procedimiento de facturación del término fijo de las tarifas/peajes del Grupo 1	Consumidores del grupo 2 con consumo anual superior a 30.000 MWh (tarifas de venta o peajes 2.4, 2.5 y 2.6) que dispongan en sus instalaciones de equipos de telemedida	Consumidores con consumo anual superior a 500 MWh/año (tarifas de venta o peajes 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6) que dispongan de equipos de telemedida
Penalizaciones en caso de incumplimiento	No	<p>Sí (si no se tiene instalado el equipo o el mismo permanece fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses).</p> <ul style="list-style-type: none"> Para los consumidores con tarifas de venta o peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2.6 serán facturados por la tarifa de venta o peaje 2.4. Para los consumidores con tarifas de venta o peajes, se le aplicará el término variable de la 2.2 y el fijo del respectivo 2.3 o 2.4.
Periodo transitorio	Ninguno	4 meses desde la entrada en vigor de las Órdenes

Fuentes: Real Decreto 949/2001, Real Decreto 1434/2002 y propuestas de Órdenes 2005

Por otra parte, en el artículo 18 de la propuesta de Orden se fija que aquellos consumidores, cuyo consumo anual supere los 500 MWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo descrito para las tarifas del grupo 1. Dicha opción se refería a los clientes cuyo consumo anual superara los 30.000.000 kWh/año, según el artículo 27 del RD 949/2001.

Por último, por primera vez, se establecen penalizaciones, en términos de facturación de las tarifas de venta, a todos los clientes que incumplan la obligación de tener instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses. En particular, para los consumidores acogidos a las tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, y 2.6, cuya obligación de teled medida de caudales diarios se estableció en el RD 949/2001, la propuesta de Orden fija que serán facturados por la tarifa 2.4, según el método de facturación correspondiente a los consumidores sin teled medida descrito en el artículo 27 del RD 949/2001. Por otra parte, en el caso de los consumidores acogidos a tarifas 2.3 y 2.4 que se encuentren en idéntica situación, se les aplicará el término variable de la tarifa 2.2 y el fijo de la respectiva tarifa 2.3 o 2.4, según el método de facturación correspondiente a los consumidores sin teled medida descrito en el artículo 27 del RD 949/2001.

Anteriormente, no estaba establecida ninguna penalización, en términos de facturación de tarifas, por incumplimiento de la obligación de tener instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses.

5 COMENTARIOS GENERALES

En primer lugar, esta Comisión reitera los comentarios incluidos en su informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2005, relativos a la falta de información y criterios aplicados por el MITC en el establecimiento de los ingresos a facturar con cargo a las tarifas de venta que ha proporcionado a esta Comisión. Como se ha señalado en

sucesivos años en informes tarifarios de esta Comisión, la falta de información necesaria en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes, incide negativamente en la elaboración del informe a realizar por esta Comisión, de acuerdo con 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.

En segundo lugar, si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, se insiste en la discrepancia entre la información integrada de las empresas (coincidente con la aportada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes) y la previsión de demanda para 2005 solicitada al GTS, por el efecto de los precios regulados calculados sobre la recuperación de los costes previstos del sistema.

En tercer lugar, esta Comisión insiste en el establecimiento de una metodología de asignación de cada concepto de coste, para determinar anualmente las tarifas, los peajes y los cánones de gas natural.

Por último, respecto al escenario de ingresos del MITC de aplicar las tarifas de venta de la propuesta de Orden a los clientes en el mercado regulado y los peajes y cánones de la correspondiente propuesta de Orden a los clientes del mercado liberalizado, toda información recibida por esta Comisión se muestra en el siguiente cuadro.

Ingresos previstos del sistema para 2005. Escenario MITC

ESCENARIO MITC - Previsión Ingresos. Año 2005	Consumo (MWh)	Facturación (Miles €)
<i>Mercado Regulado</i>	53.748.374	1.641.442
<i>Mercado Liberalizado (1)</i>	323.350.538	1.149.077
Total	377.098.912	2.790.520
Costes Propuesta OM (Miles €)		2.782.848
<i>Mercado Regulado</i>		1.641.442
<i>Mercado Liberalizado</i>		1.141.406
Diferencia Ingresos - Costes (miles €)		7.671
<i>Mercado Regulado</i>		0
<i>Mercado Liberalizado</i>		7.671

Fuente: MITC- Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes.

(1) Incluye GNL directo a cliente final.

Para obtener el escenario de ingresos previsto para 2005, facturando a los peajes y cánones de la propuesta de Orden (los mismos que los de la Orden ECO/32/2004) a los consumidores del mercado liberalizado, y a las tarifas de venta de la propuesta de Orden, esta Comisión ha tenido en cuenta los siguientes aspectos, siempre desde un planteamiento de prudencia tarifaria de reducción de los ingresos del sistema, de forma que las variaciones propuestas en los precios regulados sean suficientes para cubrir los costes necesarios.

- Debido a que la información proporcionada por las empresas sobre número de clientes es a 31 de diciembre, en la facturación por término fijo por clientes, en el grupo 3 y peajes/ tarifas 2.1 y 2.2 del caudal del peaje de conducción, se ha tenido en cuenta la incorporación lineal de clientes en el mercado, por lo que se factura el término fijo por cliente aplicando el término por cliente a la semisuma del número de clientes declarado por las empresas a 31 de diciembre de 2004 y a 31 de diciembre de 2005.
- Para la facturación del término de reserva de capacidad se ha considerado un factor de carga en el punto de entrada al sistema de un 90% para la totalidad de los

clientes. Este efecto corrige el efecto de simultaneidad en la capacidad de entrada del sistema.

- Respecto a la facturación del término fijo por caudal del término fijo de los peajes de conducción/tarifas de venta, se ha facturado por la semisuma del caudal contratado previsto por las empresas para 2004 y 2005, debido a que los datos proporcionados por las empresas son a 31 de diciembre de cada año.
- De acuerdo con la información comunicada por el GTS a esta Comisión, no se ha considerado almacenamiento de GNL en el mercado regulado en el escenario CNE. Todo el almacenamiento de GNL se factura al mercado liberalizado. No obstante, según información consultada, el MITC considera en su previsión de cierre 2005 un almacenamiento de GNL en el mercado a tarifa de $X \text{ m}^3$.
- Para la facturación del almacenamiento subterráneo en el mercado regulado se ha considerado el dato de capacidad promedio anual proporcionado por el GTS (6.344 GWh). Sin embargo, según información consultada, el MITC ha supuesto una capacidad de almacenamiento para 2005 de $X \text{ GWh}$.
- Se ha facturado individualmente a los clientes interrumpibles, centrales térmicas y ciclos combinados, teniendo en cuenta el número de meses que están en funcionamiento durante el año 2005. Para la facturación, en el caso del término fijo de conducción de los ciclos combinados, de acuerdo con el límite mínimo de facturación del artículo 31 del RD 949/2001, se ha impuesto, para aquellos ciclos combinados con factores de carga bajos, por incorporación durante un año, etc., que la facturación de dicho término es el 85% del caudal contratado facilitado por las empresas.
- Las empresas han proporcionado previsiones para 2005 sobre cuatro clientes acogidos simultáneamente a tarifa de venta firme y tarifa interrumpible. Debido a la inconsistencia de dicha opción ⁽²⁾, para calcular los ingresos por tarifa de venta se ha considerado la totalidad del consumo de dichos clientes a tarifa interrumpible.

Esta Comisión, presenta el resultado de dos ejercicios de previsión de ingresos para 2005. El primero, teniendo en cuenta la información proporcionada por los distintos

⁽²⁾ Según información de SIFCO a noviembre de 2004, seis suministros se encuentran acogidos simultáneamente tanto a tarifa interrumpible como a tarifa firme.

agentes del sector y con los criterios señalados en el epígrafe anterior. El segundo, denominado CNE (ajustado), en el que el escenario de las empresas (coincidente con el del MITC) se ajusta a la previsión realizada por el GTS. Esta discrepancia se analiza en detalle en el epígrafe 3.2 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 2005.

Ingresos previstos del sistema para 2005. Escenarios CNE y CNE (ajustado)

	ESCENARIO CNE		ESCENARIO CNE AJUSTADO	
	Consumo (MWh)	Facturación (Miles €)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles €)
<i>Mercado Regulado</i>	53.748.374	1.654.945	51.520.000	1.591.015
<i>Mercado Liberalizado (1)</i>	323.350.538	1.154.734	312.442.000	1.151.855
Total	377.098.912	2.809.680	363.962.000	2.742.869
Costes Propuesta OM (Miles €)		2.782.848		2.782.848
<i>Mercado Regulado</i>		1.641.442		1.641.442
<i>Mercado Liberalizado</i>		1.141.406		1.141.406
Diferencia Ingresos - Costes (miles €)		26.831 (A)		-39.979 (B)
<i>Mercado Regulado</i>		13.503		-50.428
<i>Mercado Liberalizado</i>		13.328		10.449

Fuentes: MITC (Propuesta de Orden de peajes y cánones), GTS, empresas y elaboración propia.

(1) Incluye GNL directo a cliente final.

Según el escenario CNE (con datos integrados de las empresas), los ingresos del sistema son superiores, en unos 26,8 millones de €⁽³⁾, a los costes previstos en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes. Asimismo, los ingresos del sistema según el escenario CNE son superiores, únicamente en 19,16 millones de €, a la previsión de ingresos realizada por el MITC (2.809.680 menos 2.790.520 miles de €). Comparando los ingresos previstos por tarifas de venta según el escenario CNE con los costes asignados según información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes, habría un mínimo margen de reducción adicional de las tarifas de venta de la propuesta de Orden del 0,8% (13,5 millones de €).

³ Véase en el cuadro, cuantía (A).

El escenario denominado CNE (ajustado), introduce un ajuste a la baja de la demanda de gas natural, por grupos tarifarios, de acuerdo con la previsión del GTS (13.137 GWh menos que las empresas y MITC). El ajuste de la demanda prevista en 2005, de acuerdo con la previsión del GTS, supondría unos ingresos del sistema 39,98 millones de € ⁽⁴⁾ inferiores a los costes del sistema previstos por el MITC. Asimismo, los ingresos del sistema del escenario CNE (ajustado) son 47,6 millones de € inferiores a los ingresos previstos por el MITC en su ejercicio tarifario. Comparando los ingresos previstos de aplicar las tarifas de venta a los clientes del mercado regulado, según el escenario CNE (ajustado) y los costes asignados al mercado regulado, según información de la Memoria, habría un margen añadido de subida de las tarifas de venta al de la propuesta de Orden en torno al 3%. Cabe señalar, según el escenario CNE (ajustado), que al analizar la falta de ingresos respecto a los costes asignados en el mercado regulado, el 46% corresponde a la facturación de los peajes y cánones implícitamente aplicada a estos clientes.

6 COMENTARIOS A LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA

6.1 Variaciones provisionales del CMP y de las tarifas de venta

En el siguiente cuadro se muestra la variación acumulada desde febrero de 2002 hasta octubre de 2004, tanto en términos nominales como reales, deflactados por el IPC, de las tarifas de venta de la estructura del RD 949/2001, esto es, exceptuando la tarifa por usos de materia prima.

Dichas tasas acumuladas no tienen en cuenta los días de aplicación de los valores registrados en la tarifas de ventas. Se observa que la variación acumulada de la tarifa media en términos nominales y sin ponderar, es un 4,6%, mientras que la reducción en términos reales es del 4,9%.

⁽⁴⁾ Véase en el cuadro, cuantía (B).

Variación acumulada sin ponderar por días de aplicación de las tarifas de venta según la estructura del RD 949/2001

		<i>Variación acumulada % Octubre 04/ Feb. 02</i>	<i>Variación acumulada Términos Reales% Octubre 04/ Feb. 02</i>
Tarifas Generales	GRUPO 3 (P ≤ 4 bar)	6,2%	-3,5%
	GRUPO 2 FIRME (4< P ≤ 60 bar)	13,6%	3,2%
	GRUPO 1 FIRME (P> 60 bar)	8,1%	-1,7%
Tarifas interrumpibles	GRUPO 2 INTERRUMPIBLE (4< P ≤ 60 bar)	9,7%	-0,3%
	GRUPO 1 INTERRUMPIBLE (P > 60 bar)	10,3%	0,2%
TARIFA MEDIA		4,6%	-4,9%

Fuentes: INE, Ordenes ECO, Resoluciones de tarifas de suministro de gas natural y elaboración propia.

Escenario de consumos y caudales para calcular variaciones medias en las tarifas: Cierre 2003.

Se deflactan las tarifas por el IPC.

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 susceptible de modificación una vez sea fijado el CMP definitivo.

Esta Comisión opina que tanto la propuesta de Orden, como la información que justifique sus cálculos, deberían remitirse a esta Comisión, para su informe preceptivo, una vez que se disponga del valor del CMP definitivo que sirve de base para actualizar las tarifas de venta.

Las variaciones propuestas en las tarifas incluidas de forma provisional⁵ en la propuesta de Orden se muestran en el siguiente cuadro. Las variaciones provisionales en los términos fijos y variables de las tarifas de venta son inferiores en todos los casos al 0,60%.

Términos de facturación de las tarifas de venta (provisionales) a aplicar en enero de 2005 y variaciones respecto a los de octubre de 2004

TARIFAS DE VENTA	Resolución 15 de Octubre de 2004 (A)			Propuesta Orden 2005 (B)			Tasa de variación de (B) sobre (A)		
	(€/cliente)/mes	(€/kWh/día)/mes	€/kWh	(€/cliente)/mes	(€/kWh/día)/mes	€/kWh	%	%	%
Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)									
3.1 C ⁽¹⁾ ≤ 5	2,29		0,041067	2,29		0,041117	0,00%		0,12%
3.2 5 < C ≤ 50	5,11		0,034280	5,12		0,034322	0,20%		0,12%
3.3 50 < C ≤ 100	39,65		0,025991	39,70		0,026023	0,13%		0,12%
3.4 C > 100	59,17		0,023650	59,24		0,023679	0,12%		0,12%
Grupo 2 Firme (4 < P ≤ 60 bar)									
2.1 C ≤ 500	121,26	0,033631	0,014472	121,90	0,033810	0,014549	0,53%	0,53%	0,53%
2.2 500 < C ≤ 5.000	121,26	0,033631	0,014461	121,90	0,033810	0,014538	0,53%	0,53%	0,53%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000		0,043241	0,014265		0,043471	0,014341		0,53%	0,53%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000		0,040839	0,014181		0,041056	0,014256		0,53%	0,53%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000		0,038436	0,014087		0,038640	0,014162		0,53%	0,53%
2.6 C > 500.000		0,036515	0,014003		0,036709	0,014077		0,53%	0,53%
Grupo 4 Interrumpible (4 < P < 60 bar)			0,015481			0,015567			0,56%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)									
1.1 C ≤ 200.000		0,038327	0,013945		0,038558	0,014029		0,60%	0,60%
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000		0,035302	0,013838		0,035514	0,013921		0,60%	0,60%
1.3 C > 1.000.000		0,033284	0,013838		0,033484	0,013921		0,60%	0,60%
Grupo 4 Interrumpible (P > 60 bar)			0,014923			0,015006			0,56%

Fuentes: Resolución de la DGPEM de 15 de octubre y propuesta de Orden 2005.

(1) Consumo anual en MWh

En el siguiente cuadro se muestra las variaciones provisionales en las tarifas medias calculadas de acuerdo con la última estructura de mercado disponible para 2004, y teniendo en cuenta los pesos de Cmp y resto de componentes de las tarifas de venta incluidos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden.

⁵ De acuerdo con un valor de CMP de 0,012657 €/kWh, siendo un 0,88% superior que el CMP de octubre de 2004.

Tarifa media provisional a aplicar en enero de 2005 y variaciones respecto a octubre de 2004

TARIFAS DE VENTA	Tarifa medio enero 2005 €/kWh	% de Variación de la tarifa media enero 05 / octubre 04
Grupo 3 (Presión ≤ 4 bar)	0,039156	0,12%
3.1 C ⁽¹⁾ ≤ 5	0,050641	0,10%
3.2 5 < C ≤ 50	0,039616	0,13%
3.3 50 < C ≤ 100	0,032227	0,12%
3.4 C > 100	0,025056	0,12%
Grupo 2 Firme (4 < P ≤ 60 bar)	0,016529	0,53%
2.1 C ≤ 500	0,017636	0,53%
2.2 500 < C ≤ 5.000	0,016583	0,53%
2.3 5.000 < C ≤ 30.000	0,016338	0,53%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000	0,017632	0,53%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000	0,015700	0,53%
2.6 C > 500.000	0,015412	0,53%
Grupo 2 Interrumpible	0,015567	0,56%
Grupo 1 Firme (P > 60 bar)	0,015022	0,60%
1.1 C ≤ 200.000	-	-
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000	-	-
1.3 C > 1.000.000	0,015022	0,60%
Grupo 1 Interrumpible	0,015006	0,56%

(1) Consumo en MWh

6.2 Sobre las fórmulas del coste de la materia prima (CMP)

Esta Comisión, como ya señaló en sus informes 1/2003 y 3/2004, considera necesario para valorar adecuadamente la formulación del Cmp, disponer de los términos en los que se incluyen 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, así como las ponderaciones a los que se indexan los precios del crudo y derivados.

6.3 Sobre la retribución destinada al Gestor técnico del sistema

Se considera que la cuota destinada a la retribución del GTS a aplicar sobre la facturación de las tarifas de venta incluida en la propuesta de Orden deberá recalcularse una vez sea

determinado el valor definitivo de Cmp y, por tanto, de las tarifas de venta a aplicar en enero de 2005.

Respecto a la retribución asignada al GTS para 2005 e inconsistencias detectadas en la información de la Memoria relativa a dicha cuantía, así como al análisis de la retribución solicitada por dicha Compañía, esta Comisión se reitera sobre el contenido del epígrafe 6.3 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 2005.

6.4 Sobre los valores de los precios de derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar

Se propone incluir los valores de la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes (véase página 73 de la Memoria), por considerar una errata tipográfica el mantenimiento de los valores de la Orden ECO/33/2004.

Derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar

A) Solicitante de la acometida

Orden ECO/33/2004 (A)	Propuesta de Orden 2005 (B)	Tasa de variación (B) sobre (A)
Importe €	Importe €	%
87,58*(L-6)	89,22*(L-6)	1,87%

B) El contratante de un nuevo punto de suministro o consumo, o de la ampliación de uno ya existente

Grupo de tarifa o Peaje	Consumo en kWh/año	Orden ECO/33/2004 (A)	Propuesta de Orden 2005 (B) <u>corregida</u>	(B) sobre (A)
		€ por contratante	€ por contratante	%
3.1	Menor o igual a 5.000	88,36	90,02	1,88%
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	88,36	90,02	1,88%
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	203,13	206,94	1,88%
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	406,26	413,88	1,88%
3.4	Mayor de 100.000	406,26	413,88	1,88%

6.5 Sobre la exigencia de equipos de telemedida con medición de caudal diario a clientes con consumos superiores a 5 GWh

Respecto al contenido del artículo 18 de la propuesta de Orden, esta Comisión tiene las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la ampliación de clientes con obligación a disponer de equipos de telemedida del caudal diario a aquellos cuyo consumo supera los 5 GWh/año, se considera que permitirá facturar adecuadamente el término fijo de las tarifas de un mayor rango de consumidores, mitigando el incentivo a no disponer de equipo de telemedida de caudales diarios a aquellos clientes que sobrepasen los rangos de caudal a facturar incluidos en el artículo 27 del RD 949/2001, y fomentando que el cliente contrate un caudal diario acorde con el que realmente demande. Dicha medida procura una relación más directa entre el coste y el precio del cliente.

En segundo lugar, esta Comisión considera que si bien el periodo transitorio de cuatro meses desde la aplicación de la Orden, para disponer de dichos equipos para los clientes cuyo consumo supera los 100 GWh, con obligación desde la publicación del RD 949/2001, se considera adecuada, dicho periodo transitorio aplicado a los nuevos clientes que incluye esta propuesta de Orden (aquellos cuyo consumo sea superior a 5 GWh e inferior a 100 GWh/año) es muy reducido.

Por tanto, se propone mantener el plazo de cuatro meses para los clientes cuyo consumo supera los 100 GWh/año, y para los nuevos clientes (cuyo consumo supere los 5 GWh/año y sea inferior a 100 GWh/año) se propone ampliar el periodo transitorio hasta un máximo de un año desde que sea aprobada dicha Orden, plazo más acorde con la accesibilidad técnica de los equipos y su implantación al cliente final, pudiendo considerarse, incluso, la posibilidad de establecer un escalonamiento.

En tercer lugar, respecto a la inclusión de una penalización a aquellos consumidores que no tengan instalado el equipo de telemedida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo

permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses, se considera que dicha medida es muy adecuada.

No obstante, debido a que se incorporan nuevos clientes acogidos a tarifas 2.3 y 2.4 cuya penalización se vincula a una tarifa de referencia (término variable de la tarifa 2.2), distinta a la del resto de tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2. y 2.5, cuya penalización está vinculada a la tarifa de referencia 2.4, cabe señalar que la penalización aplicada a clientes que en su caso incumplan la obligación del artículo 18 de la propuesta de Orden.

Como se puede observar en el siguiente cuadro, las penalizaciones en términos porcentuales de los posibles clientes afectados respecto a lo que pagarían en sus respectivas tarifas de no ser penalizados, presentan discontinuidades, dependiendo de los factores de carga de los clientes, en las tarifas de venta 2.4 (la penalización supone, dependiendo del factor de carga del cliente, entre el 1,79% y 1,66% más que lo que pagaría de no ser penalizado) ⁽⁶⁾ respecto a las tarifas 2.5 (la penalización supone, dependiendo del factor de carga del cliente entre el 1,17% y el 1,51% más que lo que pagaría el cliente de no ser penalizado).

En definitiva, las fórmulas propuestas de penalización por incumplimiento de la obligación de equipos de telemedida de caudal diario estaría penalizando más, en términos porcentuales sobre la facturación del cliente sin penalización, a aquellos clientes de menor consumo (acogidos a la tarifa 2.4) que a clientes con consumo superior (tarifa 2.5).

⁶ En la tarifa 2.3 para factores de carga muy elevados (superiores al 85%), la penalización respecto a la facturación de no ser penalizado el cliente supera el porcentaje del cliente acogido a tarifa 2.5.

Efecto de las penalizaciones propuestas en términos de facturación del cliente(%)

TARIFA DE VENTA	Facturación incluyendo penalización respecto a facturación sin penalización (%)									
	Factor de carga del cliente									
	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%	
Grupo 2 (4< P ≤ 60 bar)										
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	1,24%	1,23%	1,22%	1,21%	1,20%	1,19%	1,18%	1,16%	1,15%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	1,79%	1,78%	1,77%	1,76%	1,74%	1,73%	1,71%	1,69%	1,66%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	1,17%	1,20%	1,23%	1,26%	1,30%	1,34%	1,39%	1,45%	1,51%
2.6	C > 500.000	2,19%	2,24%	2,29%	2,36%	2,42%	2,50%	2,59%	2,70%	2,82%
Grupo 1 (P> 60 bar)										
1.1	C ≤ 200.000 (*)	2,06%	2,09%	2,11%	2,14%	2,17%	2,21%	2,25%	2,30%	2,36%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	3,53%	3,59%	3,66%	3,73%	3,82%	3,91%	4,03%	4,15%	4,30%
1.3	C > 1.000.000	4,04%	4,13%	4,22%	4,33%	4,46%	4,60%	4,76%	4,95%	5,17%

Fuentes: Propuesta de Orden y elaboración propia.

(*) Consumo en MWh.

Una posible corrección de dicha discontinuidad podría ser, dejar las penalizaciones del término fijo facturado al de la tarifa 2.4 para los clientes acogidos a las tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.4 pero penalizar por el término variable de la tarifa 2.2 a todos los clientes acogidos a tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.5, al igual que en las tarifas 2.3 y 2.4. Se corregiría dicha discontinuidad aunque las penalizaciones serían superiores a las propuestas para las tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.5.

Efecto de las penalizaciones propuestas CNE eliminando discontinuidad (Con penalización del término variable de la tarifa 2.2.en todos los casos) (%)

TARIFA DE VENTA	Facturación incluyendo penalización propuesta CNE respecto a facturación sin penalización (%)									
	Factor de carga									
	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%	
Grupo 2 (4< P ≤ 60 bar)										
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	1,24%	1,23%	1,22%	1,21%	1,20%	1,19%	1,18%	1,16%	1,15%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	1,79%	1,78%	1,77%	1,76%	1,74%	1,73%	1,71%	1,69%	1,66%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	2,98%	3,00%	3,02%	3,04%	3,06%	3,09%	3,12%	3,16%	3,20%
2.6	C > 500.000	4,02%	4,06%	4,10%	4,15%	4,21%	4,27%	4,35%	4,43%	4,53%
Grupo 1 (P> 60 bar)										
1.1	C ≤ 200.000 (*)	3,89%	3,90%	3,92%	3,93%	3,95%	3,98%	4,00%	4,03%	4,06%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	5,38%	5,44%	5,49%	5,56%	5,63%	5,71%	5,80%	5,91%	6,04%
1.3	C > 1.000.000	5,90%	5,98%	6,07%	6,17%	6,28%	6,40%	6,55%	6,72%	6,92%

Fuentes: Propuesta de Orden y elaboración propia.

(*) Consumo en MWh

Se considera muy adecuado que ambas medidas -ampliar el rango de obligación de disponer de equipos de telemedida de caudal diario a clientes cuyo consumo supera los 5.000 MWh e introducir penalizaciones en caso de incumplimiento- se apliquen de forma simétrica tanto en mercado regulado, como en el mercado liberalizado. Asimismo, se

considera favorable, a favor de la coherencia de pagos de clientes de mismas características pero en mercado regulado y liberalizado, que las penalizaciones en términos unitarios, por kWh consumido, sean bastante similares en ambos casos.

Asimismo, se propone, sustituir en la redacción de toda la disposición transitoria “consumidores de los grupos” por “consumidores acogidos a las tarifas”.

Por otra parte, se propone incluir en la redacción de la disposición transitoria única, primer párrafo, “debiendo ser facturado el caudal diario de dichos clientes según la fórmula del artículo 27 del RD 949/2001”.

6.6 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

Esta Comisión considera que debería modificarse la redacción del punto 4 del artículo 15 de la propuesta de Orden ITC/ / 2005 por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, puesto que ningún agente debería quedar sujeto al sistema de liquidaciones hasta que tenga reconocida su retribución mediante la inclusión de sus instalaciones en el régimen económico correspondiente.

7 OTROS COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

7.1 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 2005 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 21 millones de €.

7.2 Efecto artículo 17 de la propuesta de Orden

En la propuesta de Orden, al igual que en años anteriores, se permite que los consumidores que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, 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 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 la tarifa correspondiente a consumidores conectados a gasoductos a presión entre 4 y 60 bar (tarifas 2.) correspondientes a su consumo.

Esta Comisión señala, al igual que se indica en la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2005, que dicha medida estaría evitando trasladar una parte del coste real de la red en el suministro de dichos clientes, contraria, por tanto al principio de que los

precios regulados reflejen costes. Por tanto se insiste en que dicha medida debería tener carácter transitorio en tanto que el distribuidor no disponga de redes en su zona para ello, por lo que se debería procurar un seguimiento y control de los clientes afectados por dicha medida.

7.3 Suministros acogidos simultáneamente a dos tarifas distintas

Cabe señalar que en la información individual solicitada a las empresas respecto a suministros de gas natural previstos para 2005, se ha proporcionado información de cuatro clientes con suministro simultáneo a dos tarifas de venta (una interrumpible y otra firme). Asimismo se ha contrastado dicha información con SIFCO observándose que a noviembre de 2004 hay 6 suministros con consumo a dos tarifas de venta.

A este respecto cabe señalar lo indicado en escrito de esta Comisión de 11 de marzo de 2004:

“Por tanto un consumidor con un único punto de suministro y una única unidad de medida puede adquirir gas en el mercado regulado al distribuidor eligiendo una tarifa, o suministrarse en el mercado liberalizado a través de un comercializador. El consumidor ha de optar por una de las dos opciones, no pudiendo fraccionar el consumo realizado a través de una unidad de medida ni para dos tarifas, ni separar una parte para tarifa y otra parte para mercado liberalizado.(...)”

No sería factible, al igual que ocurría con otras tarifas, mantener en un mismo punto de suministro (única unidad de medida) dos consumos simultáneos de gas, uno firme y otro interrumpible, o tampoco un contrato en el mercado liberalizado y un suministro a tarifa interrumpible”.

7.4 Comentarios sobre aspectos tarifarios del Grupo de Trabajo “Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural”

Esta Comisión se remite a lo indicado al respecto en su informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2005. En particular, se considera que las inconsistencias observadas entre las tarifas de venta y los peajes y cánones vigentes podrían mitigarse en el caso de que estos precios regulados fueran el resultado de aplicar una metodología asignativa de costes. En este sentido cabría, por ejemplo, introducir un término fijo en las tarifas interrumpibles y en la tarifa de usos de materia prima.

8 CONCLUSIONES

Primera. Debido a que se ha remitido a esta Comisión la propuesta de Orden en fecha anterior a la obtención del valor definitivo del CMP, la información de las tarifas de venta sobre la que debe emitir informe esta Comisión es provisional, lo que afecta a los análisis realizados en el presente informe.

Se propone que la remisión a esta Comisión 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 (no así en el caso de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas ni de la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista) e información que la justifique, se haga una vez que se disponga del valor definitivo del CMP, lo que podría permitir la publicación de las tarifas de venta con posterioridad al mes de enero de cada año.

Segunda. Se considera que es necesario establecer una metodología explícita de asignación de costes para establecer las tarifas, los peajes y los cánones, que cumpla los

objetivos indicados en el artículo 25 del RD 949/2001, de forma que las variaciones tarifarias sean el resultado de dicha asignación y no del ajuste homogéneo de la variación media de los costes asignados al mercado regulado.

Tercera. Al igual que en años anteriores, se considera que la información incluida en la Memoria es insuficiente para valorar las tarifas de venta incluidas en la propuesta de Orden.

Asimismo, se considera insuficiente la información proporcionada en la Memoria para valorar el mantenimiento para 2005 de las fórmulas de CMP de la Orden ECO/33/2004.

Cuarta. En la información aportada por el MITC sobre las propuestas de Ordenes, que sirve de base para calcular las tarifas, los peajes y los cánones de gas natural, se observa una sobrevaloración de la demanda en 13.137 GWh respecto a la previsión realizada por el GTS (ENAGAS) para 2005, que, a su vez, sobrevalora la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados realizada en el ejercicio de tarifa eléctrica 2005, tanto por el OS (REE), como por el propio MITC.

Si bien el ejercicio de tarifas, peajes y cánones es un ejercicio de previsión susceptible a diferencias entre las variables de facturación estimadas y reales, se considera que los precios regulados incluidos en las propuestas deberían realizarse teniendo en cuenta distintos datos del sector, ajustando los mismos a la previsión del GTS, una vez que sean contrastados, teniendo en cuenta las previsiones del ejercicio eléctrico para las centrales de ciclo combinado. Esta Comisión podría contribuir al establecimiento de criterios en las variables solicitadas, al análisis de la información recibida y a la contrastación y coherencia de los datos recibidos de distintos agentes, por lo que se propone incluir dicha participación, modificando la redacción del artículo 26 de la Orden ECO/31/2004. En este sentido se propone añadir al final del segundo párrafo del artículo 26, punto 2, de la Orden ECO/31/2004 la siguiente redacción:

“Previamente a la comunicación de la información por parte del GTS a la DGPEM, dichos datos y criterios adoptados por las empresas, deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de Energía para su análisis previo”.

Quinta. Respecto al escenario de previsión incluido en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes, teniendo en cuenta la posible sobrevaloración de la demanda en la previsión integrada de las empresas, en comparación con la prevista por el propio GTS para 2005, las tarifas de venta (provisionales) incluidas en la propuesta de Orden podrían ser insuficientes para cubrir los costes asignados al mercado regulado.

Sexta. La provisionalidad de la información incluida en la propuesta lleva a que una vez que sea fijado el valor del CMP, deberán estimarse los ingresos con cargo a las tarifas de venta, y consecuentemente la cuota destinada al GTS incluida en la propuesta de Orden.

Ante la falta de información contable que justifique la retribución del GTS para 2005, y ante la falta de criterio para establecer una tasa de retribución financiera de las inversiones a corto plazo, en los términos que solicita el GTS, esta Comisión no tiene objeciones a la cifra de retribución para la Gestión técnica del sistema de 10.219 miles de €, incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes.

Respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de GTS, se considera que la retribución inicial debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los gastos necesarios para el desarrollo de dicha función por parte de ENAGAS, de acuerdo con información contable por actividades que se obtengan de la Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por la que establecen las normas de presentación de información contable para las empresas que desarrollan actividades en los mercados de gases combustibles por canalización, pendiente de publicación.

Asimismo, cabe reiterar lo señalado en distintos informes tarifarios de esta Comisión relativo a la incoherencia observada en la propia información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes. En particular se incluyen cifras distintas de retribución asignada al GTS, de aplicar las cuotas de las propuestas de Ordenes (10.219 y 10.204 miles de € en la página 51 de la Memoria), debido a que son inconsistentes las

cuotas aplicadas sobre la facturación de tarifas de venta y sobre la facturación de peajes y cánones.

Séptima. Respecto a la ampliación de clientes con obligación a disponer de equipos de teled medida del caudal diario a aquellos cuyo consumo supera los 5 GWh/año, se considera que dicha medida permitirá facturar adecuadamente el término fijo de las tarifas de un mayor rango de consumidores, mitigando el incentivo a no disponer de equipo de teled medida de caudales diarios a aquellos clientes que sobrepasen los rangos de caudal a facturar incluidos en el artículo 27 del RD 949/2001, y fomentando que el cliente contrate un caudal diario acorde con el que realmente demande. Dicha medida procurará una relación más directa entre el coste y el precio del cliente.

No obstante, se considera que el periodo transitorio de cuatro meses desde la aplicación de la Orden, para disponer de dichos equipos para los nuevos clientes que incluye esta propuesta de Orden (aquellos cuyo consumo sea superior a 5 GWh e inferior a 100 GWh/año) es muy reducido. Para estos clientes se propone ampliar el periodo transitorio hasta un máximo de un año desde que sea aprobada dicha Orden, plazo más acorde con la accesibilidad técnica de los equipos y su implantación al cliente final, pudiendo considerarse, incluso, la posibilidad de establecer un escalonamiento.

Asimismo, para los clientes cuyo consumo supera los 100 GWh/año, cuya obligación de equipos fue establecida en el RD 949/2001, se considera adecuado el periodo transitorio de 4 meses.

Octava. Respecto a la inclusión de una penalización a aquellos consumidores que no tengan instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses, se considera que dicha medida es muy adecuada, y acorde con lo propuesto por esta Comisión en escrito al MITC.

Se propone, para evitar la discontinuidad observada en la penalización aplicada a clientes acogidos a la tarifa 2.4, la facturación al término variable de la tarifa 2.2 en todos los

casos. Además, para los clientes acogidos a tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.5 a quienes afecte la penalización, se les facturará por el término fijo de la tarifa 2.4.

Novena. Dentro de los aspectos a tener en cuenta en la metodología a desarrollar, se considera necesario realizar modificaciones en la estructura vigente que procuren una relación entre los umbrales de niveles de presión tarifarios y la retribución del transporte primario, secundario y distribución.

Dicho desglose permitirá de forma más transparente y objetiva, asignar los costes para establecer tarifas, peajes y cánones. Asimismo, se tendría que analizar los distintos aspectos mencionados por el participantes del grupo de trabajo “Aspectos Económicos del sector de gas natural”, teniendo en cuenta que cualquier modificación en el diseño de los términos de facturación de las tarifas, peajes y cánones, deberá obtenerse como resultado de la aplicación de una metodología global de asignación de costes a todos los suministros, de forma que se cubran los costes totales del sistema y evitando las tarifas por usos. En este sentido cabría, por ejemplo, introducir un término fijo en las tarifas interrumpibles y en la tarifa de usos de materia prima.

Entre los aspectos tarifarios cuyo análisis deberá continuar en 2005, se incluirán el diseño de los peajes de transporte y distribución acorde con los costes en que cada grupo de consumidores hace incurrir al sistema

Décima. El contenido del artículo 17 de la propuesta de Orden debería tener carácter transitorio en tanto que el distribuidor no disponga de redes en su zona para ello, por lo que se debería procurar un seguimiento y control de los clientes afectados por dicha medida.

ANEXO I: MODIFICACIONES AL ARTICULADO

A continuación se detallan propuestas de redacción tanto debidas a errores tipográficos como a propuestas de modificación del articulado de la propuesta de Orden ITC/ /2005, 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.

Artículo 18. Telemetida

Se propone la siguiente redacción del artículo 18,

A partir de cuatro meses de la entrada en vigor de la presente Orden, todos los consumidores con consumos superiores a 100.000 MWh/año, deberán disponer de equipos de telemetida con medición del caudal diario.

Con el límite máximo de un año desde la entrada en vigor de la presente Orden, todos los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año e iguales o inferiores a 100.000 MWh/año, o a los que se apliquen las tarifas 2.3 a 2.6, deberán disponer de equipos de telemetida con medición del caudal diario.

Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 MWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo, descrito para las tarifas del Grupo 1, debiendo ser facturado el caudal diario de dichos clientes según la fórmula del artículo 27 del Real Decreto 949/2001”

En el caso de consumidores acogidos a las tarifas 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2,6 que no tengan instalado el equipo de telemetida, estando obligados a tenerlo, o el mismo permanezca fuera de servicio por un período superior a 2 meses, estos serán facturados por el término fijo de la tarifa 2.4 y el término variable de la tarifa 2.2. En el caso de los consumidores acogidos a las tarifas 2.3 y 2.4 que se encuentren en idéntica situación, se les aplicará el término variable de la tarifa 2.2 y el fijo del respectivo 2.3 ó 2.4. En ambas situaciones se facturará de acuerdo al método de facturación correspondiente a los consumidores sin telemetida descrito en el artículo 27 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Anexo III. Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar, apartado a)

En el apartado b) del Anexo III se debería sustituir el cuadro,

Grupo de tarifa o peaje	Consumo en kWh/año	Euros por contratante
3.1	Menor o igual a 5.000	88,36
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	88,36
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	203,13
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	406,26
3.4	Mayor de 100.000	406,26

por el cuadro,

Grupo de tarifa o peaje	Consumo en kWh/año	Euros por contratante
3.1	Menor o igual a 5.000	90,02
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	90,02
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	206,94
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	413,88
3.4	Mayor de 100.000	413,88

de acuerdo con la aplicación del parámetro de actualización $0,75 \cdot \text{IPH}$ señalado en el artículo 14 de la propuesta de Orden.

Artículo 26 de la Orden ECO/31/2004

Se propone modificar la redacción del artículo 26 de la Orden ECO/31/2004 añadiendo al final del segundo párrafo del artículo 26, punto 2, de la Orden ECO/31/2004:

“Previamente a la comunicación de la información por parte del GTS a la DGPEM, dichos datos y criterios adoptados por las empresas, deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de Energía para su análisis previo”.