



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 25/2005 SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECE LA
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA
PARA EL AÑO 2006**

22 de diciembre de 2005

ÍNDICE

1	PREÁMBULO	5
2	ANTECEDENTES	6
3	CONSIDERACIONES PREVIAS	10
3.1	Sobre el plazo otorgado para la elaboración de este informe	10
3.2	Sobre el rango jurídico más apropiado para el desarrollo de la regulación propuesta	10
3.3	Sobre la información justificativa aportada	12
3.4	Sobre los parámetros utilizados para el cálculo de la retribución del año 2006.....	13
3.5	Revisión del IPC e IPH del año 2004	14
3.6	Sobre la conveniencia de evaluar la adecuación del nuevo sistema económico ...	16
4	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	17
4.1	Actualización de la retribución fija de transporte como consecuencia de la revisión del IPC e IPRI del año 2004	17
4.2	Sobre la retribución de la regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2006 de las instalaciones con costes acreditados a 31 de diciembre de 2005	18
4.3	Sobre la actualización de los costes variables (RV_{in})	20
4.4	Sobre la retribución provisional de instalaciones con fecha de puesta en servicio en el año “n”	21
4.5	Sobre instalaciones adjudicadas de forma directa que se prevé incluir en el sistema en el año 2006.....	23
4.6	Sobre qué valores unitarios de referencia se deben aplicar a las instalaciones autorizadas de forma directa: año “n” o “n-1”	23
4.7	Sobre el procedimiento de retribución de las estaciones de regulación y/o medida y/o de control de caudal o de control de presión.....	24
4.8	Sobre los costes unitarios de referencia de los gasoductos secundarios y ERM asociadas	25
4.9	Sobre la remuneración del servicio de trasvase de GNL a buques.....	25
4.10	Sobre la retribución de las instalaciones que hayan finalizado su vida útil.....	28
5	CONSIDERACIONES SOBRE EL NIVEL MÍNIMO DE LLENADO	28
6	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	
	31	
6.1	Sobre el modelo de retribución de la actividad de distribución	32

6.2	Sobre las mermas de la actividad de distribución	32
6.3	Sobre la actualización para el año 2006 de la retribución de la actividad de distribución	34
6.4	Sobre la segmentación de los costes de retribución por nivel de presión	37
6.5	Sobre la retribución específica y los municipios con retribución específica acreditada.....	38
6.6	Sobre la retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.....	40
6.7	Sobre la reducción de la retribución fija acreditada al distribuidor por tener clientes sin teledistribución instalada.....	41
6.8	Sobre los consumidores del Grupo 2 suministrados a una presión inferior a 4 bar	43
7	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE LA COMPRA-VENTA DE GAS PARA EL MERCADO A TARIFA	46
7.1	Sobre el tratamiento de las mermas de transporte para el gas destinado al mercado a tarifa.....	47
8	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO A TARIFA	49
9	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA	52
10	CONSIDERACIONES SOBRE EL COSTE DEL ALMACENAMIENTO EN BUQUES DURANTE EL PLAN INVERNAL	52
11	RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL AÑO 2006.....	53
12	OTRAS CONSIDERACIONES.....	59
12.1	Sobre la demanda de gas estimada para 2006 para el cálculo de los ingresos.....	59
12.2	Sobre los desvíos de las liquidaciones de 2002, 2003, 2004 y 2005.....	60
12.3	Sobre el coste acreditado para el año 2006 de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte (Anexo I)	61
12.4	Sobre las obligaciones de información de las empresas.....	61
12.5	Sobre la creación de las empresas Gas Natural Transporte SDG, S.L y Gas Natural Distribución SDG, S.A., por aportación de rama de actividad de la empresa Gas Natural SDG, S.A.....	62
13	CONCLUSIONES.....	63



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO: PROPUESTA DE MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE ORDEN 70

INFORME 25/2005 SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA PARA EL AÑO 2006

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía del 22 de diciembre de 2005 ha acordado emitir el presente

INFORME

1 PREÁMBULO

Con fecha 14 de diciembre de 2005 tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, solicitando informe con carácter de urgencia sobre las tres propuestas siguientes de Orden Ministerial:

1. Propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
2. Propuesta de Orden Ministerial 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.
3. Propuesta de Orden Ministerial por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las redes de instalaciones gasistas.

El citado escrito viene acompañado de las referidas propuestas de Órdenes Ministeriales, así como de la correspondiente Memoria explicativa.

La Propuesta de Orden que es objeto de este Informe fue remitida a la CNE para que, de acuerdo con lo establecido en el apartado tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, emitiera el correspondiente informe preceptivo.

Asimismo, se remitió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos la Propuesta de Orden objeto de este Informe, celebrándose el día 19 de diciembre la sesión presencial del Consejo Consultivo de Hidrocarburos relativa a la misma.

Con objeto de clarificar y facilitar la identificación de los cambios normativos propuestos por esta Comisión, en el Anexo I se incluyen, para cada artículo, las modificaciones propuestas a dicha Orden.

Se han recibido comentarios por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos relacionados en el Anexo II, que han sido tenidos en consideración en la elaboración de este informe.

2 ANTECEDENTES

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, configura el marco jurídico del sector de hidrocarburos, estableciendo las bases de funcionamiento del sistema gasista y de los distintos sujetos que actúan en el mismo.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, *de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*, estableció que el Gobierno mediante Real Decreto aprobaría un sistema económico integrado del sector del gas natural, que incluyera el modelo para el cálculo de las tarifas para el gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúan en el sector gasista.

En lo relativo al régimen de retribución de las actividades reguladas, 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*, sienta las bases para el nuevo sistema, identificando las actividades reguladas incluidas en el régimen económico con derechos de cobro, por el desarrollo de su actividad, que garanticen la adecuada rentabilidad y recuperación de las inversiones, así como la adecuada retribución de los costes de explotación. En particular, los artículos 16.6, 19.2, 20.5, 22.3, y 23 del citado R.D. 949/2001 hacen referencia a que el Ministerio de Economía, previo informe de la CNE, establecerá antes del 31 de enero de cada año, la retribución respectiva de: los costes fijos de la actividad de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución para cada empresa o grupo de empresas para ese año, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la parte variable que les corresponda; los costes de la actividad de gestión de compraventa por los transportistas; los costes de la actividad de distribución que corresponda a cada empresa o grupo de empresas; la actividad de suministro de gas a tarifa a las empresas distribuidoras, y la actividad del Gestor Técnico del Sistema.

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, *por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2002*, determina la retribución y el método de cálculo de la mencionada retribución anual de las actividades liquidables: regasificación, almacenamiento, transporte y distribución. Adicionalmente, establece el sistema para la retribución de las actividades no liquidables – gestión de compra-venta de gas destinado al mercado a tarifa y el suministro a tarifa – cuyos métodos de cálculo se determinan en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, sobre el procedimiento de liquidación.

El 31 de diciembre de 2002 se publica 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 los derechos de acometida.

La Orden ECO/30/2003, de 16 de enero, actualiza para el año 2003, y sin grandes cambios de fondo, la retribución, los parámetros, los coeficientes y los valores unitarios de

las actividades reguladas del sector del gas natural, que habían sido recogidos en la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero.

La Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, actualiza la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2004, así como los parámetros, los coeficientes y valores unitarios de las actividades reguladas del sector del gas natural, que habían sido recogidos en las Órdenes anteriores. Esta Orden, asimismo, desarrolla el procedimiento para la inclusión de nuevas instalaciones gasistas que hayan sido autorizadas de forma directa, determina la forma de cálculo de la retribución de las instalaciones de características técnicas especiales y de las ampliaciones de las instalaciones existentes, y fija los criterios para el cálculo de la retribución de dichas instalaciones específicas de distribución que permiten el acceso a nuevos núcleos de población.

La Disposición Final Primera del RD 1716/2004, de 23 de julio, *por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos*, modifica los párrafos a y b, del apartado 2, del artículo 29 (peajes de regasificación, transporte y distribución), del Real Decreto 949/2001.

La Orden ECO/102/2005, de 28 de enero, actualiza para el año 2005 la retribución, los parámetros, los coeficientes y los valores unitarios de las actividades reguladas del sector del gas natural. Además, en esta Orden se introducen los siguientes cambios adicionales: en relación con las mermas en redes de distribución, el coeficiente para el cálculo de las mismas se reduce del 2% al 1% para redes a presión inferior a 16 bar – salvo para los suministros a partir de plantas satélite de GNL o gas manufacturado – y a cero para suministros a presión superior a 16 bar, salvo en casos justificados; se redefine la retribución de las estaciones de regulación y medida y de los costes de explotación de ampliaciones en instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento; se introduce una nueva disposición en relación con el procedimiento de solicitud y reconocimiento de retribución específica de instalaciones de distribución; y, como última novedad, se establece la valoración de nuevas operaciones comerciales como el trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque o la puesta en frío de buques.

Posteriormente, el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, *por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos*, modifica los artículos 19, 20, 22 y 23 del RD 949/2001, adelantando la fecha límite para la publicación de las órdenes ministeriales de retribución, tarifas y peajes al 1 de enero de cada año, así como su artículo 24, adelantando igualmente un mes – de antes del 1 de diciembre a antes del 1 de noviembre – la fecha límite para los envíos de información a la DGPEM que deben realizar las empresas transportistas, distribuidoras y el Gestor Técnico del Sistema previos al cálculo de la retribución, las tarifas y los peajes para cada año.

La Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, *por la que se aprueban las normas técnicas del sistema gasista*, que entró en vigor el día 1 de noviembre de 2005, y es de obligado cumplimiento para el GTS, los titulares de las instalaciones gasistas, los usuarios de las mismas y los consumidores.

Por último, la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, *por la que se modifican la Orden ECO/31/2004 (...), la Orden ITC/103/2005, (...), la Orden ITC/104/2005 (...) y la Orden ECO/2692/2002 (...)*, traslada los adelantos de las fechas límite para las obligaciones de información al MITYC, realizados en el RD 942/2005, a los artículos 15 y 26 de la Orden ECO/31/2004, incluyendo, además, a la Comisión Nacional de Energía como codestinatario (junto al MITYC) de los citados envíos de información.

En la Propuesta de Orden Ministerial que es objeto del presente informe se introducen las siguientes nuevas disposiciones:

1. Se incorpora un listado de municipios con retribución específica acreditada.
2. La cuantía de la retribución provisional se iguala a los costes de explotación.
3. Se habilita un procedimiento para retribuir la inversión en la compra del gas natural con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de los gasoductos de la red de transporte por parte de las compañías transportistas.
4. Se reconoce el coste del plan invernal en las retribuciones al Gestor Técnico del Sistema.

5. Se reduce la retribución de las empresas distribuidoras por los clientes con un consumo anual superior a 5.000.000 kWh que no dispongan de sistemas de telemedida.
6. Se reduce la retribución de las empresas distribuidoras por los consumos industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa del grupo 2.
7. Se actualizan los coeficientes de cálculo.

La Propuesta de Orden que se analiza no realiza un cambio sustancial ni en la filosofía ni en el marco básico establecido en el Real Decreto 949/2001 y en las Órdenes ECO/301/2002 y 31/2004, e ITC/102/2005, aunque supone un mayor desarrollo de los aspectos ya contemplados anteriormente, junto con la necesaria actualización al año 2006 de la retribución de cada una de las empresas, de los parámetros y de los coeficientes de las actividades reguladas del sector del gas natural.

3 CONSIDERACIONES PREVIAS

A continuación se muestran diversas consideraciones a la propuesta de Orden Ministerial analizada.

3.1 Sobre el plazo otorgado para la elaboración de este informe

La Propuesta de Orden de retribución introduce modificaciones respecto de las Órdenes ECO/31/2004 e ITC/102/2005 que requieren un estudio detallado por esta Comisión, por lo que el procedimiento de tramitación de urgencia solicitado, por su brevedad, no parece el adecuado para la elaboración de este informe preceptivo.

3.2 Sobre el rango jurídico más apropiado para el desarrollo de la regulación propuesta

La Propuesta de Orden Ministerial introduce dos tipos de modificaciones respecto de las Órdenes ECO/31/2004 e ITC/102/2005: modificaciones de parámetros que afectan a la

retribución y valores unitarios conforme a los mecanismos establecidos; y nuevos desarrollos regulatorios de carácter plurianual.

En el sector eléctrico, tanto el establecimiento de los principios retributivos, la formulación de los mismos, así como la asignación retributiva anual de la actividad de transporte con cargo a la tarifa eléctrica, se realiza mediante Real Decreto, siendo aprobados a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previa deliberación del Consejo de Ministros. No obstante lo anterior, la determinación de los valores de los parámetros de eficiencia, así como la modificación de la tasa monetaria de la retribución de las nuevas instalaciones autorizadas de forma directa se aprueba mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el sector gasista, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, establece los criterios generales, las instalaciones incluidas en la retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte, el procedimiento de inclusión de nuevas instalaciones en el sistema retributivo y el tratamiento de las instalaciones objeto de cierre. Sin embargo, la formulación retributiva y los parámetros de la misma son aprobados anualmente junto con la propia retribución de dichas actividades mediante Orden Ministerial.

Conviene destacar que la realización de cambios de regulación que tengan trascendencia plurianual mediante Órdenes Ministeriales de carácter anual puede generar incertidumbre regulatoria. En consecuencia, esta Comisión considera que el desarrollo regulatorio con trascendencia plurianual debería realizarse mediante una normativa de mayor rango, esto es, mediante Reales Decretos.

A continuación se analiza la Propuesta de Orden Ministerial, debiéndose poner de manifiesto que finalizó, el 31 de diciembre de 2004, el periodo transitorio establecido en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 949/2001, no habiéndose efectuado en esta Propuesta de Orden, como tampoco se hizo en la Orden ITC/102/2005, la revisión prevista en el artículo 15.2, del R.D. 949/2001, del sistema de actualización de las retribuciones, que se ha de mantener estable durante periodos de cuatro años.

3.3 Sobre la información justificativa aportada

Aunque se aprecia una mejora en la calidad de la información aportada respecto a los años previos, la Memoria justificativa que acompaña a la Propuesta de Orden aún adolece de cierta falta de información que permita valorar adecuadamente los resultados propuestos. Las carencias de información más significativas que aún subsisten y que esta Comisión considera que deberían incorporarse son:

Sobre Infraestructuras de Transporte:

- Información técnico-económica individualizada de las instalaciones que se dan de baja o que han llegado al final de su vida útil, indicando características técnicas, datos económicos de la reducción en la retribución y la retribución final aplicada a cada instalación.
- Información técnico-económica individualizada de las nuevas instalaciones incorporadas al sistema de retribución y puestas en servicio, ampliadas, modificadas, o transmitidas a terceros durante el año 2005, indicando: empresa titular de la instalación, características técnicas y datos económicos de la retribución aplicada.
- Información técnico-económica individualizada de las instalaciones previstas que se vayan a poner en servicio a finales del año 2005 y durante el año 2006, indicando su modalidad de inclusión en el régimen económico, empresa titular de la instalación, características técnicas, datos económicos de la retribución y fecha prevista de entrada en servicio.

Sobre la Retribución del Gestor Técnico del Sistema:

- Información detallada sobre las necesidades económicas del Gestor Técnico del Sistema en el año 2005 y prevista para el año 2006, que permita emitir una valoración justificada sobre la retribución propuesta para el año 2006.

Sobre las auditorías previstas sobre transportistas, distribuidores y Gestor Técnico del Sistema

- El punto tercero del artículo 24 del R.D. 949/2001 dispone que las empresas transportistas, distribuidoras y el Gestor Técnico del Sistema realizarán auditorías externas, a los efectos de la determinación de la correspondiente retribución.

3.4 Sobre los parámetros utilizados para el cálculo de la retribución del año 2006

La Propuesta de Orden especifica los valores de los distintos coeficientes que se han de utilizar para 2006 en el modelo de sistema retributivo establecido en la Orden ECO/31/2004. La Memoria Justificativa indica las actualizaciones realizadas en los mencionados coeficientes, que se recogen en el cuadro 1:

Cuadro 1. Actualización de coeficientes para el año 2006

Coeficientes		Año 2006	Año 2005	Año 2004 Real / Empleado		Año 2003 Real / Empleado	
IPC	Índice de Precios al Consumo	2,0%	2,0%	3,23%	2,0%	2,6%	2,0%
IPRI	Índice de Precios Industriales	2,81%	3,00%	5,01%	0,45%	1,07%	0,8%
IPH	IPH	2,41%	2,50%	4,12%	1,22%	1,84%	1,40%
Tr	Tasa de retribución de la inversión (bonos a 10 años + 1,5 puntos)	5,01%	5,79%	5,64%	5,64%	6,51%	6,51%
I	Coste del dinero Euribor a 3 meses + 0,5 puntos	2,66%	2,60%	2,98%	2,98%	3,87%	3,87%
Ci	Coste específico de la actividad de compraventa de gas	0,0005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Cr	Coeficiente de mermas en regasificación	0,0025	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Ct	Coeficiente de mermas en transporte	0,00215	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043
Cx	Coeficiente de financiación de existencias destinada al mercado a tarifas	0,109	0,218	0,218	0,218	0,218	0,218
C _s <4	Coeficiente de suministro a menos de 4 bar	0,002061	0,002018	0,001953	0,001953	0,001956	0,001956
C _s >4	Coeficiente de suministro a más de 4 bar	0,000292	0,000286	0,000277	0,000277	0,000277	0,000277
Cr<4	Coeficiente de mermas de distribución igual o inferior a 4 bar	1,00%	1,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Cz	Coeficiente de necesidades financieras en distribución	0,004	0,04	0,04	2,0%	0,04	0,04

La actualización realizada en los valores de los coeficientes se ha efectuado siguiendo el procedimiento establecido en la Orden ECO/31/2004.

La Memoria justificativa no aporta elementos suficientes que permitan juzgar las sensibles modificaciones realizadas en algunos de los parámetros, como los coeficientes C_i , C_z y C_x , así como el valor del resto de parámetros que no se modifican respecto a los otros años: el índice de eficiencia, los factores de ponderación y eficiencia de captación de consumidores y de la demanda y el porcentaje de mermas de almacenamiento.

Con respecto a las reducciones efectuadas en los coeficientes de mermas de regasificación y transporte, véase la valoración realizada en el apartado 7.

3.5 Revisión del IPC e IPH del año 2004

El apartado 4º del artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 establece que:

“Para la determinación del coste de regasificación, almacenamiento y transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n», R_{in} , se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en el momento de cálculo. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y la estimación del IPRI.”

Por todo ello, para la determinación de los costes de transporte del año 2006, se ha de recalcular la retribución de los años 2004 y 2005, de acuerdo con los índices reales habidos en 2004.

En el cuadro 2 se muestra los valores utilizados para los años 2004 y 2005 y el valor real del año 2004.

Cuadro 2. Actualización de coeficientes para el año 2006

	2004 valor empleado	2005 valor empleado	2004 valor real
IPC	2,00%	2,00%	3,23%
IPRI	0,45%	3,00%	5,01%
IPH	1,22%	2,50%	4,12%
$1+0,85*IPH$	1,01037	1,02125	1,03502
$1+0,75*IPH$	1,00915	1,01875	1,0309

Fuente: Memoria Propuesta O.M.

Asimismo, es preciso indicar que la actualización anual de los valores unitarios de referencia de los Anexos II y IV de la Orden ECO/31/2004 se calcula con la estimación del IPC que haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año “n” y de la estimación del IPRI. En consecuencia, y para hacerlo coherente con el citado apartado 4º del artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 debería añadirse a la redacción lo siguiente:

Índice de actualización del Anexo II

El índice de actualización para el año “n” de los valores unitarios de inversión en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,75 el IPH, en cuyo cálculo se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI. Para los años “n-1” y “n”, cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año “n”, se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año “n” y de la estimación del IPRI.

Índice de actualización del Anexo IV

El índice de actualización para el año “n” de los valores unitarios de explotación en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,85 el IPH, en cuyo cálculo se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI. Para los años “n-1” y “n”, cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la Regasificación, almacenamiento y transporte del año “n”, se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año “n” y de la estimación del IPRI.

Por otro lado, en el procedimiento de actualización de la retribución de la actividad de distribución no se contempla la posibilidad de utilizar los valores reales de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI, por lo que hay un tratamiento diferenciado entre las actividades de transporte y de distribución. En consecuencia, y con objeto de hacer coherente la retribución del transporte y la distribución se propone aplicar la misma metodología en ambos, en cuanto a la actualización de los índices de precios.

3.6 Sobre la conveniencia de evaluar la adecuación del nuevo sistema económico

La Disposición Transitoria Primera del R.D. 949/2001 establece que: *“Con objeto de evaluar correctamente la aplicación del nuevo sistema de actualización de las retribuciones, lo dispuesto en el artículo 15.2¹ del presente Real Decreto se aplicará en un plazo no superior a dos años contados desde la fecha en que todos los consumidores tengan la condición de cualificados”*.

Esta valoración debería haberse llevado a cabo antes de la finalización del plazo establecido, cuya fecha es el 31 de diciembre de 2004, pero no fue realizada. Se debe señalar que desde la entrada en vigor del nuevo sistema económico se han detectado situaciones que han merecido su revisión y que las sucesivas Órdenes Ministeriales han llevado a introducir innovaciones tales como los procedimientos para la inclusión en el régimen económico de las nuevas instalaciones, la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas, la retribución específica para instalaciones de distribución, la retribución para el servicio de trasvase de GNL, etc.

Esta Comisión entiende que sería conveniente que durante el año 2006 se realizara la evaluación propuesta, a fin de establecer el sistema estable de actualización de las retribuciones de carácter cuatrienal para el periodo 2007-2010.

Además, para la evaluación del sistema retributivo actual se debería tener en cuenta el impacto que ha tenido este sistema económico en los balances y cuenta de resultados de las compañías transportistas y distribuidoras.

¹ El artículo 15.2, del R.D. 949/2001, dispone que: *“Los sistemas de actualización de las retribuciones se fijarán para periodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo periodo”*.

4 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

El sistema de retribución que propone la Orden mantiene en líneas generales el sistema establecido en la Orden ECO/31/2004 y de la Orden ITC/102/2005. A continuación, se analizan las novedades que introduce la propuesta de Orden Ministerial, así como se muestran las consideraciones derivadas de la regulación que permanece inalterada.

4.1 Actualización de la retribución fija de transporte como consecuencia de la revisión del IPC e IPRI del año 2004

De conformidad con lo establecido en el apartado 4º, del artículo 3, de la Orden ECO/31/2004, para la determinación de los costes del año 2006, se ha de recalcular la retribución del año 2005, de acuerdo con los índices reales habidos en el año 2004, además de corregir previamente la previsión empleada en el año 2004.

En el cuadro 3 se recalcula la retribución del año 2004 de acuerdo con los índices reales del año 2004.

Cuadro 3. Actualización RF 2004 con índices reales del año 2004

COMPAÑÍA (valores en €)	Retribución	Actualización realizada con valores previstos		Actualización realizada con valor real IPH 2004		Diferencia (2-1)
	2003	2004	2005 (1)	2004	2005 (2)	
ENAGAS, S.A.	456.535.762	461.270.038	471.072.026	472.523.644	482.564.772	11.492.746
Gas Natural S.D.G., S.A.	15.952.439	16.117.866	16.460.370	16.511.093	16.861.954	401.584
Transportista Regional del Gas, S.L.	1.222.128	1.234.801	1.261.041	1.264.927	1.291.807	30.766
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.	602.515	608.763	621.699	623.615	636.867	15.168
Sociedad de gas de Euskadi Transporte, S.A.U.	8.192.342	8.277.297	8.453.189	8.479.238	8.659.422	206.233
TOTAL	482.505.186	487.508.765	497.868.326	499.402.518	510.014.821	12.146.495

Fuente: Memoria Propuesta O.M.

La primera columna del cuadro anterior contiene las retribuciones del año 2003, tal como se publicaron en la Orden ECO/30/2003. Las dos columnas siguientes muestran las actualizaciones correspondientes a las Órdenes de Retribuciones de los años 2004 y 2005, en las que se aplicaron unos IPH de 1,22% y 2,50%, respectivamente. La cuarta

columna incluye la actualización de 2004 realizada aplicando el IPH real de 4,12%. Dicha actualización se ha aplicado al año 2005, dando como resultado las cifras que se incluyen en la penúltima columna. Por último, la columna “Diferencia” recoge las diferencias entre la actualización practicada en 2005 y la que hubiera correspondido si se hubiera aplicado el IPH real del 2005 por un importe de 12.146.495 €.

4.2 Sobre la retribución de la regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2006 de las instalaciones con costes acreditados a 31 de diciembre de 2005

La retribución del transporte en el año 2006 para cada empresa “i” se calcula actualizando los costes fijos acreditados de las instalaciones de transporte existentes en el año 2002² (RF_{2002in}), deducidos los costes correspondientes a las instalaciones que hayan agotado su vida útil durante el año 2005³; los costes fijos de aquellas instalaciones que hayan entrado en funcionamiento después del 31 de diciembre de 2001 y antes del 31 de diciembre de 2005 ($RINF_{in}$); y los costes variables para las instalaciones de regasificación durante 2006 (RV_{in}). Además, para el cálculo de la recaudación necesaria para cubrir los costes en el año 2006 se han incluido los costes fijos de las instalaciones con entrada en funcionamiento prevista durante el año 2006.

$$R_{in} = RF_{2002in} + RINF_{in} + RV_{in}$$

(con $n = 2006$)

Hasta la fecha, sólo están reconocidos los costes acreditados de las inversiones de aquellas instalaciones que entraron en funcionamiento en el año 2002 ($RINF_{Dj}$). Parte de las instalaciones que han entrado en funcionamiento durante los años 2003, 2004 y 2005 todavía no han sido incluidas en el régimen retributivo, por lo que todavía no se reconoce el coste de todas ellas, si bien en el cálculo de la recaudación necesaria a través de tarifas y peajes, indica la Propuesta de Orden, sí que han sido tenidas en cuenta.

² Se refiere a aquellas instalaciones que estuviesen en servicio con anterioridad al 31 de diciembre de 2001.

³ De acuerdo con el artículo 6 de la Propuesta de Orden de Retribución, que mantiene las características del artículo 6 de la Orden ECO 31/2004, las instalaciones que hayan finalizado su vida útil pero continúen operativas tendrán como retribución los costes de explotación más el 50% de la retribución reconocida.

En la Memoria no se distingue la actualización de la retribución de instalaciones existentes antes de 2002 (RF_{2002in}) de aquellas que entraron en funcionamiento después del 31 de diciembre de 2001 y antes del 31 de diciembre de 2004 ($RINF_{in}$ con $n=2004$), sino que se parte de la retribución publicada en la Orden ITC/102/2005. Dicho valor es incrementado con la retribución de instalaciones que se incluyen en el régimen económico en 2005 y la actualiza el resultado con el factor “ $1+0,85*IPH$ ”.

A lo largo del año 2005 la Dirección General de Política Energética y Minas ha dictado diversas resoluciones de inclusión de instalaciones en el sistema económico, por un importe global acumulado de 69.297.653,22 €. En las resoluciones dictadas en enero de 2005 correspondientes a instalaciones de transporte secundario, propiedad de Gas Natural S.D.G, S.A., no se incluyó la retribución del año 2005 al no conocerse en el momento de publicación el coeficiente de actualización del año. El importe de esta retribución asciende a 621.888 €, siendo el montante global de la retribución para instalaciones incluidas en el Sistema en 2005 de 69.919.541 €. A partir de dicha cifra se ha calculado su retribución para el año 2006 mediante la actualización con el factor “ $1+0,85*IPH$ ” obteniéndose un importe actualizado de 71.351.843 €.

Para el cálculo de estos costes deben detraerse los costes correspondientes a las instalaciones que finalizan su vida útil, que suman un total de 108.253 €.

Los costes fijos acreditados publicados en la Orden ITC/102/2005 se actualizan de acuerdo con el índice de eficiencia y el IPH definidos conforme a lo establecido en el apartado 4º del artículo 3 de la Orden ECO/31/2004.

En el cuadro 4 se muestra la actualización de las retribuciones publicadas en la Orden ITC/102/2005 y la retribución reconocida para el año 2006 por empresas.

Cuadro 4. Cálculo de la retribución 2006: Actualización RF 2005 con índices reales del año 2004

COMPañÍA (En €)	RETRIBUCIÓN 2005 (O.M. ITC/102/2005) (1)	CORRECCIÓN IPH AÑO 2004 (2)	BAJAS Y AMPLIACIÓN VIDA ÚTIL (3)	RETRIBUCIÓN ANUAL INSTALACIONES INCLUIDAS EN EL 2005 (4)	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN 2005 (5)	CANTIDADES NO INCLUIDAS EN RESOLUCIONES 2005 (6)	RETRIBUCIÓN PROPUESTA BOE [(1)+(2)+(3)+(4)]*(5)+(6)
Transportista Regional del Gas,S.L.	1.263.288	30.766			1,020485		1.320.563
Sociedad de gas de Euskadi Transporte,S.A.U.	10.164.864	206.233		202.714	1,020485		10.790.416
Gas Natural S.D.G., S.A.	16.558.808	401.584	-105.138	621.888	1,020485	621.888	18.457.049
ENAGAS, S.A.	472.045.665	11.492.746	-3.115	27.542.545	1,020485		521.547.271
BBG				41.500.813	1,020485		42.350.957
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.	621.699	15.168			1,020485		649.913
Endesa Gas Transportista, S.L.	80.317			51.581	1,020485		134.600
TOTAL	500.734.641	12.146.497	-108.253	69.919.541	1,020485	621.888	595.250.768

Fuente: Memoria Propuesta O.M.

Para calcular la retribución reconocida para el año 2006, la Memoria parte de la cifra de retribución publicada en la Orden ITC/102/2005 (columna 1), a continuación le incorpora la cifra resultante de la revisión del IPH 2004 a la que se resta la cantidad correspondiente a las instalaciones que han terminado su vida útil pero continúan operativas (columna 3), y se añade la retribución de las instalaciones que fueron reconocidas e incluidas en el sistema a lo largo del 2005. Por último, se realiza la actualización de la cifra resultante de acuerdo al factor $1+0,85*IPH_{2006}$, cantidad a la que se le añade la retribución reconocida y no incluida en el año 2005, a Gas Natural S.D.G., S.A., obteniéndose una retribución reconocida por un importe total 595.250.768 €

4.3 Sobre la actualización de los costes variables (RV_{in})

Para calcular la retribución prevista de los costes variables se actualiza el término establecido para el año 2006 de 0,000267 €/kWh y se multiplica por los kWh previstos a regasificar en el año 2006 (kWh_{rin}), que según la Memoria se estima en 304.607 GWh, lo que supone un total de 81.330.053 €

En el cuadro 5 se observa la evolución del término variable de retribución a la actividad de regasificación:

Cuadro 5. Evolución del término variable de regasificación

	€/kWh	Variación año anterior %
2002	0,000243	
2003	0,000246	1,23%
2004	0,000249	1,22%
2005	0,000255	2,41%
2006	0,000267	4,71%

Fuente: Memoria Propuesta de O.M.

Por otro lado, y dada la existencia de instalaciones de almacenamiento subterráneo (Gaviota y Serrablo) en funcionamiento, sería conveniente que en las futuras de Ordenes Ministeriales por las que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista se incluyera el valor de los costes variables correspondientes a las mencionadas instalaciones de almacenamiento subterráneo.

4.4 Sobre la retribución provisional de instalaciones con fecha de puesta en servicio en el año “n”

La Propuesta de Orden, en su artículo 17, establece el reconocimiento de una retribución provisional a cuenta de la definitiva para las empresas transportistas propietarias de instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte que no se hayan incluido en el coste acreditado para el año 2006, siempre que cumplan los siguientes requisitos:

- a) Estar en posesión del acta de puesta en servicio definitiva, expedida por la Administración competente para su autorización.
- b) Haber sido incluidas expresamente por la empresa solicitante en la previsión de nuevas instalaciones a que hace referencia el artículo 30 de la presente Orden.

Hay que señalar que la cuantía de la retribución provisional se iguala a los costes de explotación y tiene una duración temporal.

Como se indica en la Memoria, se han producido numerosos retrasos en la inclusión de nuevas instalaciones en el régimen retributivo y por ello, en la Propuesta de Orden se

permite incluir una retribución provisional para las instalaciones puestas en servicio a lo largo del año “n”, que estará en vigor hasta la inclusión de la retribución definitiva.

En relación a dicho artículo hay que señalar los siguientes aspectos:

- No se ha tenido en cuenta que la Orden ITC/3655/2005 adelantó de fecha de entrada en funcionamiento de las instalaciones al 1 de noviembre del año n-1.
- No es necesario la elaboración de un informe por parte de la CNE para la aprobación de la retribución provisional.
- Para evitar posibles duplicidades, deberá indicarse que el reconocimiento del coste acreditado definitivo tendrá en cuenta, a efectos del sistema de liquidaciones, los costes acreditados provisionales efectuados.

Por tanto, en coherencia con lo anterior, se propone introducir las siguientes modificaciones a la redacción del artículo 17 de la Orden:

“Artículo 17. Retribución provisional de instalaciones con fecha de puesta en servicio en el año «n».”

Las empresas transportistas propietarias de instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, que entren en funcionamiento con posterioridad al 1 de ~~diciembre~~ noviembre del año n-1 y que no han sido por tanto incluidas en el coste acreditado del año «n», podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de una retribución provisional, que tendrá el carácter de ingreso a cuenta de su retribución definitiva, ~~correspondiente~~ cuyo valor corresponderá a los costes de explotación, calculados de acuerdo con lo establecido en el Anexo IV de la presente Orden, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

(...)

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá indicando expresamente la fecha a partir de la cual se reconoce en dicha retribución provisional.

A efectos de aplicación en el sistema de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural, del coste acreditado que finalmente se reconozca para la instalación, serán tenidos en cuenta, para minorarlos, en su caso, los importes ya percibidos por el titular en concepto de retribución provisional como ingreso a cuenta.

4.5 Sobre instalaciones adjudicadas de forma directa que se prevé incluir en el sistema en el año 2006

Para el año 2006 se ha realizado una estimación de las retribuciones correspondientes a las instalaciones susceptibles de ser incluidas durante dicho año en el Régimen Económico, englobando tanto las instalaciones puestas en servicio en 2003, 2004 y 2005, cuya retribución se encuentra aún pendiente de aprobar y publicar, como las que se prevé que sean puestas en servicio durante 2006 por un importe total de 284.439.292 €.

La retribución fija prevista para las instalaciones de almacenamiento, transporte y regasificación se eleva a 879,7 millones de €, cifra que se obtiene como suma de la retribución reconocida por importe de 595,3 Millones de €, y de la estimación de las retribuciones pendientes del año 2006 por importe de 284,4 millones de €, representando este último valor el 32,3% de la retribución total fija.

Al realizar el cálculo de las tarifas y peajes del año 2005 se reservó una partida para retribuir las instalaciones que se tenían previsto incluir a lo largo de dicho año por un importe total de 238.505.891 €. Si comparamos esta cifra con la prevista para el año 2006 el incremento es de más del 19,7%.

Ni la Memoria ni la Propuesta de Orden informan de forma detallada sobre la lista de nuevas instalaciones incluidas en esta partida, ni detallan las empresas promotoras de las mismas, por lo que no se dispone de información suficiente.

4.6 Sobre qué valores unitarios de referencia se deben aplicar a las instalaciones autorizadas de forma directa: año “n” o “n-1”

La metodología actual de retribución de las instalaciones autorizadas de forma directa supone que los costes unitarios anuales de inversión que se emplearán para establecer la retribución de una instalación no son conocidos por las empresas que operan en el sector hasta el año siguiente a la puesta en marcha de la instalación. Es decir, los valores unitarios de retribución se establecen “a posteriori”. En consecuencia, esta metodología

no parece ser la más adecuada, ya que puede generar incertidumbre e inseguridad retributiva a los titulares de instalaciones.

En particular, si las órdenes no se limitan a actualizar los valores unitarios de cálculo en función de la evolución del IPH y la tasa de inversión de la retribución del año, se puede introducir inseguridad jurídica.

Parecería más coherente, y de mayor seguridad jurídica y económica, que los valores unitarios de aplicación para una instalación puesta en servicio en un año determinado fueran los valores aprobados por la correspondiente Orden de principios de año.

En consecuencia, se propone modificar en este sentido el Anexo III de la Propuesta de Orden, de manera que el año “n” de cálculo de la retribución de las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento o transporte fuera el correspondiente a la puesta en servicio de la instalación.

Como consecuencia de lo anterior, se propone modificar la redacción del punto 1 del Anexo III de la Propuesta de Orden de la forma siguiente:

Los costes anuales de inversión de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada de forma directa para el año «n», puesta en servicio el año «n-1» “n” se calculará como:

$$\text{CIT (n)} = \text{A (n)} + \text{R (n)}$$

El coste reconocido para el año de puesta en servicio será corregido por el factor que resulte de dividir el número de días reales que la instalación ha estado en servicio en dicho año entre el total de días naturales de dicho año.

4.7 Sobre el procedimiento de retribución de las estaciones de regulación y/o medida y/o de control de caudal o de control de presión

La Orden ITC/102/2005 incluía, en su artículo 3, el procedimiento retributivo para estaciones que no disponen de contador y que actúan solamente como elementos de regulación (ER), así como para las estaciones de medida (EM) que carecen de regulador y sólo disponen del elemento de medida.

A estos efectos, la ITC/102/2005 establece como valor unitario de referencia para las estaciones de medida (EM), los valores definidos para la ERM, afectados del coeficiente 0,76. Este coeficiente se aplicará a los valores unitarios de inversión y a los de explotación.

En el caso de las estaciones de regulación o de control de caudal o de control de presión, dada la imposibilidad de sistematizar el valor unitario de referencia de este tipo de instalaciones, la ITC/102/2005 valora dichas instalaciones de acuerdo con la inversión realmente efectuada, previa presentación de auditoría.

Como novedad, en la Propuesta de Orden se limita la retribución para las anteriores instalaciones a los valores unitarios establecidos en el Anexo II de la propuesta de Orden.

4.8 Sobre los costes unitarios de referencia de los gasoductos secundarios y ERM asociadas

La Propuesta de Orden, en los Anexos II y IV, mantiene la retribución reducida para las ERM y los gasoductos de transporte secundario establecida en la Orden ITC/102/2005, aplicando unos valores corregidos por los coeficientes 0,75 y un 0,52, respectivamente, a los correspondientes a los del transporte primario.

Como novedad, en la presente Propuesta de Orden se suprime la aplicación de los citados coeficientes a aquellos gasoductos de transporte secundario y ERM asociadas cuya autorización se haya publicado en el Boletín Regional con anterioridad al 15 de enero de 2004.

4.9 Sobre la remuneración del servicio de trasvase de GNL a buques

La disposición transitoria única de la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, solicita a esta Comisión una propuesta de retribución para los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación, de puesta en frío de barcos y por el trasvase de GNL de buque a buque.

A estos efectos esta Comisión ha elaborado un informe en el que se efectúa la Propuesta de retribución de dichos servicios, en la que se recogen los criterios retributivos aplicados, lo manifestado por los agentes consultados, lo indicado en el informe de esta Comisión sobre *Propuesta de peaje para el servicio de carga de GNL a buque desde la planta de regasificación*, de fecha 1 de diciembre de 2005, y la práctica retributiva aplicada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información. En dicho informe se establecen las siguientes conclusiones:

Primero. *La retribución a los transportistas por la realización para terceros de trasvases de GNL a buques, se realizará mediante un término variable, cuyo valor para el año 2006 será de 0,000301 €/kWh de GNL trasvasado, antes de mermas. Este valor será actualizado anualmente con el procedimiento establecido para el coste variable acreditado para la regasificación.*

Segundo. *La retribución a los transportistas por la realización para terceros de puesta en frío de buques, se realizará mediante un término variable, cuyo valor será equivalente al que se establezca para la retribución por el trasvase de GNL a buques.*

Tercero. *La retribución a los transportistas por la realización para terceros de trasvases de GNL de buque a buque, se realizará mediante un término variable, cuyo valor será del 80% de la retribución reconocida para el trasvase de GNL a buques.*

Cuarto. *Las mermas de gas natural que se generen durante las operaciones de trasvase de GNL a buques, puesta en frío de buques o trasvase de GNL de buque a buque, serán por cuenta del comercializador que contrate el servicio.*

Quinto. *Los kWh de GNL trasvasados serán tenidos en cuenta, junto los kWh de GNL regasificados o cargados en cisternas, para el cálculo del factor de utilización real de la planta de regasificación.*

La aplicación de estas recomendaciones en la propuesta de Orden supone efectuar las siguientes modificaciones en los artículos 3, 15 y en el anexo I:

“Artículo 3. Retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. *El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará antes del día 1 de enero de cada año «n» la retribución reconocida a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de cada empresa o grupo de empresas «i» para el año «n» de acuerdo con lo dispuesto en la presente Orden. La retribución correspondiente*

a cada empresa o grupo de empresas «i» estará constituida por un término fijo, función del coste acreditado a las instalaciones de acuerdo con lo establecido en la presente Orden y, en su caso, por un término variable, función de los kWh regasificados en el año «n», los kWh de GNL destinados a operaciones de trasvase, carga o enfriamiento de buques en el año «n», e inyectados y/o extraídos en almacenamientos subterráneos en el año «n».

2. La retribución anual de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte reconocida a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n» será calculada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{in} = RF_{2002in} + RINF_{in} + RV_{in} + RV_{Tin}$$

(....)

RV_{Tin}: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RV_{Tin} = \left[RV_{T2006} \times \prod_{j=2007}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times (kWh_{TPBin} + 0,8 \times kWh_{TBBin})$$

Siendo:

RV_{T2006}: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque para el año 2006.

- kWh_{TPBin}: kWh de GNL trasvasados de planta a buque o utilizados en puestas en frío de buques por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».

- kWh_{TBBin}: kWh de GNL trasvasados de buque a buque por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

(....)”

Los cambios que se proponen para el artículo 15 son:

“Artículo 15. Retribución al servicio de trasvase de GNL a buques.

Los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, recibirán ~~una retribución equivalente a la que se encuentre en vigor como retribución variable de regasificación~~ la retribución variable que figura en el punto 3 del anexo I. La retribución del trasvase de GNL de buque a buque será del 80% de dicho valor.

En el anexo I se propone incluir un tercer punto con la siguiente redacción:

3. Coste variable acreditado para el año 2006 para los servicios de trasvase de GNL a buques (RV_{T2006})= 0,000301 €/kWh trasvasado.

4.10 Sobre la retribución de las instalaciones que hayan finalizado su vida útil

La Propuesta de Orden mantiene lo previsto por el artículo 6 de la Orden ECO/31/2004, sobre la retribución de las instalaciones que hayan finalizado su vida útil.

Esta Comisión reitera los comentarios efectuados sobre este tema en informes anteriores, recomendando la revisión del porcentaje previsto a aplicar (50%) sobre los costes de retribución de la inversión, por parecer excesivo, para retribuir a las instalaciones que hayan finalizado su vida útil pero que continúen operativas. A este respecto, es preciso recordar que ya existe una rentabilidad sobre la inversión ligada a las actividades reguladas, que por su propio carácter son actividades de bajo riesgo. En general, se asume el principio, de que a un “menor riesgo” en el desarrollo de una actividad le corresponde una “menor rentabilidad” a sus activos, aun cuando ésta haya de ser suficiente para un desarrollo equilibrado de la actividad.

5 CONSIDERACIONES SOBRE EL NIVEL MÍNIMO DE LLENADO

La disposición transitoria segunda constituye una destacable novedad dentro de la presente Propuesta de Orden. Con ella se eliminaría la obligación que, hasta la fecha, recaía en los comercializadores, de aportar gas para el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques de GNL en plantas de regasificación, establecida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en los apartados:

- 2.4.1 Nivel mínimo de llenado de los gasoductos.
- 2.6.1. Nivel mínimo operativo. Talones

“2.4.1 Nivel mínimo de llenado de los gasoductos

Todos los sujetos que incorporen gas al sistema aportarán una cantidad de gas de su propiedad con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista (los transportistas harán frente a esta obligación en lo referente a sus ventas de gas a los Distribuidores conectados a sus redes para atender suministros a tarifa). Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización. Como valor inicial se tomará una vez el caudal máximo diario contratado o reservado por el usuario. Este valor deberá ser revisado y aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de las redes de transporte, sin que los usuarios puedan hacer uso de ella.

De los dos días de almacenamiento incluidos en el peaje de transporte y distribución, se entenderá que uno corresponde al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de gasoductos, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.”

(...)

2.6.1 Nivel mínimo operativo. Talones

Todos los usuarios que accedan a una planta de regasificación de GNL, aportarán una cantidad de GNL de su propiedad con el objeto de contribuir al nivel mínimo operativo (talones) de los tanques de GNL de la planta de regasificación. Como valor inicial de esta cantidad se tomará el 9 % de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, que se repartirá entre los usuarios de la planta en función de su capacidad de regasificación contratada, con revisiones mensuales. Este valor deberá ser aprobado anualmente.

La aportación de gas se llevará a cabo en el transcurso de los 15 días posteriores a la fecha de la primera entrega relacionada con la contratación de capacidad, según el procedimiento acordado en el manual de operación.

La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de plantas, sin que los sujetos puedan hacer uso de ella.

Como regla general, en caso de finalización del contrato, el volumen de gas propiedad de los sujetos puesto a disposición del transportista y retenido por éste, con objeto de contribuir al nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de GNL de la planta de regasificación, se reintegrará a sus titulares antes de la extinción del período contractual, y si ello es posible, en otro plazo y forma que las partes acuerden.

Asimismo, y en todo caso, los sujetos podrán ceder sus derechos sobre el gas retenido por este concepto a cualquier otro sujeto autorizado y con contrato en vigor, exonerando al transportista de la obligación de devolución del mismo.”

El Real Decreto 949/2001, en su artículo 29, modificado por el Real Decreto 1716/2004 en su disposición final primera, establecía para el peaje de regasificación, 5 días de

almacenamiento operativo de GNL respecto de la capacidad diaria contratada, incluido en el valor de peaje. Además, para el peaje de transporte y distribución establecía 2 días de almacenamiento operativo de gas natural en tubo equivalente a dos días de la capacidad diaria contratada.

Según la Propuesta de Orden, se imputa a ENAGAS la obligación de adquirir el gas necesario entre el 1 de junio y el 30 de septiembre. Esta obligación conforme a lo indicado en la Memoria económica, debe hacerse extensiva a todos los transportistas. No parece tampoco adecuado limitar las posibilidades de adquisición a los transportistas, tomando como único agente proveedor a ENAGAS. Por ello, se considera conveniente modificar el texto que figura en Propuesta de Orden, para contemplar esta posibilidad.

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA SEGUNDA. Compra del gas natural con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de la red de transporte.

Durante el año 2006, ~~Enagás~~ las empresas transportistas adquirirán el gas natural necesario correspondiente al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación.

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar una resolución reconociendo el coste acreditado por la retribución financiera correspondiente a la inversión realizada (que en ningún caso podrá ser superior al precio del Coste de la Materia Prima en vigor en el momento de realizar la compra) valorada al tipo referencia de “Obligaciones del Estado más 3%”

~~Enagás~~ Las empresas transportistas adquirirán dicho gas durante el período comprendido entre el 1 de junio al 30 de septiembre de 2006, ~~al precio del Coste de la Materia Prima en vigor en el momento de realizar la compra.~~”

Se considera relevante destacar la necesidad de modificación que necesitarán los apartados 2.4.1 y 2.6.1 de las NGTS, para hacerlos coherentes con la nueva situación que se generará al respecto del nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de los gasoductos de transporte.

6 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La retribución global de la distribución del 2006, incluida la retribución específica, asciende a 1.281.949.164 €⁴, a la que se ha de adicionar una previsión de 57.704.775 € para las instalaciones singulares de distribución. El nuevo valor de la retribución supone un crecimiento del 8,8 % sobre la retribución presupuestada para el año 2005.

La retribución de la distribución se obtiene al actualizar la retribución del año 2005 por los siguientes términos: los coeficientes IPH y de eficiencia, la variación en la captación de clientes en redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar ($\Delta A_{cl<4}$), la variación de la demanda en redes con presión a menos de 4 bar ($\Delta A_{D<4}$) y la variación de la demanda en redes con presión entre 4 bar y 60 bar ($\Delta A_{D>4}$); todo ello, de acuerdo con la fórmula que se indica a continuación, donde $\Delta F_{cl<4} = 0,426$; $\Delta F_{D<4} = 0,142$ y $\Delta F_{D>4} = 0,142$, mantienen los valores aplicados en el año 2005.

$$RD_n = RD_{n-1} \times (1 + IPH_n \cdot 0,85) \times (1 + \Delta A_{cl<4} \cdot \Delta F_{cl<4} + \Delta A_{D<4} \cdot \Delta F_{D<4} + \Delta A_{D>4} \cdot \Delta F_{D>4})$$

El sistema de retribución que propone la Orden mantiene en líneas generales el sistema establecido en las Órdenes ECO/31/2004 e ITC/102/2005, excepto en los siguientes aspectos:

- Se introduce la posibilidad de reducir la retribución de las empresas distribuidoras por los clientes con un consumo anual superior a 5.000.000 kWh que no dispongan de sistemas de telemedida.

⁴ Se ha observado un error en el cálculo de este valor, que figura en el anexo V de la Propuesta de Orden, al haber incluido sumado dos veces el valor 2.213.331 € correspondiente a los desvíos. Por lo que la Retribución Total Reconocida 2006 debería ser 1.279.735.833 €, con los correspondientes efectos en los costes acreditados para cada distribuidora.

- Se introduce la posibilidad de reducir la retribución de las empresas distribuidoras por los consumos industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa del grupo 2.
- Se modifica la retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.
- Se incorpora un listado de municipios con retribución específica acreditada.

A continuación, se analizan tanto las innovaciones introducidas por la propuesta de Orden Ministerial como aquellos puntos relevantes que permanecen inalterados.

6.1 Sobre el modelo de retribución de la actividad de distribución

El modelo de retribución de la propuesta de Orden mantiene el modelo establecido en la Orden ECO/31/2004. Por este motivo, y tal y como esta Comisión planteó en sus *Informes 2/2002, 2/2003, 2/2004 y 2/2005 sobre la retribución de las actividades reguladas*, el modelo propuesto sigue adoleciendo, entre otros, de los siguientes inconvenientes, por resolver:

1. El sistema no establece un incentivo directo y específico para retribuir las inversiones en mejoras de la seguridad y de la calidad del suministro de gas, por lo que a largo plazo la seguridad y calidad del suministro podrían verse comprometidas.
2. El sistema no retribuye a las distribuidoras por el gas vehiculado para otro distribuidor por lo que se dificulta, en la práctica, la interconexión de redes de distintos distribuidores.

6.2 Sobre las mermas de la actividad de distribución

En el apartado d, del artículo 13, del Real Decreto 949/2001 se determina que “*se establecerán los procedimientos a seguir para determinar las cantidades a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación*”.

Por otro lado, el apartado 4º del artículo 25 de este mismo Real Decreto establece que “*los peajes y cánones no incluirán las mermas y los autoconsumos correspondientes, los*

cuales serán compensados por los usuarios del sistema en unidades físicas, de acuerdo con las cantidades que se establezcan en las Normas de Gestión Técnica del Sistema”.

En el punto 5 del apartado 2 de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, *por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista*, se establece una metodología para el establecimiento de las mermas que será de aplicación para la retribución del 2007, según la cual *“el Gestor Técnico del Sistema (...) enviará (...) la propuesta sobre la cantidad a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación, así como el reparto de los volúmenes de mermas que se asignan a cada uno de los distribuidores, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año”.*

En la Propuesta de Orden modifica los porcentajes de mermas de distribución establecidos en el artículo 2, de la Orden ITC/102/2005, relativos a las mermas en distribuciones alimentadas desde planta satélites y en redes de presión superior a 16 bar, esta Comisión entiende que dichas disposiciones se deberían de mantener ya que no se ha indicado motivo para su cambio. Por ello, en el artículo 27 de la Propuesta de Orden deberían tenerse en cuenta las siguientes disposiciones, que fueron introducidas en el artículo 2, de la Orden ITC/102/2005:

“En el caso de las distribuciones suministradas a partir de plantas satélites de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano, el coeficiente de mermas de distribución a presión ≤ 4 bar, CR_{<4}, se mantendrá en el 2%.

No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.”

Estos aspectos deben ser tenidos en cuenta en la fórmula de cálculo del RMD, incluido en la retribución de la actividad de suministro a tarifa.

6.3 Sobre la actualización para el año 2006 de la retribución de la actividad de distribución

La Orden ECO/31/2004, en el apartado 4º del artículo 20 establece la corrección de desviaciones en las previsiones de demanda que se han empleado para el cálculo de las actualizaciones de la retribución a la actividad de distribución, estableciendo lo siguiente:

“Para el cálculo de la retribución correspondiente al año «n», el valor de la retribución del año «n-1» (RD_{n-1}), se recalculará sustituyendo las previsiones de demanda por los valores reales utilizados para el cálculo de la actualización del año «n».

Las posibles desviaciones que se pongan de manifiesto al efectuar el recálculo anterior se tendrán en cuenta a nivel empresa en las liquidaciones correspondientes al año «n».”

Como se indica en la Memoria, para calcular la retribución correspondiente al año 2005 se procedió a actualizar los datos de consumidores y ventas correspondientes al año 2004, con los nuevos valores de mercado que se disponía en aquel momento. Sin embargo, dichos valores, aunque sin duda eran más precisos que los originalmente empleados, no eran tampoco definitivos. Por ello, en la actualización de la retribución correspondiente al año 2006 se incluye una nueva revisión de la cifra de ventas y consumidores del año 2004, junto a la revisión de las cifras provisionales del año 2005.

Las cifras de ventas y consumidores consideradas para la nueva revisión del año 2004 proceden del sistema de liquidaciones y se corresponden con los últimos datos facturados comunicados por las distribuidoras al sistema de liquidaciones (SIFCO) correspondientes a consumos del año 2004 a la fecha de elaboración de esta Memoria.

La CNE considera adecuado la actualización definitiva que se realiza para el año 2004 ya que se utilizan los datos reales declarados por las propias empresas al SIFCO.

Por otro lado, el IPH 2004 y el factor de eficiencia (f) aplicado para la actividad de distribución se mantienen, al no contemplarse la posibilidad de utilizar los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI, generándose un tratamiento diferenciado entre las actividades

de transporte y de distribución. En consecuencia, y con objeto de hacer coherente la retribución del transporte y la distribución se propone aplicar la misma metodología en ambos, en cuanto a la actualización de los índices de precios.

Además, según se explica en la Memoria los datos de consumidores que se emplean son datos medios anuales, calculados como la semisuma de los datos de cierre anual.

En el cuadro 8 siguiente se muestran, para el año 2004, las cifras originarias, las empleadas en la actualización del año 2005 y las que se consideran como definitivas.

	Valores para el año 2004		
	Clientes medios <= 4 bar	Ventas <= 4 bar	Ventas > 4 bar
Cifra empleada para la retribución del año 2004	5.521.441	64.081.985	137.435.968
Cifra actualizada empleada para el cálculo la retribución del año 2005	5.503.039	62.363.294	140.956.829
Cifra definitiva empleada para la retribución del año 2006	5.433.300	61.839.567	138.394.028

Se puede observar que la cifra definitiva de clientes medios suministrados a presiones ≤ 4 bar del año 2004 ha descendido hasta 5.433.300 desde los primeros valores empleados (5.521.441). Igualmente se han producido desviaciones pronunciadas en las cifras relativas a ventas, tanto a presiones iguales o inferiores a 4 bar como a presiones superiores.

La secuencia seguida para la actualización de la retribución correspondiente al año 2004 ha sido la siguiente:

- Primeramente, se actualiza al año 2004 la retribución global reconocida para el año 2003 para la actividad de distribución, aplicando para ello el IPH y el factor de eficiencia (f), obteniéndose el valor de 1.031.681.458 €
- Seguidamente, se calcula la retribución marginal para el conjunto de la actividad por cada nuevo cliente, por cada nuevo kWh en redes de presión inferior o igual a 4 bar, y por cada nuevo kWh en redes de presión superior a 4 bar o inferior a 60 bar.
- Las retribuciones unitarias calculadas se aplican a los incrementos de clientes y ventas reales para el año 2004 para cada empresa distribuidora, y se suma a su retribución del año 2003 actualizada por el $IPH \cdot 0,85$. La diversidad en captación

de ventas y de clientes de cada empresa da lugar a una significativa dispersión en las tasas de crecimiento de la retribución respecto el año pasado entre las distintas compañías.

De este modo se obtiene como retribución corregida para el 2004 el valor de 1.080.562.911 €, frente a los 1.091.581.489 € iniciales, lo que supone una reducción de la retribución acreditada para el año de 2004 en 11.018.578 €.

A continuación, partiendo de la cifra corregida del año 2004, se lleva a cabo la actualización de la retribución del año 2005 con los nuevos valores de consumidores y ventas estimados a octubre del año 2005, utilizando los mismos criterios del año 2004, obteniéndose como retribución corregida el valor de 1.191.423.463 €, lo que supone que se aumenta la retribución acreditada para 2005 en 13.231.909 €.

El efecto neto de las actualizaciones correspondientes a los años 2004 y 2005 es un incremento en la retribución para el año 2006 por valor de 2.213.330 €.

Finalmente, se realiza la actualización de la retribución de distribución para el año 2006 con los mismos criterios que se emplearon para los años 2004 y 2005 y se obtiene una retribución de 1.269.227.278 € para dicho año 2006.

La retribución global de la distribución de 2006 asciende a 1.281.949.164 € lo que supone un incremento del 8,8% sobre la retribución acreditada para el año 2005.

En el cuadro 9 siguiente se muestra el desvío resultado de las revisiones de las retribuciones correspondientes a los años 2004 y 2005, la actualización de la retribución para el año 2006 y la retribución específica reconocida para este año y se compara con la que aparece en el Anexo V de la Propuesta de Orden de retribución.

(en €)	Retribución total calculada	Retribución total Anexo V	Diferencia
Corrección retribución año 2004	-11.018.578	-11.018.578	0
+Corrección retribución año 2005	13.231.909	13.231.909	0
= Desvíos 2004 y 2005	2.213.331	2.213.331	0
+ Actualización retribución año 2006	1.269.227.278	1.271.440.608	2.213.330
+ Retribución específica	8.295.225	8.295.225	0
= Total retribución 2006	1.279.735.834	1.281.949.164	2.213.330

Como refleja este cuadro, en el Anexo V de la Propuesta de Orden se ha detectado un error en el importe total por valor de 2.213.330 €, debido a que se ha sumado, de nuevo, a la actualización del 2006 el importe de los desvíos de años anteriores, que ya había sido incluido anteriormente en su cálculo.

En consecuencia, esta Comisión considera que se deberían reducir los valores propuestos de retribución en dicho Anexo V para las empresas distribuidoras, resultando una reducción del importe total para el conjunto de empresas de 2.213.330 €.

6.4 Sobre la segmentación de los costes de retribución por nivel de presión

La retribución de la actividad de distribución se indica mediante un importe global, sin especificar qué parte puede ser imputable a las redes de presión inferior o igual a 4 bar y, qué parte a redes de presión superior a 4 bar, si bien la repercusión de esta actividad en las tarifas y los peajes varía significativamente en función del nivel de presión.

Los peajes por el término de conducción y las tarifas integrales recogen estas diferencias en la imputación de los costes de distribución, resultando que son inferiores en las tarifas o peajes del grupo 1, frente a las del grupo 2, y éstas, a su vez, frente a las del grupo 3. No obstante, no es posible conocer la adecuación de estos precios si no existe una segregación de la retribución de la distribución por niveles de presión. Todo ello, puede dar lugar a que se originen subvenciones cruzadas entre los distintos tipos de consumidores.

En consecuencia, esta Comisión recomienda que en el futuro, en la actualización de la retribución de la distribución, se distinga entre la parte de la retribución destinada a la

distribución en redes de presión de suministro inferior o igual a 4 bar, y la parte destinada a la retribución en redes en presión de suministro en presión superior a 4 bar, con el fin de dotar de una mayor transparencia a la imputación de los costes de distribución en las tarifas y peajes por grupos de consumidores según su nivel de presión de conexión, permitiendo de esta forma construir las tarifas y peajes por agregación de sus costes.

6.5 Sobre la retribución específica y los municipios con retribución específica acreditada

En la Propuesta de Orden se mantiene el modelo de retribución para la retribución específica de distribución establecido en la Orden ITC/102/2005 excepto en los siguientes aspectos:

- Se añade un nuevo artículo 25 de la Propuesta de Orden en que se establece la retribución específica para aquellos municipios con derecho a recibir dicha retribución para las instalaciones de conexión, iniciados en el año 2004 por importe de 8.295.225 €.
- La retribución específica se integrará en la retribución una vez que esta acredite el cumplimiento de los requisitos que se establezcan en la citada Resolución, incluyendo la correspondiente acta de puesta en marcha de las instalaciones.
- Se modifica el límite máximo de la retribución específica anual (RDn) para el conjunto del sector que se establece en 23.000.000 €.

Respecto al tercer punto, en la Orden ITC/102/2005 el límite máximo de la retribución específica venía fijado por la retribución total de distribución multiplicado por un coeficiente, resultando un límite máximo para el año 2005 de 23.563.831 €. El valor que hubiera resultado de aplicar la misma fórmula a la retribución total de 2006 hubiera sido de 25.638.983 €.

Con la nueva redacción, $RDn = 23.000.000 \text{ €} - RTS$, el límite máximo de retribución específica queda fijado en 23.000.000 €, reduciéndose respecto al cálculo anterior. Además, el término de deducción (RTS) aumenta al incluir también la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-3 que no se

hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años n-1 y n-2.

Conforme a lo indicado en la Memoria, la cantidad total presupuestada para cubrir las retribuciones específicas de distribución correspondientes a los años 2004, 2005 y 2006 se eleva a 66.000.000 €. La retribución reconocida en el Anexo V de la Propuesta de Orden para el 2006 es de 8.295.225 €, por ello se encuentra pendiente de reconocer 57.704.775 €

Para evitar esta demora se indica en el nuevo artículo 25 de la Propuesta que *“en el caso de aquellas instalaciones de conexión que tengan asignada retribución específica por la Resolución de 1 de febrero de 2005⁵ y cuya puesta en servicio se lleve a cabo durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las correspondientes Resoluciones de inclusión en el sistema de liquidaciones del año en curso, una vez se acrediten los requisitos establecidos.”*

Además, en la Memoria se indica que se incluye en artículo 25 un último párrafo que por error no se encuentra incluido en la Propuesta de Orden según el cual durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará resoluciones correspondientes para su inclusión en el sistema de liquidaciones del año en curso de retribuciones específicas, por lo que se propone su inclusión como último apartado:

“Durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones correspondientes, reconociendo la retribución asociada a las instalaciones que se pongan en servicio y que cumplan los requisitos del artículo anterior, para su inclusión en el sistema de liquidaciones.”

⁵ Resolución del 1 de febrero del 2005, por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en el año 2004

6.6 Sobre la retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares

En el artículo 29 de la Propuesta de Orden se modifica el artículo 6 de la Orden ITC/104/2005, en el que se fija el extracoste unitario de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 949/2001 que para el año 2006 se establece 0.019097 € y el procedimiento de cálculo.

El nuevo procedimiento de cálculo se recoge a continuación:

“Anualmente la empresa presentará una Memoria auditada con los costes reales de compra de materia prima en que se ha incurrido durante el ejercicio y se analizará la diferencia entre el precio mensual de adquisición del propano declarado por el beneficiario y el valor del coste de la materia prima empleado para la elaboración del precio máximo mensual del GLP canalizado.

Para realizarlo se comparará la media de los meses disponibles del año con el valor medio de los últimos treinta y seis meses, pudiéndose reconocer un coste diferencial unitario definitivo inferior en el caso de que se observe una divergencia superior al 10%.”

Este mecanismo de cálculo presenta una mayor precisión en la fijación del coste diferencial unitario con respecto al descrito en la Orden ITC/102/2005, dado que permite la disminución de dicho coste diferencial unitario si se observan divergencias grandes entre los valores auditados del coste de la materia prima frente a los precios oficiales de las tarifas del GLP. Además, para evitar grandes fluctuaciones puntuales de precios se indica que se tendrán en cuenta los precios medios.

Como se indica en la Memoria, a partir del año 2004 se ha introducido en el mecanismo de actualización de la retribución de distribución un procedimiento de ajuste en función de las desviaciones en las previsiones de ventas. Además, conociendo las cifras de ventas cerradas para el año 2004 se corrige de nuevo dicha cifra e igualmente se corrige la cifra reconocida para el año 2005, en función de las previsiones de ventas del año 2005, al igual que se realiza con el resto de las distribuidoras.

La compensación que recibe la empresa por el concepto anterior es el resultado de multiplicar el extracoste unitario (€/MWh) por las ventas previstas, actualizándose el extracoste unitario reconocido que pasa de 19,0478 a 19,9070 €/MWh.

La CNE considera que no se aporta en la Memoria suficiente información para poder realizar una valoración sobre las novedades propuestas.

6.7 Sobre la reducción de la retribución fija acreditada al distribuidor por tener clientes sin teled medida instalada

Las Órdenes de peajes y tarifas del año 2005 (Órdenes ITC/104/2005 e ITC/103/2005) redujeron el umbral a partir del cual era obligatorio el uso de la teled medida a consumidores de mas de 5.000.000 kWh/año.

Como se indica en la Memoria, con el fin de que las empresas distribuidoras fomenten la instalación de los equipos de teled medida entre sus clientes, se introduce una nueva disposición por la que los distribuidores que a fecha 1 de marzo de 2006 sigan teniendo clientes sin sistemas de teled medida en funcionamiento, verán reducida su retribución acreditada proporcionalmente al consumo de sus consumidores no teled medidos.

Para ello se propone calcular, en cada liquidación mensual, la reducción de la retribución acreditada en función del consumo en el período de liquidación de la demanda de los consumidores sin sistemas de teled medida en dicho periodo, la demanda total prevista para 2006 y el año de liquidación, aumentando la cantidad a detraer en la medida que la incidencia se alargue en el tiempo, según la siguiente fórmula:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^* = Consumo en el período "t" de los clientes con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año del distribuidor "i" que no están siendo teled medidos

R_i = Retribución anual del distribuidor "i" establecida en el Anexo V de la presente Orden.

D_i = Demanda total prevista para el año 2005 del distribuidor "i" (mercado regulado y liberalizado), considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar. Se tomará la cifra publicada en la Memoria que acompaña a la presente Orden.

j = año en curso

Este importe será calculado mensualmente por la Comisión Nacional de Energía y las cantidades detraídas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.

Este procedimiento establece un coste para los distribuidores y transportistas en aplicación de sus responsabilidades en relación con la medición, según se establece en el artículo 83, de la Ley 34/1998.

Esta medida establece señales económicas que incentivarán mas eficazmente que las disposiciones actuales la instalación y promoción de la telemedida, con la finalidad última de contribuir a facilitar la gestión del sistema gasista y a la realización más precisa de los balances diarios de gas.

Sin embargo, es preciso resaltar los siguientes aspectos:

- Esta metodología debería aplicarse también para los transportistas, ya que tienen también consumidores conectados directamente a sus instalaciones con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año y a los cuales facturan los correspondientes peajes.
- En aras de una mayor transparencia y dado el carácter económico de la disposición, se debería incluir un Anexo VI a esta Orden, donde figurara la demanda que ha de servir de base para la aplicación de la fórmula.
- Debería eliminarse el umbral de la presión inferior a 60 bar, ya que existen consumidores obligados a tener telemedida suministrados a presión superior.
- Debe hablarse de consumidores y no de clientes ya que en el caso del mercado liberalizado el cliente es el comercializador y no el consumidor conectado a sus redes.
- Para evitar una posible falta de información en el sistema de liquidaciones de la CNE, se propone que el GTS recabe mensualmente y envíe a la CNE la información sobre el volumen de gas suministrado sin telemedida, detallada por distribuidor o transportista.

Por tanto, en coherencia con lo anterior se propone introducir las siguientes modificaciones en el redactado de la Disposición Transitoria Tercera propuesta:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA TERCERA. Telemedida

“La empresa distribuidora o transportista “i” que el 1 de marzo de 2006 tenga clientes consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año sin equipos de teled medida en funcionamiento, verán reducida su retribución fija acreditada para el período de liquidación “t” (RF_{it}, definida en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación), en la siguiente cantidad:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^{*} = Consumo en el período “t” de los clientes consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año del distribuidor o transportista “i” que no estén siendo teled medidos. El Gestor Técnico del Sistema enviará mensualmente a la CNE por cada distribuidor o transportista, mediante el SIFCO, el volumen de gas natural suministrado y no teled medido para los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año.

R_i = Retribución anual del distribuidor o transportista “i” establecida en el los Anexos I y V de la presente Orden.

D_i = Demanda total prevista para el año 2006 del distribuidor o transportista “i” (mercado regulado y liberalizado), considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar. Se tomará la cifra publicada en la Memoria que acompaña a el Anexo VI de la presente Orden.

j = año en curso

Este importe será calculado mensualmente por la Comisión Nacional de Energía y las cantidades deudas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.”

6.8 Sobre los consumidores del Grupo 2 suministrados a una presión inferior a 4 bar

En febrero de 2002, cuando entró en vigor el nuevo sistema de tarifas y peajes, se permitió que determinados consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, estuviesen conectados a redes de presión inferiores a 4 bar, con un consumo anual igual o superior a 200.000 kWh/año se les aplicasen las tarifas o peajes del grupo 2, cuyo precio es inferior a la tarifa del grupo 3.

Con ello se pretendía evitar que dichos consumidores experimentaran incrementos de costes cercanos al 40%, pero durante los años transcurridos se ha detectado que las empresas distribuidoras no tenían incentivo alguno para conectar a dichos consumidores a redes de presión de suministro de más de 4 bar.

Por ello, en las Ordenes ITC/104 y 103/2005, de 28 de enero, por la que se establecían las tarifas y peajes para el año 2005, establecieron que a partir del año 2006, a los

consumidores que se encontrasen en esta situación, y que no dispusieran de conexión a presiones superiores, se les aplicaría una tarifa o un peaje que progresivamente (hasta el año 2010) convergiera a las tarifas o peajes del grupo 3.

Estos consumidores generan unos ingresos inferiores de los que les corresponderían de aplicar las tarifas y peajes a su presión de suministro, pero además, las compañías distribuidoras ven actualizada la retribución derivada de estos suministros como si estos consumidores estuvieran conectados a redes de presión menor a 4 bar.

Por ello, según se indica en la Memoria, con objeto de reequilibrar la situación anómala de estos clientes se ha adoptado una doble medida: incrementar progresivamente la tarifa y el peaje aplicado a los consumidores, e incentivar a las empresas distribuidoras a conectar a estos consumidores a redes de presión mayor a 4 bar.

Por lo tanto, aparte de la aplicación de una tarifa/peaje superior a estos clientes, se va a disminuir la retribución que por estos suministros reciben las compañías distribuidoras.

La CNE considera que esta medida persigue un objetivo adecuado como es el de poner fin a una situación singular.

Esta minoración se va a realizar mensualmente en el procedimiento de liquidaciones, restando de la retribución acreditada mensual una cantidad que sea igual a las ventas realizadas por dichos clientes, multiplicada por la retribución media por kWh de la distribuidora, afectada del factor $1/(2010-y+1)$, siendo “y” el año actual, es decir, que para el año 2006 la reducción aplicada tiene un factor de reducción de 1/5 y en el año 2010 el factor llegaría a ser 1.

Esta reducción de la retribución se materializa en la Propuesta de Orden de Retribuciones del año 2006 a través del siguiente artículo:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA CUARTA. Retribución por los consumos industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2

A efectos de realizar las liquidaciones mensuales, la Comisión Nacional de Energía reducirá la retribución fija acreditada para el período “t” (RFit , definida en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que

se regulan los procedimientos de liquidación), de las empresas distribuidoras con clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2, en la siguiente cantidad:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

*Dit** = Cantidad de gas natural (consumido en el período de liquidación “i” por parte de los clientes industriales del distribuidor “i” suministrados a presiones menores o iguales a 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2.

Ri = Retribución anual del distribuidor “i” establecida en el Anexo V de la presente Orden

Di = Demanda total del distribuidor “i” (mercado regulado y liberalizado), estimada para el año 2005, considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar. Se tomará la cifra publicada en la Memoria que acompaña a la presente Orden.

j = año en curso

Las cantidades detraídas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.”

Por último, y en la línea de lo comentado sobre la Disposición Transitoria Tercera (“Telemedida”), se propone que los datos *Di* de demanda total prevista para el año 2006 empleados en el cálculo de esta detracción de la retribución sean publicados como Anexo VI en la propia Orden, quedando redactado el párrafo descriptivo del elemento *Di* de la siguiente manera:

“Di = Demanda total del distribuidor “i” (mercado regulado y liberalizado), estimada para el año 2005, considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar. Se tomará la cifra publicada en la Memoria que acompaña a el Anexo VI de la presente Orden. “

El representante de los distribuidores en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, tenido al efecto el pasado día 19 de diciembre de 2005, hacer notar, que la medida propuesta es de carácter general, por lo que podrían darse situaciones particulares en las que la construcción de redes a presión superior a 4 bar para suministrar a estos consumidores podría dar lugar a duplicaciones de redes que contribuiría a aumentar la ineficiencia de las mismas, proponiendo que, dado que esta situación afecta a un número limitado de consumidores, los distribuidores presenten estudios donde se justifique la no construcción de líneas a presión superior a 4 bar a dichos consumidores, por lo que se podría eximir al distribuidor de las penalizaciones que correspondan por incumplimiento de la condición impuesta.

7 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE LA COMPRA-VENTA DE GAS PARA EL MERCADO A TARIFA

Al igual que en la Orden ITC/102/2005, en la Propuesta de Orden se mantiene íntegramente el método de cálculo para la retribución de la actividad de gestión de compraventa de gas destinada al mercado a tarifa establecido en la Orden ECO/31/2004.

Con respecto a los coeficientes establecidos en la Propuesta de Orden para el cálculo de la retribución correspondiente a esta actividad para el año 2006, hay que destacar que varios de ellos son objeto de sensibles modificaciones:

- Los coeficientes para la determinación de las mermas de transporte (C_t) y regasificación (C_r) pasan de unos valores de 0,43% y 0,5%, en 2005, a 0,215% y 0,25%, respectivamente, para 2006 (se ven reducidos a la mitad).
- El coeficiente C_i correspondiente al coste total específico de la actividad de gestión de la compraventa pasa de tener un valor de 0,005 en 2005 a 0,0005 para 2006 (diez veces menor).
- El coeficiente C_x , coste específico de financiación de existencias del gas destinado al mercado a tarifa, se reduce a la mitad, de 0,218 en 2005 a 0,109 para 2006.
- Por último, el coste del dinero i , función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos, se actualiza al valor de 2,66%.

En relación con las sensibles reducciones de los coeficientes C_i y C_x , la Memoria de las órdenes no ofrece información detallada suficiente que la justifique, por lo que esta Comisión carece de elementos de juicio para valorar su idoneidad.

Con respecto a la reducción de los coeficientes de mermas de transporte (C_t) y regasificación (C_r), véase el apartado siguiente.

Teniendo en cuenta estos nuevos valores, los que se mantienen con respecto a 2005 para el resto de parámetros, y la previsión del Cmp de enero de 2006 (0,020112 €/kWh, según la Memoria), para el año 2006 se prevé que la retribución para la actividad de

compra-venta de gas para el mercado a tarifa alcance un importe de 8.144.635 €, frente al valor de 11.476.019 € que se previó como retribución para esta actividad en 2005, y al de 17.202.900 € que se calculó dentro de la previsión de cierre del año 2005 que la CNE comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas en diciembre de 2005.

La reducción del valor previsto para 2006 con respecto a la previsión que se realizó para 2005 (-29,03%) se debe fundamentalmente a la notable disminución de los costes específicos de la actividad de gestión de la compraventa (C_i) y de financiación de existencias del gas destinado al mercado a tarifa (C_x), y de las mermas de transporte (C_t) y regasificación (C_r), citadas anteriormente, aunque se ve mitigada parcialmente por el fuerte aumento del coste previsto de la materia prima, que pasa de 0,012657 a 0,020112 €/kWh, la confluencia del aumento del mercado regulado previsto, de 53.748 a 58.632 GWh, y el ligero incremento del tipo de interés (del 2,60% al 2,66%).

7.1 Sobre el tratamiento de las mermas de transporte para el gas destinado al mercado a tarifa

La retribución a los transportistas por las mermas de transporte para el mercado a tarifa está incluidas en la retribución de la actividad de compra-venta de gas para el mercado a tarifa. Reciben retribución por mermas de transporte aquellos transportistas propietarios de gas con destino el mercado a tarifa, con independencia de las mermas que se retengan o asignen al transportista según lo detallado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

A los anteriores efectos, en las Normas de Gestión Técnica de Sistema, en su apartado 2.4.3 (Mermas y autoconsumos), se prevé el reparto de las mermas de transporte entre aquellos transportistas que posean ERM, estaciones de compresión y otros parámetros.

“2.4.3 Mermas y autoconsumos.

(...)

Inicialmente, el porcentaje actualmente establecido como mermas de transporte, se repartirá en función del número de estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida con calentamiento, y en general todos los transportistas propietarios de gasoductos de transporte, con los siguientes porcentajes:

EE.CC.: 80 %.

ERM.: 10 %.

Resto de parámetros (gas vehiculado, volumen geométrico de gasoductos, unidades de medida y otros): 10 %.”

La Propuesta de Orden, en su artículo 19, introduce modificaciones en los porcentajes de mermas reconocidos sobre los valores establecidos en la Orden ITC/102/2005.

En concreto, se reduce el porcentaje de mermas de regasificación desde un porcentaje de 0,5% (ITC/102/2005), a 0,25% como valor para 2006. A su vez, para transporte, se reduce el porcentaje desde 0,43% (ITC/102/2005), a 0,215% para 2006.

En el “Acuerdo por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad”, aprobado por el Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005, establece, en el acuerdo trigésimo, el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que realice un estudio sobre las mermas y autoconsumos en las instalaciones de transporte y distribución de gas natural. Como consecuencia de este mandato, la CNE se encuentra finalizando dicho estudio. Como resultados parciales del mismo se ofrecen coeficientes de autoconsumos, venteos y pérdidas no evitables estimados al respecto de las actividades de regasificación y transporte, que parecen adecuados para las características actuales de uso de las infraestructuras y la normativa vigente.

Cuadro 10. Estimación de coeficientes de pérdidas no evitables de gas, venteos y autoconsumos

%	Pérdidas no evitables	Venteos	Autoconsumos	Total
Regasificación	0,10	0,18	0,17	0,45
Transporte	0,04		0,31	0,35

Fuente: CNE

Los porcentajes del cuadro previo se expresan respecto de las descargas de GNL para plantas de regasificación y respecto de las entradas al sistema de transporte y distribución desde conexiones internacionales, plantas de regasificación y yacimientos.

El informe no está concluido, pero los porcentajes presentados son representativos de los coeficientes que finalmente se propondrán.

Los venteos en plantas de regasificación son emisiones voluntarias de gas a la atmósfera que pueden ser aprovechadas para otros usos dentro la planta de regasificación, como por ejemplo la cogeneración. La remuneración del gas venteado desincentivaría posibles medidas de aprovechamiento de dicho gas por parte del titular de la instalación.

Los autoconsumos en transporte han tenido una evolución decreciente en el periodo 2002-2004, principalmente motivada por la disminución de las necesidades de compresión desde la entrada en funcionamiento de la planta de Bilbao, que redujo las necesidades de compresión al acercar las entradas de gas a los consumidores finales. En el próximo futuro, con la entrada en funcionamiento de la plantas de regasificación de Sagunto y Mugardos se espera que contribuyan a disminuir aún más las necesidades de compresión en transporte.

Cuadro 11. Evolución coeficientes de autoconsumos

%	Autoconsumos respecto a entradas por plantas de regasificación, conexiones internacionales y yacimientos		
	2002	2003	2004
Compresión	0,37	0,37	0,27
Regulación con calentamiento	0,07	0,04	0,04
Total transporte	0,44	0,41	0,31

Fuente: CNE

8 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO A TARIFA

En relación con esta actividad, en la Propuesta de Orden se mantiene igualmente el método de cálculo de retribución que se estableció en la Orden ECO/31/2004 y que no fue alterado por la Orden ITC/102/2005.

Cabe destacar, sin embargo, como ya se ha señalado en el apartado 6.2 de este informe, que, en relación con el cálculo del coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD), no han sido tenidas en cuenta dos de las nuevas disposiciones que habían sido introducidas por la Orden ITC/102/2005, y que tenían influencia en el mismo.

Así, como ya se explicó en el apartado 6.2, la Propuesta de Orden de retribución para 2006 incluye la misma fórmula para el cálculo del RMD que fue establecida en la Orden ECO/31/2004, con unos únicos valores para los porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual a 4 bar y superior a 4 bar, respectivamente, de 1% y 0,39%, sin tener en cuenta que en la Orden ITC/102/2005 se estableció que, en el caso de distribuciones suministradas a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano, el coeficiente de mermas de distribución a presión ≤ 4 bar se mantendría en el 2%, así como que no se reconocería merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justificase su existencia.

Por tanto, la fórmula de cálculo del RMD debería recoger estas salvedades, para lo cual se propone la redacción siguiente.

“RMD_n : coste de las mermas de gas en las redes de distribución que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RMD_n = [C_{r<4} \times kWh_{cn<4} + C_{rPSP<4} \times kWh_{cnPSP<4} + C_{r>4} \times kWh_{cn>4} + C_{r4-16} \times kWh_{cn4-16}] \times Cmp$$

Siendo:

- $C_{r<4}$, $C_{rPSP<4}$, $C_{r>4}$, C_{r4-16} = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual a 4 bar, a presión inferior o igual a 4 bar suministradas a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano, y superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar, respectivamente, que serán los fijados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para 2006 serán igual a 1%, 2% y 0,39% respectivamente.
- $kWh_{cn<4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.
- $kWh_{cnPSP<4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar, a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano.
- $kWh_{cn>4}$ kWh_{cn4-16} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos, cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar.
- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinada al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

En el cálculo del RMD_n se podrán reconocer excepcionalmente mermas de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, en caso de que se justifique su existencia.”

Con respecto al cálculo del coste específico por la actividad de atención a los clientes a tarifas (RAS_n), cabe destacar el ligero incremento de los coeficientes CS_{n-1<4} y CS_{n-1>4}, que

pasan de tener unos valores de 0,002018 y 0,000286 €/kWh, respectivamente, en 2005, a sendos valores de 0,002061 y 0,000292 €/kWh, en 2006. Este incremento se debe a la actualización de ambos coeficientes con el factor de eficiencia $(1+fi*IPH)$.

Finalmente, en relación con el cálculo del coste específico por las necesidades financieras derivadas de la diferencia entre el pago de la materia prima y el cobro al cliente a tarifas (RCl_n), cabe destacar la fuerte reducción del coeficiente Cz , que pasa de 0,04 en 2005 a 0,004 en 2006 (diez veces menor), así como la actualización del coste del dinero, tomando el valor de 2,66%. La Memoria no aporta información justificativa de la drástica reducción del coeficiente Cz , por lo que esta Comisión carece de elementos de juicio para valorarla.

Con estos valores, de acuerdo con las estimaciones de la Propuesta de Orden para el año 2006 se prevé que la retribución total para la actividad de suministro a tarifa alcance un importe de 92.511.707 €, frente al valor de 81.704.601 € que se previó como retribución para esta actividad en 2005, y al de 89.266.600 € que se calculó dentro de la previsión de cierre del año 2005 que la CNE comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas en diciembre de 2005. El aumento del valor previsto para 2006 frente a la previsión que se realizó para 2005 (+13,23%) se debe a la confluencia del fuerte aumento del coste previsto de la materia prima, que pasa de 0,012657 a 0,020112 €/kWh, el aumento del mercado regulado previsto, de 53.748 a 58.632 GWh, el ligero aumento del tipo de interés (del 2,60% al 2,66%) y el ligero incremento de los coeficientes $CS_{n-1<4}$ y $CS_{n-1>4}$, parcialmente compensados por la reducción del coeficiente Cz .

En cualquier caso, hay que tener en cuenta que el coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD) debería ser recalculado a partir de las modificaciones a su fórmula que han sido referidas anteriormente, tras tener en cuenta las disposiciones de la Orden ITC/102/2005 no han sido tenidas en cuenta en la Propuesta de Orden.

9 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA

Para el año 2005 se establece una retribución para el Gestor Técnico del Sistema de 10.219.000 €, igual a la que se había fijado para los dos años anteriores, 2005 y 2004. Este valor es el resultado de las previsiones de necesidades financieras presentadas por el GTS para el ejercicio de su actividad, cuyo detalle no ha sido incluido en la Memoria Justificativa de la Propuesta de Orden.

Con este importe de retribución presupuestado, y teniendo en cuenta las previsiones de facturación por peajes y tarifas para 2006, resulta un valor para las cuotas a aplicar en 2006 de 0,18%, sobre las tarifas, y 0,37%, sobre los peajes y cánones. Estas cuotas son un 28,00% y un 30,19% menores, respectivamente, que las correspondientes a 2005, debido a que las previsiones de facturación por tarifas y peajes para 2006 son sensiblemente mayores que las que fueron previstas para 2005.

10 CONSIDERACIONES SOBRE EL COSTE DEL ALMACENAMIENTO EN BUQUES DURANTE EL PLAN INVERNAL

Una de las novedades introducidas en la Propuesta de Orden para la retribución del año 2006 es la autorización que concede en su Disposición Transitoria Primera a la Dirección General de Política Energética y Minas para dictar Resolución de reconocimiento de retribución al GTS para cubrir los costes de almacenamiento de gas natural licuado en buques, destinado al mercado regulado tal como se detalla en el Plan Invernal, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de noviembre de 2005.

Esta Comisión valora la introducción de este nuevo concepto retributivo como adecuada, ya que responde a una necesidad de retribución de un servicio que el GTS presta al sistema durante el periodo de aplicación del Plan Invernal con el fin de garantizar el suministro de gas al mercado regulado.

Con respecto al importe previsto para este concepto, según se explica en la Memoria Justificativa que acompaña a la Propuesta de Orden se ha previsto una cantidad estimada

de 8.500.000 €, aunque su valor definitivo dependerá de los costes reales incurridos que el GTS justifique finalmente a la Dirección General de Política Energética y Minas.

11 RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL AÑO 2006

De la aplicación de los procedimientos que se establecen en la Propuesta de Orden para la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural, se calcula la remuneración correspondiente a cada una de las actividades para el año 2006 y se obtiene la cantidad necesaria a ingresar vía tarifas y peajes, a excepción del coste de la materia prima (Cmp) pendiente de determinar por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el cuadro 12 se recoge el valor de la retribución prevista para el año 2006 para las actividades liquidables y no liquidables, a excepción del coste de la materia prima (Cmp), por un valor de 2.263,49 millones de €, que supone un incremento sobre el presupuesto del año anterior del 7,7%.

Cuadro 12. Estructura de la retribución en el año 2006

	Año 2005		Año 2006		Variaciones 2006/2005 %
	€	%	€	%	
1.- Retribución Total	2.102.570.288	100,0%	2.263.494.851	100,0%	7,7%
1.1 Actividades liquidables	2.009.389.668	95,6%	2.152.338.509	95,1%	7,1%
Total actividad T&D	1.996.259.469	94,9%	2.138.654.141	94,5%	7,1%
Regasificación	220.522.869	10,5%	297.790.998	13,2%	35,0%
Almacenamiento	67.024.317	3,2%	71.202.452	3,1%	6,2%
Transporte	507.034.622	24,1%	592.007.603	26,2%	16,8%
Distribución	1.222.154.651	58,1%	1.337.440.608	59,1%	9,4%
Desvío estimado 2002	54.669.163	2,6%	59.630.390	2,6%	9,1%
Desvío estimado 2003	31.357.847	1,5%	33.661.690	1,5%	7,3%
Desvío estimado 2004	-106.504.000	-5,1%	-86.042.400	-3,8%	-19,2%
Desvío estimado 2005			-167.037.200	-7,4%	
Gestor Técnico Sistema	10.219.000	0,5%	10.219.000	0,5%	0,0%
CNE	2.911.199	0,1%	3.465.368	0,2%	19,0%
1.2 Actividades no liquidables (*)	93.180.620	4,4%	111.156.342	4,9%	19,3%
Gestión de compra-venta (**)	11.476.019	0,5%	18.644.635	0,8%	62,5%
Suministro a tarifa	81.704.601	3,9%	92.511.707	4,1%	13,2%

(*) no incluye el cmp

Fuente: Memoria propuesta de O.M. y CNE

Dentro de las actividades liquidables, la regasificación es la actividad que experimenta un mayor aumento en su remuneración para el año 2006, con un crecimiento del 35,0% sobre el año 2005, motivado, de un lado por un mayor volumen de GNL a regasificar, y de otro lado por la puesta en marcha prevista para el año 2006 de la planta de regasificación de Sagunto.

El reparto porcentual del total de la remuneración para el año 2006, entre las actividades liquidables y no liquidables, varía en relación con la estructura contenida en el presupuesto del año 2005, alcanzando las actividades liquidables un total del 95,1% sobre el total presupuestado, con una disminución de 0,5 puntos porcentuales con respecto a la estructura del año 2005, debido a un mayor volumen de actividad en el suministro a tarifa, junto con la retribución a los transportistas de los costes por el gas natural destinado al llenado de gasoductos de transporte y de los talones de las plantas de GNL, y el alquiler de buques metaneros en aplicación del Plan Invernal.

De entre todas las actividades, la distribución es la que tiene el mayor peso, con un 59,1% sobre del total de la retribución para el año 2006, le sigue el transporte con un 26,2% y la regasificación con el 13,2%. En último lugar se encuentra la remuneración prevista para la actividad de almacenamiento con un 3,1% del total del presupuesto de las actividades liquidables y no liquidables, excluido el c.m.p., para el año 2006, lo que pone de manifiesto el bajo nivel del esfuerzo dedicado a esta trascendente actividad, en relación con la garantía de los suministros.

El coste por las actividades no liquidables se prevé tenga un crecimiento del 19,3%, resultado de unas mayores ventas en el mercado a tarifa sobre lo presupuestado para el año 2005, junto con la inclusión en el año 2006 de los costes por el gas natural destinado al llenado de gasoductos de transporte y de los talones de las plantas de GNL, y el alquiler de buques metaneros en aplicación del Plan Invernal.

En el cuadro 13 se detalla el total de necesidades financieras presupuestadas para las actividades liquidables y no liquidables para el año 2006, en el que se excluye el coste del c.m.p. En el cuadro también se incluyen a efectos comparativos las necesidades financieras acreditadas y presupuestadas en los años 2002, 2003, 2004 y 2005.

Del total presupuestado para el año 2006 para los costes de las actividades liquidables de 2.152,3 millones de €, sólo se reconocen inicialmente 1.970,0 millones de €. La diferencia de 182,3 millones de € es el saldo resultante de sustraer, a los costes pendientes de acreditar por la Dirección General de Política Energética y Minas, por valor estimado de 342,1 millones de €, el superávit pendiente de acreditar, de 159,8 millones de €, que se estima obtener del proceso de liquidación de los costes acreditados de las actividades liquidables de los años 2002, 2003, 2004 y 2005.

Por tanto, la Dirección General de Política Energética y Minas habría de reconocer a lo largo del año 2006 costes acreditados por valor de 342,1 millones de €. Es significativo indicar que las significativas cantidades pendientes de reconocer cada año por la Dirección General de Política Energética y Minas son crecientes, lo que da origen a los consiguientes perjuicios, principalmente, para las empresas transportistas.

El incremento en el año 2006, con respecto a 2005, en los costes acreditados para las actividades liquidables está cifrado en 142,9 millones de €; corresponden 39,9 millones de € a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento; 101,5 millones de € a la actividad de distribución, y con variaciones menores para la retribución del GTS y la CNE.

Las actividades no liquidables presentan un ligero aumento en el año 2006 con respecto al 2005, de 4,6 millones de €, motivado por la mayor actividad prevista en el suministro a tarifa.

Cuadro 13 Coste de las actividades Liquidables y no liquidables (sin c.m.p.) para el año 2005

CONCEPTO	COSTES DE LAS ACTIVIDADES LIQUIDABLES (Acreditadas y no Acreditadas)										COSTES ACTIVIDADES NO LIQUIDABLES (sin c.m.p.)		TOTAL PRESUPUESTO INICIAL (sin c.m.p.) (11)=(7)+(9)+(10)
	Transporte, regasificación y almacenamiento			Distribución	Retribución Específica	GTS	CNE	TOTAL COSTES ACREDITADOS (O. M., Resoluciones y Liquidaciones) (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	PRESUPUESTO INICIAL ACTIVIDADES LIQUIDABLES (7)	Diferencia entre el coste acreditado y el Presupuesto inicial (8)=(7)-(6)	Gestión de compra-venta (9)	Suministro a tarifa (10)	
	Costes fijos	Costes variable	Total (1)										
(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)				
AÑO 2002 (desde 19 de febrero)	366.396.892	29.645.182	396.042.074	804.073.176		7.655.031	1.657.636	1.209.427.918	1.211.021.513	1.593.595	24.243.639	93.775.654	1.329.040.805
AÑO 2003	489.195.164	40.286.540	529.481.704	1.028.306.232		8.927.181	2.079.587	1.568.794.705	1.604.341.155	35.546.450	21.196.690	114.181.875	1.739.719.720
AÑO 2004	552.169.837	49.955.309	602.125.145	1.091.581.489		10.153.580	2.374.450	1.706.234.664	1.779.238.543	73.003.879	12.170.446	100.421.163	1.891.830.152
AÑO 2005	570.032.294	66.614.880	636.647.174	1.178.191.555	0	10.802.240	3.057.270	1.828.698.239	2.009.389.666	180.691.427	17.202.900	89.266.600	2.115.859.166
+Bajas	-108.253		-108.253					-108.253					
+Corrección IPH 2004	12.146.495		12.146.495					12.146.495					
+Actualización IPH 2006	13.180.229		13.180.229	24.140.242				37.320.471					
+Variación de Actividad sobre años anteriores		14.715.173	14.715.173	66.895.480		-583.240	408.098	81.435.511			-9.058.265	3.245.107	
+Corrección Retribución Distribución en 2004				-11.018.578				-11.018.578					
+Corrección Retribución Distribución en 2005				13.231.909				13.231.909					
+Variación Retribución Específica					8.295.225			8.295.225					
+Gas Natural nivel mínimo llenado											2.000.000		
+Buques Plan Invernal											8.500.000		
AÑO 2006	595.250.765	81.330.053	676.580.818	1.271.440.608	8.295.225	10.219.000	3.465.368	1.970.001.019	2.152.338.509	182.337.490	18.644.635	92.511.707	2.263.494.851
Variación 2006/2005 (€)	25.218.471	14.715.173	39.933.644	93.249.053	8.295.225	-583.240	408.098	141.302.780	142.948.843		1.441.735	3.245.107	147.635.685
Variación 2006/2005 (%)	4,4%	22,1%	6,3%	7,9%		-5,4%	13,3%	7,7%	7,1%		8,4%	3,6%	7,0%

Fuente: CNE y Memoria propuesta de O.M.

En el cuadro 14 se detallan costes pendientes de acreditar para el año 2006 de las actividades liquidables. El cuadro se inicia con los costes acreditados para el año 2006, por valor de 1.970,0 millones de €, y se describe el detalle por actividades de las retribuciones pendientes de acreditar, con un valor de 284,4 millones de € para el transporte, con 57,7 millones de € para la retribución específica y 159,8 millones de € de superavit, que se estima poder acreditar como resultado del proceso de liquidación de los costes de las actividades liquidables de los años 2002, 2003, 2004 y 2005. El conjunto de costes acreditados y pendientes de acreditar llega al valor de las necesidades financieras para las actividades liquidables en el año 2006, de 2.152,3 millones de €.

Cuadro 14. Detalle de los costes pendientes de acreditar para el año 2006

DETALLE DE LOS COSTES PENDIENTES DE ACREDITAR PARA EL AÑO 2006									
CONCEPTO	Transporte, regasificación y almacenamiento			Distribución (2)	Retribución Especifica (3)	GTS (4)	CNE (5)	Desvíos Estimados de Años Anteriores (6)	TOTAL COSTES ACREDITADOS INICIALES (7)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)
	Costes fijos	Costes variable	Total (1)						
COSTE ACREDITADOS 2006 (A)	595.250.765	81.330.053	676.580.818	1.271.440.608	8.295.225	10.219.000	3.465.368	0	1.970.001.019
+ Retribución Pte. Reconocer 2006 Puesta en Servicio en 2003, 2004, 2005 y 2006	284.420.235		284.420.235						284.420.235
+ Retribución Especifica Distribución 2004, 2005 y 2006					57.704.775				57.704.775
+ Desvío 2002								59.630.390	59.630.390
+ Desvío 2003								33.661.690	33.661.690
+ Desvío 2004								-86.042.400	-86.042.400
+ Desvío 2005								-167.037.200	-167.037.200
TOTAL DERECHOS PENDIENTES DE RECONOCER EN 2006 (B)	284.420.235	0	284.420.235	0	57.704.775	0	0	-159.787.520	182.337.490
AÑO 2006 - TOTAL NECESIDADES FINANCIERAS (A)+(B)	879.671.000	81.330.053	961.001.053	1.271.440.608	66.000.000	10.219.000	3.465.368	-159.787.520	2.152.338.509

Fuente: Memoria propuesta de O.M.y CNE

En el cuadro 15 se detalla el presupuesto para el año 2006 junto con la cantidad de gas (GWh) prevista suministrar el dicho año, y su comparativa con el presupuesto del año 2005.

Cuadro 15. Presupuesto y suministros previstos para el año 2006

	Presupuesto Año 2005			Presupuesto Año 2006			Variaciones 2006/2005 %		
	€	GWh (prev dic 05)	c€/kWh	€	GWh (**)	c€/kWh	%€	% GWh	% c€/kWh
1.- Retribución Total	2.102.570.286	385.601	0,5453	2.263.494.851	444.993	0,5087	7,7%	15,4%	-6,7%
1.1 Actividades liquidables	2.009.389.666	385.601	0,5211	2.152.338.509	444.993	0,4837	7,1%	15,4%	-7,2%
Total actividad T&D	1.996.259.467	385.601	0,5177	2.138.654.141	444.993	0,4806	7,1%	15,4%	-7,2%
Gestor Técnico Sistema	10.219.000	385.601	0,0027	10.219.000	444.993	0,0023	0,0%	15,4%	-13,3%
CNE	2.911.199	385.601	0,0008	3.465.368	444.993	0,0008	19,0%	15,4%	3,1%
1.2 Actividades no liquidables (*)	93.180.620	63.055	0,1478	111.156.342	68.787	0,1616	19,3%	9,1%	9,4%
Gestión de compra-venta	11.476.019	63.055	0,0182	18.644.635	68.787	0,0271	62,5%	9,1%	48,9%
Suministro a tarifa	81.704.601	63.055	0,1296	92.511.707	68.787	0,1345	13,2%	9,1%	3,8%

Fuente: Memoria propuesta de O.M.y CNE

Se observa, que a pesar de, que los costes de las actividades liquidables para el año 2006 se incrementan en un 7,1 % con respecto al año 2005, el coste unitario medio disminuye en un 7,2%, pasando de un valor en el año 2005 de 0,5211 c€/kWh al valor de 0,4837 c€/kWh para el año 2006, ello es debido principalmente al fuerte incremento esperado para la demanda de gas en el año 2006, particularmente la correspondiente al sector eléctrico, se estima que la demanda alcance un volumen total de 444.993 GWh, lo que supone un incremento del 15,4% con respecto a la previsión de cierre en el año 2005, de 385.601 GWh.

Asimismo, se observa que el volumen de gas previsto suministrar en el año 2006 en el mercado a tarifa aumenta en un 9,1 % respecto al volumen estimado para el cierre del año 2005. Con relación al mercado liberalizado, se espera que su volumen crezca un 16,6% respecto al año 2005.

12 OTRAS CONSIDERACIONES

12.1 Sobre la demanda de gas estimada para 2006 para el cálculo de los ingresos

La Memoria Justificativa de la Propuesta de Orden indica las previsiones de demanda de gas utilizadas para estimar los ingresos por tarifas, peajes y cánones, según el cuadro 16:

Cuadro 16. Demanda de Gas Natural

(en GWh)	2003	2004	2005 (prev)	2006 (prev)	Incrementos en GWh y en %	
					2005/04	2006/05
Convencional	234.254	253.390	270.930	287.290	17.540 6,9%	16.360 6,0%
Sector Eléctrico	40.358	65.363	114.674	157.703	49.311 75,4%	43.029 37,5%
TOTAL	274.612	318.753	385.604	444.994	66.851 21,0%	59.390 15,4%

Fuente: Memoria de la O.M.

La demanda de gas para el sector eléctrico depende de diversas circunstancias de dicho sector. El Informe Marco CNE 2004 contiene diversas estimaciones de los distintos agentes para la demanda de gas para el año 2006 en el sector eléctrico, entre ellas, las del GTS, Red Eléctrica y los comercializadores que suministran gas a las centrales de

ciclo combinado. Con dichas estimaciones se elaboran los escenarios de demanda de gas para el sector eléctrico, según el cuadro 17:

Cuadro 17. Demanda de Gas Natural para el Sector Eléctrico en 2006

(en GWh)	Inferior	Central	Superior
Sector Electrico	93.872	97.100	179.811

Fuente: Informe Marco CNE 2004

La demanda de gas para el sector eléctrico utilizada para el cálculo de los ingresos para el sector del gas en el año 2006, de 157.703 GWh, se encuentra dentro del rango comprendido entre los escenarios inferior y superior mostrados en el cuadro 17.

Con respecto a la demanda total prevista en la Memoria para el año 2006 utilizada para el cálculo de los ingresos para este año, con un valor de 444.994 GWh, cabe destacar que es un 15,4% superior a la previsión para el 2005, que es inferior al crecimiento habido en el año 2005 con respecto al año 2004, tanto en valor absoluto como relativo.

12.2 Sobre los desvíos de las liquidaciones de 2002, 2003, 2004 y 2005

El artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 establece que: *“Las desviaciones que se pongan de manifiesto por la aplicación del procedimiento de liquidaciones (...) serán tenidas en cuenta en el cálculo de las tarifas peajes y cánones de los dos años siguientes”*.

A estos efectos, la Propuesta de Orden recoge las cantidades de 59,6 y 33,7 millones de € como desvíos negativos provisionales para las liquidaciones de los años 2002 y 2003, respectivamente. Con respecto a los años 2004 y 2005, se prevé unos superávits de 86,04 y 167,03 millones de €. El resultado global es un superávit de 159,7 millones de € que se ha tenido en cuenta en el presupuesto para el año 2006.

12.3 Sobre el coste acreditado para el año 2006 de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte (Anexo I)

Como ya se ha indicado previamente, la Propuesta de Orden no recoge los costes acreditados de todas las instalaciones puestas en servicio en los años 2002, 2003, 2004 y 2005, y previstas poner en funcionamiento durante el año 2006. Ello es debido a la duración de los tramites establecidos que se han de seguir para aprobar los correspondientes costes acreditados. En consecuencia, la cifra de coste fijo acreditado indicada en el Anexo I de la Propuesta de Orden para cada empresa, no es completa al no recoger dichos costes, por una cuantía de 284,4 millones de €.

12.4 Sobre las obligaciones de información de las empresas

En el artículo 30 de la Propuesta de Orden, referente a estas obligaciones de información de las empresas transportistas y distribuidoras, y del Gestor Técnico del Sistema, para con la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, no aparece ninguna referencia a esta Comisión, que había sido incluida también como receptora de estos envíos de información según lo establecido en el artículo primero de la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, que había modificado el artículo 26 de la Orden ECO/31/2004.

Por ello, se propone recuperar en el artículo 30 de la Propuesta de Orden la redacción recogida en el artículo primero la Orden ITC/3655/2005:

“Artículo 30. Obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y gestión del sistema.

- 1. A fin de determinar los costes reconocidos a cada instalación y la retribución correspondiente, las empresas transportistas comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, antes de 1 de noviembre de cada año, los datos técnicos y económicos referentes a nuevas instalaciones puestas en servicio, ampliaciones, modificaciones, transmisiones y cierres correspondientes a los últimos doce meses. Con objeto de determinar las tarifas y peajes, deberán asimismo enviar una relación de las instalaciones cuya puesta en servicio esté prevista en los doce meses siguientes indicando los datos anteriores y la fecha prevista de la entrada en servicio.*
- 2. Con objeto de determinar las tarifas, peajes y cánones de cada año, todas las empresas o agrupaciones de empresas sometidas al proceso de liquidaciones deberán remitir al Gestor Técnico de Sistema antes del día 15 de octubre de cada año, los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente, especificando, entre otros, el consumo y número de clientes suministrados, la capacidad contratada, las ventas y clientes incorporados, todo ello por nivel de*

presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregados para el mercado regulado y para el mercado liberalizado.

El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 1 de noviembre de cada año, los datos de demanda recibidos de las empresas debidamente integrados para el conjunto del sector.

- 3. Las empresas transportistas y distribuidoras de gas deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía debidamente auditadas, antes del 30 de junio de cada año los estados financieros, las cuentas anuales y el informe de gestión referidos al ejercicio anterior, así como la desagregación de las cuentas anuales por actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compra-venta de gas, distribución y suministro a tarifa, indicando los criterios utilizados.*
- 4. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.”*

12.5 Sobre la creación de las empresas Gas Natural Transporte SDG, S.L y Gas Natural Distribución SDG, S.A., por aportación de rama de actividad de la empresa Gas Natural SDG, S.A.

Los Anexos I y V a la Propuesta de Orden, sobre el coste acreditado para las actividades de transporte y distribución en el año 2006, asignan costes acreditados a la empresa Gas Natural SDG, S.A. No obstante, Gas Natural SDG ha constituido las empresas Gas Natural Transporte SDG, S.L., y Gas Natural Distribución SDG, S.A., a las que ha traspasado mediante aportación de rama de actividad, los activos, las obligaciones y derechos de las actividades de transporte y distribución, respectivamente, con fecha a partir del 1 de octubre de 2005.

Por todo ello, esta Comisión considera que se ha de tener en cuenta tal circunstancia en los anexos I y V, a la Propuesta de Orden de Retribución.

13 CONCLUSIONES

De lo analizado en los epígrafes previos, puede concluirse lo siguiente:

- Primera:** La Propuesta de Orden de retribución introduce modificaciones respecto de las Órdenes ECO/31/2004 e ITC/102/2005 que requieren un estudio detallado por esta Comisión, por lo que el procedimiento de tramitación de urgencia solicitado, por su brevedad, no parece el adecuado para la elaboración de este informe preceptivo.
- Segunda:** La realización de cambios de regulación que tienen carácter plurianual mediante Órdenes Ministeriales anuales generan incertidumbre regulatoria. En consecuencia, este tipo de desarrollo regulatorio debería realizarse mediante una normativa de mayor rango, esto es, mediante Reales Decretos.
- Tercera:** Aunque se aprecia una sensible mejora con respecto a años anteriores, en relación con algunos aspectos, la Memoria Justificativa podría mejorarse en otros. En el cuerpo del presente Informe se indican los citados aspectos concretos en los que se detecta cierta falta de información.
- Cuarta:** De acuerdo con la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 949/2001, esta Comisión cree conveniente que durante el año 2006 se realice una evaluación global del sistema económico del sector del gas natural, según lo dispuesto en el artículo 15.2 del R.D. 949/2001.
- Quinta:** El coste acreditado para el año 2006 de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte, indicado en el Anexo I de la Propuesta de Orden, no es completo al no recoger los costes acreditados, o que pudieran serlo, a las instalaciones puestas en servicio durante los años 2003, 2004 y 2005. A estos efectos, la Propuesta de Orden ha estimado que está pendiente de reconocer costes acreditados por importe de 284,4 millones de €; lo que supone que el 29,6 % de las necesidades financieras previstas

para el año 2006. Se considera que se ha de agilizar en lo posible el reconocimiento definitivo de los costes acreditados, para que sea efectivo en el año de puesta en servicio de la instalación.

Sexta: El artículo 17 de la Propuesta de Orden, establece la posibilidad de una retribución provisional para las instalaciones de transporte puestas en servicio en el año “n”, se recomienda adaptar el redactado de dicho artículo, al texto alternativo propuesto en el Anexo I a este informe.

Séptima: Como consecuencia del encargo realizado a esta Comisión sobre la elaboración de un informe sobre la retribución para los servicios de trasvase de GNL a buques se propone el adecuar el redactado los artículos 3, 15 y Anexo I de la Propuesta de Orden, según la redacción alternativa propuesta en el Anexo I a este informe, con objeto de llevar a la práctica las conclusiones siguientes:

- La retribución a los transportistas por la realización para terceros de trasvases de GNL a buques, se realizará mediante un término variable, cuyo valor para el año 2006 será de 0,000301 €/kWh de GNL trasvasado, antes de mermas. Este valor será actualizado anualmente con el procedimiento establecido para el coste variable acreditado para la regasificación.
- La retribución a los transportistas por la realización para terceros de puesta en frío de buques, se realizará mediante un término variable, cuyo valor será equivalente al que se establezca para la retribución por el trasvase de GNL a buques.
- La retribución a los transportistas por la realización para terceros de trasvases de GNL de buque a buque, se realizará mediante un término variable, cuyo valor será del 80% de la retribución reconocida para el trasvase de GNL a buques.

- Las mermas de gas natural que se generen durante las operaciones de trasvase de GNL a buques, puesta en frío de buques o trasvase de GNL de buque a buque, serán por cuenta del comercializador que contrate el servicio.
- Los kWh de GNL trasvasados serán tenidos en cuenta, junto los kWh de GNL regasificados o cargados en cisternas, para el cálculo del factor de utilización real de la planta de regasificación.

Octava: Se pone de manifiesto la ausencia de instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia en el año 2005 y anteriores, por lo que se recomienda la utilización en el año 2006 del sistema de autorización mediante procedimiento de concurrencia para las nuevas instalaciones de la red básica, tal como se prevé en el artículo 17, del R.D. 949/2001, y en los artículos 71 y 73, del R.D. 1434/2002.

Novena: Se propone modificar la redacción del Anexo III de la Propuesta de Orden, de manera que el cálculo de la retribución de las nuevas inversiones autorizadas de forma directa se realice con los valores unitarios de referencia del año de la puesta en servicio de la instalación, como se indica en la redacción alternativa propuesta en el Anexo I a este informe.

Décima: Se considera que la reducción propuesta del 50% en los coeficientes de las mermas de transporte y regasificación que se introduce en la Propuesta de Orden, debería de tomarse una vez esté finalizado el estudio sobre mermas y autoconsumos encargado a esta Comisión en el “Acuerdo por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad”, aprobado por el Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005.

Undécima: Esta Comisión considera que debería analizarse la racionalidad del porcentaje del 50% a aplicar, sobre los costes de retribución de la inversión $R(n)$, para el cálculo de la retribución de las instalaciones que hayan

finalizado su vida útil pero continúan operativas, recogido en el artículo 6, la Propuesta de Orden.

Duodécima: Sobre la Disposición Transitoria Segunda relativa a la compra de gas natural por los transportistas con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de la red de transporte, se considera adecuada esta medida, con la matización de que han de ser las empresas transportistas propietarias de las instalaciones las que han de tener la obligación de comprar el gas natural y efectuar el llenado de las citadas instalaciones, y no solamente Enagás.

Se considera relevante destacar la necesidad de adecuación que necesitarán los apartados 2.4.1 y 2.6.1 de las NGTS, para hacerlos coherentes con la nueva situación que se generará al respecto del nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de los gasoductos de transporte.

Decimotercera: En relación con el artículo 25 de la Propuesta de Orden, relativo a Municipios con retribución específica acreditada, no ha sido incluido el último párrafo de la redacción prevista para este artículo en la Memoria Justificativa que la acompaña:

“Durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones correspondientes, reconociendo la retribución asociada a las instalaciones que se pongan en servicio y que cumplan los requisitos del artículo anterior, para su inclusión en el sistema de liquidaciones.”

Por tanto, se propone incluir este párrafo al final del artículo 25 de la Propuesta de Orden, tal y como se recoge en el anexo I a este informe.

Decimocuarta: Esta Comisión recomienda que, en el futuro, en la actualización de la retribución de la distribución, se distinga entre la parte de la retribución destinada a la distribución en redes de presión de suministro inferior o igual a 4 bar y la parte destinada a la retribución en redes en presión de suministro en presión superior a 4 bar, con el fin de dotar de una mayor

transparencia a la imputación de los costes de distribución en las tarifas y peajes por grupos de consumidores, según su nivel de presión de conexión, permitiendo, de esta forma, construir las tarifas y peajes por agregación de sus costes.

Decimoquinta: En relación con el coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD) recogido en el artículo 27 de la Propuesta de Orden, con objeto de mantener las disposiciones establecidas por la Orden ITC/102/2005 relativas al reconocimiento de un coeficiente de mermas del 2% para las distribuciones suministradas a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano a presión inferior o igual a 4 bar, y de un 0% para gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar – salvo que se justifique lo contrario –, se debería modificar la fórmula de cálculo del RMD, en la forma propuesta en el Anexo I de este informe.

Decimosexta: En relación con la reducción de la retribución por la no disponibilidad de equipos de telemedida introducida por la Disposición Transitoria Tercera (“Telemedida”), cabe indicar que esta medida tiene como finalidad la de contribuir a facilitar la gestión del sistema gasista y la realización más precisa de los balances diarios de gas.

En relación con esta medida cabe señalar los siguientes aspectos:

- Esta medida debería hacerse extensiva a los transportistas, ya que tienen también conectados consumidores con consumos de gas natural superiores a 5.000.000 kWh/año.
- En aras de una mayor transparencia, debería publicarse la demanda D_i , que servirá de base para la aplicación de la fórmula, como Anexo VI a la propia Orden de Retribución del año 2006.
- Debería eliminarse para esta demanda el umbral de presión inferior a 60 bar, ya que existe un gran número de consumidores obligados a tener telemedida y suministrados a una presión mayor.

- Debe hablarse de consumidores y no de clientes ya que en el caso del mercado liberalizado el cliente es el comercializador y no el consumidor.
- Para evitar una posible falta de información en el sistema de liquidaciones de la CNE, se propone que el GTS recabe mensualmente y envíe a la CNE la información sobre volumen de gas suministrado sin telemedida, detallada por distribuidor o transportista.

Con estas premisas, se propone para la Disposición Transitoria Tercera la nueva redacción recogida en el Anexo I a este informe.

Decimoséptima: Con respecto a la Disposición Transitoria Cuarta, relativa a los consumidores del grupo 2 suministrados a una presión inferior a 4bar, y en consonancia con lo comentado en el punto anterior, se propone que los datos Di de demanda total prevista para el año 2006 sean publicados como Anexo VI en la propia Orden, para lo cual se propone para el párrafo descriptivo del elemento Di en esta Disposición Transitoria la nueva redacción recogida en el Anexo I a este informe.

Decimooctava: En relación con las obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y gestión del sistema, se propone recoger en el artículo 30 de la Propuesta de Orden la redacción establecida en el artículo primero de la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, que incluía a la Comisión Nacional de Energía como receptora de estos envíos de información.

Decimonovena: Esta Comisión considera que se ha de tener en cuenta en los Anexos I y V, a la Propuesta de Orden de Retribución que la empresa Gas Natural SDG ha constituido las empresas Gas Natural Transporte SDG, S.L., y Gas Natural Distribución SDG, S.A., a las que ha traspasado mediante aportación de rama de actividad, los activos, las obligaciones y derechos de las actividades de transporte y distribución, respectivamente.

Fe de erratas

- En el último párrafo del artículo 13 de la Propuesta de Orden de retribución se considera necesario modificar la referencia al artículo 2, respecto al factor de eficiencia (fi), al artículo 3 de la Propuesta de Orden, que es en el que realmente figura dicho factor.
- En el Anexo V, sobre Coste Acreditado para las Actividades de Distribución en el año 2006, se ha observado un error en los valores de la columna “Actualización 2006” cuyo total debería ser 1.269.227.278 €, en vez del valor que figura por 1.271.440.608 €, tal como se explica en el apartado 6.3 de este informe. Este error se arrastra a la columna “Retribución Total Reconocida 2006”. Por lo que se propone corregir la tabla en el sentido indicado, tal como se recoge en el Anexo I a este informe.

ANEXO
PROPUESTA DE MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE ORDEN

ORDEN ~~ECO~~ ITC/ /20065, DE DE ENERO DICIEMBRE, POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA.

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 artículo 15 establece que las actividades reguladas destinadas al suministro de gas natural serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en el citado Real Decreto con cargo a las tarifas, los peajes y cánones.

Los artículos 16.6, 19.2, 20.5, 22.3 y 23 del citado Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, hacen referencia a que el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del 1 de enero de cada año, la retribución respectiva de: los costes fijos de la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte para cada empresa o grupo de empresas para ese año, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la parte variable que les corresponda; los costes de la actividad de gestión de compraventa por los transportistas; los costes de la actividad de distribución que corresponda a cada empresa o grupo de empresas; la actividad de suministro de gas a tarifa a las empresas distribuidoras, y la actividad del Gestor Técnico del Sistema.

Asimismo, los artículos 16 y 20 disponen que el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá establecer fórmulas para la actualización anual de la retribución a las empresas distribuidoras, en base a la variación de las principales magnitudes económicas, un reparto equitativo entre usuarios y distribuidores de las variaciones en la productividad de la actividad, el esfuerzo inversor de la empresa, el coeficiente de expansión de la red, la variación de la demanda, la eficiencia y la mejora de la calidad del servicio. Además, podrá fijar una retribución específica, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan el acceso a nuevos núcleos de población, de forma que haga viable el suministro en las zonas por gasificar.

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2002 y un sistema para el cálculo y actualización de los mismos. Posteriormente la Orden ECO/30/2003, de 16 de enero, actualizó las retribuciones para el año 2003 de acuerdo con los principios fijados por el Real Decreto 949/2001 y la propia Orden ECO/301/2002.

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 los derechos de acometida.

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

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

DISPONGO:

Artículo 1. Objeto.

La presente Orden tiene por objeto establecer y actualizar el régimen retributivo aplicable a las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas destinado al mercado a tarifas, distribución, suministro a tarifas de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema y definir los elementos que integran las mismas, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar la adecuada prestación del servicio.

Artículo 2. Actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente Orden quedan incluidos en las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural los costes en que se incurra para llevar a cabo el desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones incluidas en el apartado 1 del artículo 16 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que se detallan en los apartados siguientes.

1.1. Las instalaciones de regasificación comprenden:

- a) La obra civil portuaria y terrestre.
- b) Los tanques de almacenamiento de GNL, incluyendo las instalaciones de descarga y de conexión con los vaporizadores.
- c) Las instalaciones de vaporización, junto con los gasoductos de conexión con la red de transporte.
- d) Cargaderos de cisternas, en caso de que existan.

1.2. Las instalaciones de almacenamiento comprenden:

- a) Las instalaciones de inyección.
- b) La infraestructura subterránea de almacenamiento.
- c) Las instalaciones de extracción.
- d) En su caso, las instalaciones de tratamiento de gas.

1.3. La red de transporte comprende:

- a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural cuya presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación, sea igual o superior a 60 bar.
- b) Los gasoductos de transporte secundario cuya presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación sea inferior a 60 bar y superior a 16 bar.
- c) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en el exterior, con independencia de la presión de diseño.
- d) Los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos estratégicos y operativos con el sistema gasista, con independencia de la presión de diseño.
- e) Las estaciones de compresión conectadas a los gasoductos de transporte.
- f) Las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bar.
- g) En su caso, las instalaciones de odorización.
- h) Aquellas otras instalaciones necesarias para la operación de las instalaciones anteriores.

1.4. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte gasista todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de regasificación, almacenamiento y de la red de transporte antes definidas.

1.5. A efectos del régimen retributivo no formarán parte de las instalaciones específicas de regasificación, almacenamiento y transporte las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

1.6. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de regasificación, almacenamiento o de transporte de gas en el régimen retributivo previsto en la presente Orden, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 3. Retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará antes del día 1 de enero de cada año «n» la retribución reconocida a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de cada empresa o grupo de empresas «i» para el año «n» de acuerdo con lo dispuesto en la presente Orden. La retribución correspondiente a cada empresa o grupo de empresas «i» estará constituida por un término fijo, función del coste acreditado a las instalaciones de acuerdo con lo establecido en la presente Orden y, en su caso, por un término variable, función de los kWh regasificados en el año e inyectados y/o extraídos en almacenamientos subterráneos en el año «n» y los kWh de GNL destinados a operaciones de trasvase, carga o enfriamiento de buques en el año «n»
2. La retribución anual de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte reconocida a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n» será calculada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{in} = RF_{2002in} + RINF_{in} + RV_{in} + \underline{RV_{Tin}}$$

Siendo:

R_{in} : coste de regasificación, almacenamiento y transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n».

RF_{2002in} : coste fijo acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte con entrada en servicio anterior al 31 de Diciembre de 2001 actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RF_{2002in} = RF_{2002i} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j)$$

Donde:

- RF_{2002i} : Corresponde al coste fijo reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año 2002 para las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte con entrada en servicio anterior a 31 de diciembre de 2001.
- f_j = Índice de eficiencia para el año «j».
- IPH_j : previsión de la variación del índice para el año «j», calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPH_j = (IPC_j + IPRI_j)/2$$

Donde:

- IPC_j = previsión de la variación del índice de precios al consumo para el año «j»
- $IPRI_j$ = previsión de la variación del índice de precios industriales para el año «j»

RINF_{in}: coste fijo acreditado para el año «n» para el conjunto de las nuevas inversiones, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 2002 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i», se calculará como:

$$RINF_{in} = RINFC_{in} + RINFD_{n-1} + \sum_{j=2002}^{j=n-2} [RINFD_j \prod_{k=j+1}^{k=n} (1+IPH_k * f_k)]$$

Siendo:

- $RINFC_{in}$: coste fijo acreditado para el año «n» al conjunto de las nuevas inversiones autorizadas mediante procedimiento de concurrencia, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 2002 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i».
- $RINFD_{n-1}$: coste fijo acreditado para el año «n» de las nuevas inversiones autorizadas de forma directa realizadas por la empresa o grupo de empresas «i» que han entrado en funcionamiento en el año «n-1».
- $RINFD_j$: coste fijo acreditado de las inversiones autorizadas de forma directa y puestas en servicio en el año «j», entre los años 2002 y «n-2», ambos inclusive, por la empresa o grupo de empresas «i».
- El resto de términos tienen el significado detallado anteriormente.

RV_{in}: coste variable acreditado a la actividad de regasificación actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RV_{in} = \left[RV_{2002} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times kWh_{rin}$$

Siendo:

- **RV₂₀₀₂**: coste variable acreditado a las actividades de regasificación para el año 2002.
- **kWh_{rin}**: kWh regasificados por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».

RV_{Tin}: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RV_{Tin} = \left[RV_{T2006} \times \prod_{j=2007}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times (kWh_{TPBin} + 0,8 \times kWh_{TBBin})$$

Siendo:

- **RV_{T2006}**: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque para el año 2006.
- **kWh_{TPBin}**: kWh de GNL trasvasados de planta a buque o utilizados en puestas en frío de buques por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».
- **kWh_{TBBin}**: kWh de GNL trasvasados de buque a buque por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".
- El resto de términos tienen el significado detallado anteriormente.

3. El valor del índice de eficiencia, f_j , se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas, sin experimentar revisiones posteriores, y no será en ningún caso superior a 0,85. Para el año 2006 se fija en 0,85.
4. Para la determinación del coste de regasificación, almacenamiento y transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n», R_{in} , se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en el momento de cálculo.

Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y la estimación del IPRI.

Artículo 4. Coste total acreditado asociado a las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas mediante procedimiento de concurrencia.

1. El coste total acreditado para el año «n» de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada mediante procedimiento de concurrencia, se calculará conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.
2. El coste acreditado por una empresa «i» en un año «n» para el conjunto de sus instalaciones adjudicadas mediante procedimiento de concurrencia ($RINC_{in}$) se calculará como agregación de los costes de las citadas instalaciones actualizados según las condiciones de resolución del procedimiento de concurrencia.

Artículo 5. Coste total acreditado asociado a las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Con carácter general la retribución correspondiente a cada instalación de regasificación y transporte autorizada de forma directa será fijada de acuerdo con los valores unitarios de inversión, valores unitarios de explotación y parámetros fijados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios.
2. La retribución correspondiente a cada instalación de regasificación o transporte autorizada de forma directa ($RIND_n$), se calculará de la forma siguiente:

$$RIND_n = CIT (n) + CET (n)$$

Siendo:

- CIT (n): costes anuales de inversión.
 - CET (n): costes anuales de explotación.
3. Para determinar el valor de la inversión de las instalaciones de regasificación o transporte de gas, se utilizarán los valores unitarios de referencia y sus correspondientes actualizaciones de acuerdo con lo establecido en el Anexo II de la presente Orden.

El coste anual de inversión [CIT (n)] de una instalación de regasificación o transporte autorizada de forma directa se calculará como suma de la amortización y la retribución del valor de la inversión conforme lo establecido en el Anexo III de la presente Orden.

4. El coste anual de explotación de una instalación de regasificación o transporte [CET (n)] autorizada de forma directa incluirá los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, los costes de estructura y cualquier otro coste necesario para desarrollar las actividades de regasificación o transporte.
5. Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características técnicas singulares, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, fijará la retribución específica correspondiente, de acuerdo con los principios establecidos anteriormente. Idéntica consideración tendrán aquellas inversiones que impliquen modificaciones de instalaciones existentes siempre que ello suponga un aumento de la capacidad de regasificación, almacenamiento y transporte de esa instalación y la obra civil portuaria y terrestre de las plantas de regasificación.

El coste anual de explotación asociado a las actividades de regasificación y transporte se calculará de acuerdo con las fórmulas y valores unitarios establecidos en el Anexo IV de la presente Orden.

6. En el caso de instalaciones de regasificación, el coste anual fijo inicial, [RIND_n] será el resultado de descontar al coste total [RID_n] el resultado de multiplicar el coste variable unitario acreditado a la actividad de regasificación actualizado al año «n» (RV_{2002n}) por la capacidad de diseño anual de regasificación de la instalación afectada de un coeficiente de 0,75. En años posteriores esta retribución se actualizará tal como se determina en el artículo 3.
7. En el caso de instalaciones con carácter técnico especial o modificación de las existentes, el valor de la inversión y de los costes de explotación se calculará de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 16.

Artículo 6. Costes acreditados de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte que hayan finalizado su vida útil o sean objeto de cierre.

1. Los costes acreditados de las instalaciones que hayan sido objeto de cierre se deducirán de la retribución, calculando los costes correspondientes a dichas instalaciones por el procedimiento utilizado para determinar su retribución inicial.

En el caso de instalaciones otorgadas mediante procedimiento de concurrencia el coste de éstas, cuando hayan finalizado su vida útil o sean

objeto de cierre, se deducirá en la retribución, calculando los costes correspondientes a dichas instalaciones conforme a las bases de adjudicación del concurso.

2. Para las instalaciones que hayan finalizado su vida útil pero continúen operativas, a efectos de su retribución se considerarán exclusivamente como costes acreditados de la instalación, el coste de explotación más el 50% de los costes de retribución de la inversión R(n) calculados por el procedimiento utilizado para determinar dichos costes a las nuevas inversiones otorgadas por autorización directa de acuerdo con el procedimiento establecido en los Anexos III y IV de la presente Orden.
3. En ambos casos, las cantidades a retraer tendrán en cuenta las actualizaciones anuales que hayan sufrido desde la fecha en que se calculó la retribución.

Artículo 7. Inclusión de nuevas instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación en el régimen económico.

El titular de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la inclusión en el régimen económico de una nueva instalación o ampliación de una existente, acompañando a la solicitud la documentación que en cada caso se determina en la presente Orden.

La Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe una vez recibida la documentación anterior al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el artículo 2 de la presente Orden.

Una vez recibidos los citados informes la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la oportuna Resolución de inclusión en el Régimen económico en la que se indicarán los costes reconocidos y la fecha de inclusión.

Artículo 8. Documentación a incluir en las solicitudes de inclusión de plantas de regasificación.

Acompañando a la solicitud de inclusión en el régimen económico deberá enviarse la siguiente documentación:

- Características técnicas de la instalación.
- Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada uno de los siguientes elementos:
 - Cada uno de los tanques de almacenamiento, que incluirá la obra civil y las instalaciones necesarias para la descarga y conducción de gas natural licuado (GNL) hasta los tanques y de estos a los

vaporizadores, incluidas las instalaciones de seguridad relacionadas con la antorcha.

- Instalaciones de regasificación, que incluirán los vaporizadores y todas las instalaciones necesarias entre la entrada del vaporizador y la/s válvula/s de conexión con la red de transporte.
 - Obra civil portuaria y terrestre, que comprenderá todas las inversiones necesarias para el acondicionamiento de los terrenos, atraques, puerto,
 - emisión y captación de agua, etc. con la excepción de la obra civil necesaria de las instalaciones de regasificación y tanques de almacenamiento.
 - Cargaderos de cisternas de GNL.
- Acta de puesta en servicio definitiva expedida por la Administración competente.
 - Certificado de explotación comercial, que recogerá la capacidad de emisión y la capacidad útil de los tanques de GNL, expedida por la Administración competente.
 - Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

Artículo 9. Forma de cálculo de los costes reconocidos en plantas de regasificación.

Con independencia de las inversiones realizadas, los costes reconocidos se calcularán de acuerdo con las tablas de valores unitarios incluidas en la presente Orden con las puntualizaciones siguientes:

- Se reconocerá como valor de la inversión en tanques el resultado de multiplicar el valor unitario reconocido por la capacidad útil del tanque, entendiéndose como tal el volumen máximo de GNL que puede extraerse e inyectarse en el tanque en un proceso normal de operación, en ningún caso esta cifra podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación. Dicha capacidad útil deberá especificarse en el certificado de explotación comercial.
- Se reconocerá como valor de la inversión en regasificación, el resultado de multiplicar el valor unitario reconocido, por la capacidad de emisión de la planta sin incluir vaporizadores de reserva. La capacidad de emisión deberá estar recogida en el certificado de explotación comercial y será la emisión media en un periodo continuado de 100 horas de funcionamiento y, en ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación.
- La obra civil portuaria y terrestre se valorará de acuerdo con los resultados de la auditoría hasta el máximo recogido en el Anexo II de la presente Orden.

- En caso de existencia de estaciones de regulación en el recinto de la planta de regasificación, éstas se incluirán como instalaciones de transporte, valorándose de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.

Artículo 10. Documentación a incluir en las solicitudes de inclusión de instalaciones de transporte.

Acompañando a la solicitud de inclusión en el régimen económico deberá enviarse la siguiente documentación:

- Características técnicas de la instalación.
- Inversión realizada debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, para cada gasoducto, estación de compresión y estación de regulación y medida.
- Acta de puesta en servicio definitiva.
- Declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos concedidos o medidas de efecto equivalente.

Artículo 11. Forma de cálculo de los costes reconocidos en instalaciones de transporte.

Se incluirán en el régimen económico como instalaciones de transporte exclusivamente las siguientes:

- Gasoductos.
- Estaciones de Compresión.
- Estaciones de Regulación y Medida. (ERM)

No se incluirán en el régimen económico:

- Los gasoductos para suministro a un único consumidor, incluyendo en este caso las estaciones de regulación y medida correspondientes asociadas.
- Modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).
- Cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

Se consideran incluidas en los costes unitarios:

- Las posiciones de derivación de gasoductos.
- Las inversiones en instalaciones complementarias (instalación de teletransmisión y control, instalaciones eléctricas, de agua, centros de mantenimiento, equipos de medida, protección, odorización, etc.).
- Las instalaciones de medida en las estaciones de regulación y medida.

Con independencia de las inversiones realizadas, los costes reconocidos se calcularán de acuerdo con los valores unitarios incluidos en el Anexo II de la presente Orden, con las puntualizaciones siguientes:

- Se reconocerá como valor de la inversión en gasoductos por todos los conceptos el resultado de multiplicar la longitud del tubo, que deberá reflejarse en el acta de puesta en servicio, por los valores unitarios reconocidos.
- En el caso de ERM los valores unitarios incluyen los equipos de telemedida capaces de determinar tanto la calidad del gas como todos los parámetros necesarios para el cálculo en unidades energéticas (kWh) del gas transportado, y sistema de calentamiento cuando sea necesario.
- La fecha de inclusión en el régimen económico será la correspondiente al acta de puesta en servicio definitiva.

Artículo 12. Instalaciones con características técnicas especiales.

Bajo este epígrafe solo se considerarán las correspondientes a los almacenamientos subterráneos de gas natural y aquellas otras de regasificación y/o transporte que por sus características técnicas, y no por razones económicas, requieran un tratamiento específico.

En todo caso, la calificación como instalación con características técnicas especiales, salvo en el caso de almacenamientos subterráneos, deberá solicitarse junto con la autorización administrativa previa. En dicha autorización se recogerán los criterios para su valoración.

El valor de la inversión para el cálculo del coste acreditado será el que corresponda a la inversión realmente efectuada que deberá acreditarse con la correspondiente auditoría.

Asimismo, los costes de explotación deberán justificarse en base a criterios y parámetros comúnmente aplicados en instalaciones de características similares.

Artículo 13. Modificación de instalaciones existentes.

Las modificaciones de instalaciones existentes, sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de la capacidad de transporte, de regasificación o de almacenamiento.

En el caso de modificaciones que supongan aumento de capacidad, en adelante ampliaciones, el valor de la inversión para el cálculo del coste acreditado será el que corresponda a la inversión realmente efectuada, que deberá justificarse con la correspondiente auditoría. En ningún caso dicho valor podrá ser superior al que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II.

Los costes anuales de explotación de las ampliaciones se calcularán multiplicando los establecidos en el Anexo IV de la presente Orden por el

factor de eficiencia (fi) recogido en el artículo 23 y por el cociente entre la inversión real y la que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II de esta Orden a la instalación existente.

Artículo 14. Retribución de estaciones de regulación y medida.

Los valores unitarios de las Estaciones de Regulación y Medida incluidos en el Anexo II corresponden a instalaciones con las siguientes características:

- Presión de entrada 80 o 72 bar.
- Presión de salida: 16 bar.
- Doble línea de regulación y medida, con el mismo equipamiento en cada una de ellas, por lo general una en operación y la otra de reserva. Los colectores están preparados para instalación futura de tercera línea, de iguales características a las anteriores.
- Sistema de calentamiento, con calderas situadas en otro recinto y cambiadores de calor sobre las líneas de regulación.
- Equipamiento telemático.
- Ubicación dentro de caseta de obra.
- Recinto de caseta y, en su caso, de posición de válvulas, vallado y dotado, en su caso, de sistemas de seguridad patrimonial.
- Caudal a la salida de la ERM será igual a $1,6^*$ (valor numérico que acompaña a G)* presión de salida (17 bar)

En caso de Estaciones de Medida, diseñadas y construidas de acuerdo con los estándares anteriores se valorarán según los valores unitarios definidos para las Estaciones de Regulación y medida equivalentes, corregidos por un coeficiente de ajuste de 0,76.

Las instalaciones de regulación y/o medida y/o de control de caudal o presión de gas, incluyendo instalaciones compactas que por cualquier motivo, no se ajusten a las características anteriores se retribuirán de acuerdo a costes reales auditados. En ningún caso dicho valor podrá ser superior al que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II.

Artículo 15. Retribución al servicio de trasvase de GNL a buques.

Los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, recibirán ~~una retribución equivalente a la que se encuentre en vigor como retribución variable de regasificación~~ la retribución variable que figura en el punto 3 del anexo I. La retribución del trasvase de GNL de buque a buque será del 80% de dicho valor.

Artículo 16. Almacenamientos subterráneos de gas natural.

Los criterios para determinar el coste total acreditado de un almacenamiento subterráneo deberán recogerse en la correspondiente concesión de explotación

a que hace referencia el Capítulo III, del título II de la Ley 34/1998 de 7 de octubre del sector de hidrocarburos. La Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía, fijará la fecha de inclusión en el régimen económico y determinará los valores concretos del coste acreditado.

La forma de cálculo de los costes acreditados será la recogida en el artículo 5 de la presente Orden con las puntualizaciones siguientes:

- La inversión definitiva será la realmente realizada para el desarrollo de la explotación del almacenamiento, con posterioridad al otorgamiento de la concesión administrativa de explotación y deberá justificarse con la correspondiente auditoría.
- El titular de una concesión de explotación de un almacenamiento subterráneo podrá además solicitar que se reconozcan como inversión en investigación y explotación las inversiones realizadas en relación con almacenamientos subterráneos de gas natural en cualquier zona del territorio nacional realizadas en los cinco años anteriores a la fecha de otorgamiento de concesión de explotación. Estos costes en ningún caso podrán superar el 50% de la inversión definitiva definida en el párrafo anterior y deberán justificarse con la correspondiente auditoría.
- Podrá fijarse un régimen económico provisional, a petición del titular, para el periodo comprendido entre el otorgamiento de la concesión de explotación y la fecha de acta de puesta en servicio definitiva, periodo que no podrá exceder de tres años. En este periodo se reconocerán las inversiones realmente efectuadas y unos costes de operación en función de la utilización del almacenamiento.
- La tasa de retribución de las inversiones será igual a la que corresponda con carácter general para instalaciones de transporte y la vida útil se fija en 20 años.
- Los costes de explotación tendrán dos términos uno fijo con carácter anual y otro variable en función del gas inyectado y/o extraído. La parte fija no será superior al 50% de los costes totales de explotación.

Artículo 17. Retribución provisional de instalaciones con fecha de puesta en servicio en el año «n».

Las empresas transportistas propietarias de instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, que entren en funcionamiento con posterioridad al 1 de ~~diciembre~~ noviembre del año n-1 y que no han sido por tanto incluidas en el coste acreditado del año «n», podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de una retribución provisional, que tendrá el carácter de ingreso a cuenta de su retribución definitiva, ~~correspondiente~~ cuyo valor corresponderá a los costes de explotación,

calculados de acuerdo con lo establecido en el Anexo IV de la presente Orden, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

- a) Estar en posesión del acta de puesta en servicio definitiva, expedida por la Administración competente para su autorización.
- b) Haber sido incluidas expresamente por la empresa solicitante en la previsión de nuevas instalaciones a que hace referencia el artículo 30 de la presente Orden.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá indicando expresamente la fecha a partir de la cual se reconoce en dicha retribución provisional.

A efectos de aplicación en el sistema de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural, del coste acreditado que finalmente se reconozca para la instalación, serán tenidos en cuenta, para minorarlos, en su caso, los importes ya percibidos por el titular en concepto de retribución provisional como ingreso a cuenta.

Artículo 18. Coste acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2006 y su retribución total.

1. En el Anexo I de la presente Orden se establece la cuantía total de los costes fijos de regasificación, almacenamiento y transporte acreditados para 2006 a cada empresa que realiza estas actividades.

Asimismo en dicho Anexo I de la presente Orden se establece el coste variable acreditado a la actividad de regasificación para el año 2006.

2. La agregación del total de las retribuciones correspondientes a cada empresa o grupo de empresas calculadas de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 3, 4, 5 y 6 de la presente Orden, determinará la retribución total de estas.

Artículo 19. Retribución a los transportistas por la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas.

La retribución anual de la actividad de gestión de compra-venta de gas destinado al mercado a tarifa se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{RGCV = (RCV + RMT + RFE)}$$

Siendo:

RCV: Coste total específico por compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCV = C_i \times Cmp \times kWh_{cf}$$

Siendo:

- C_i = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,0005.
- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.
- kWh_{cf} = kWh de gas suministrados al cliente final con destino al mercado a tarifa.

RMT : Coste total de las mermas de gas destinado al mercado a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RMT = [(C_r \times kWh_r) + (C_a \times kWh_a) + (C_t \times kWh_t)] \times Cmp$$

Siendo:

- C_r, C_a, C_t = porcentajes de mermas de regasificación, almacenamiento y transporte de gas respectivamente que serán los fijados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para 2006 serán igual a 0,25%, 2,11% y 0,215 % respectivamente.
- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.
- kWh_r = kWh de gas (GNL) descargados en planta de regasificación con destino al mercado a tarifas.
- kWh_a = kWh de gas (GN) inyectados en los almacenamientos subterráneos con destino al mercado a tarifas.
- kWh_t = kWh de gas (GN) introducidos en el sistema de transporte con destino al mercado a tarifas.

RFE : Coste total específico por financiación de existencias de gas destinado al mercado a tarifas calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RFE = C_x \times i \times Cmp \times kWh_{cf}$$

Siendo:

- C_x = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,109.
- i = coste del dinero que se fijará cada año en función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos. Para el año 2006 se establece en el 2,66 %

- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.
- kWh_{cf} = kWh de gas suministrados al cliente final con destino al mercado a tarifas.

A efectos de liquidaciones, se deberán utilizar los términos recogidos en el Anexo II de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas natural.

Artículo 20. Actividad de distribución.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente Orden quedan incluidos como costes de la actividad de distribución de gas natural los costes en que se incurra para llevar a cabo el desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.
2. Las instalaciones de distribución comprenderán, además de la red de gasoductos de distribución con presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación igual o inferior a 16 bar, las plantas satélites que suministren a una red de distribución y todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, y demás elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento, incluyendo las líneas de conexión con la red de transporte y las instalaciones asociadas.

No formarán parte de las instalaciones específicas de distribución a efectos del régimen retributivo las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

Artículo 21. Retribución de la actividad de distribución.

La retribución de la actividad de distribución se establecerá para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas, atendiendo a los siguientes criterios:

- a) El consumo y el volumen de gas vehiculado.
- b) Inversiones y amortizaciones realizadas en instalaciones de distribución.
- c) Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, aplicando criterios de mejora y eficiencia.
- d) Características de las zonas de distribución.
- e) Seguridad y calidad del servicio.
- f) Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución.

Los ingresos correspondientes a los derechos de acometidas serán facturados directamente por las empresas distribuidoras y no se incluirán en los costes

reconocidos por la actividad de distribución ni estarán sujetos al régimen de liquidaciones.

Asimismo, se establecerá por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro y la consecución de reducciones adicionales de pérdidas de gas respecto a las que sean predeterminadas, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas de gas de cada año.

Artículo 22. Actualización de la actividad de distribución.

1. La retribución global de la actividad de distribución se actualizará anualmente en función del IPH y considerando el crecimiento de la actividad afectado de unos factores de eficiencia. Dicho cálculo se realizará atendiendo a la siguiente fórmula:

$$RD_n = RD_{n-1} \times [1 + IPH_n \times 0,85] \times (1 + \Delta A_{cl<4} \times F_{cl<4} + \Delta A_{D<4} \times F_{D<4} + \Delta A_{D>4} \times F_{D>4})$$

Siendo:

RD_{n-1} = el coste de distribución correspondiente al año anterior, revisado de acuerdo con el apartado 4.

$\Delta A_{cl<4}$ = variación del número de consumidores conectados en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, calculada como cociente entre el número medio previsto para el año en que se determina la retribución y el valor medio del año anterior.

$F_{cl<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de captación de consumidores en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,426.

$\Delta A_{D<4}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar calculada como cociente entre la prevista para el año de cálculo y la real del año anterior.

$F_{D<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda total en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,142.

$\Delta A_{D>4}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar, calculada como cociente entre la prevista para el año de cálculo y la real del año anterior.

$F_{D>4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,142.

2. Los factores de ponderación y eficiencia de captación de clientes, de la demanda en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar e inferior o igual a 4 bar se establecerán anualmente, en función de la evolución de la demanda, de las mejoras de productividad y de la evolución económica, cuando se efectúe la revisión anual de las tarifas de gas.

3. A partir de la cifra RD_n se obtendrá la retribución media unitaria por cada nuevo cliente, por cada nuevo kWh suministrado a presiones menores o iguales a 4 bar y por cada nuevo kWh suministrado a presiones entre 4 y 60 bar.

El incremento de retribución de cada compañía distribuidora se calculará multiplicando las retribuciones unitarias medias anteriores por el aumento de ventas y clientes de cada una de ellas.

4. Para el cálculo de la retribución correspondiente al año «n», el valor de la retribución del año «n-1» (RD_{n-1}), se recalculará sustituyendo las previsiones de demanda por los valores reales utilizados para el cálculo de la actualización del año «n».

Las posibles desviaciones que se pongan de manifiesto al efectuar el recálculo anterior se tendrán en cuenta a nivel empresa en las liquidaciones correspondientes al año «n».

5. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del día 31 de diciembre de cada año, la retribución que corresponde percibir a cada empresa distribuidora, tomando como base la retribución global calculada de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores.
6. En el Anexo V de la presente Orden se establece la retribución global de los costes totales de distribución para el año 2006 así como la de cada empresa que realiza esta actividad.

Artículo 23. Inclusión de nuevas empresas de distribución en el régimen económico

La inclusión de una nueva empresa de distribución en el régimen económico requerirá la solicitud por parte de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañando a la misma:

1. Memoria de actividad en la que se hará constar la previsión de clientes y consumos en los primeros 5 años de funcionamiento, plan de inversiones, zona geográfica de actuación (superficie y nº de habitantes) y cuenta de resultados provisional.
2. Resolución de autorización administrativa.
3. Actas de puesta en servicio o certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente de puesta en gas de las instalaciones.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la inclusión en el régimen económico con indicación expresa de la fecha de inclusión en el mismo y la retribución anual reconocida.

La retribución anual inicial se determinará aplicando los valores unitarios, a que hace referencia el apartado 3 del artículo 20, a la previsión de clientes y consumos correspondientes al primer año de funcionamiento. En el segundo año de funcionamiento se procederá a ajustar la Retribución inicial de acuerdo con las cifras reales de demanda.

Artículo 24. Retribución específica de instalaciones de distribución.

Uno.- Las empresas distribuidoras que hayan suscrito convenios con la Comunidad Autónoma correspondiente para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural, podrán solicitar una retribución específica a la Dirección General de Política Energética y Minas para las instalaciones de conexión. Igualmente se podrá solicitar dicha retribución para reemplazar plantas satélites existentes de Gas Natural Licuado por una conexión con la red de gasoductos.

Para acogerse a dicha retribución se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- a) Que exista convenio suscrito con la Comunidad Autónoma.
- b) Que la retribución por la actividad de distribución y de suministro a tarifa junto con las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la construcción de las instalaciones de distribución sean suficientes para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución.
- c) Que la situación del núcleo requiera inversiones en instalaciones de conexión con la red gasista existente que hagan económicamente inviable el proyecto.
- d) Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año 2006 o en el año 2007.

Dos.- Las solicitudes de retribución específica de distribución deberán realizarse con anterioridad al 30 de abril del año en curso, comprendiendo las solicitudes realizadas en el año 2006 aquellas instalaciones cuya construcción se vayan a iniciar en ese año o en el año siguiente, acompañando la solicitud de la siguiente documentación:

- Descripción técnica de la instalación.
- Presupuesto de inversiones, desglosando la correspondiente a la retribución específica solicitada.
- Estudio del mercado potencial en un horizonte de 30 años, justificando aquellos casos en que se prevea un fuerte crecimiento de la población en el núcleo respecto a la población censada en la actualidad.
- Análisis de inversión de la gasificación del núcleo de población sin la instalación de conexión (horizonte de 30 años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución.

- Análisis de inversión de la gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en la instalación de conexión (horizonte de 30 años) En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución y de conexión.
- Aportaciones de Fondos Públicos.
- Cuantificación de la retribución solicitada.
- Convenio con la Comunidad Autónoma.

Con el fin de homogeneizar la información de los diferentes proyectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá formatos estándares para el análisis de inversión y de mercado de los diferentes proyectos, debiéndose proporcionar en el soporte que esta indique.

Tres.- Los convenios suscritos entre la empresa distribuidora y la Comunidad Autónoma deberán recoger de forma individualizada los núcleos de población a gasificar, las instalaciones necesarias, las aportaciones de la Comunidad Autónoma en su caso (desglosando las aportaciones destinadas a la instalación de conexión y a la de distribución), y la retribución específica necesaria, así como el calendario de ejecución de los proyectos.

Cuatro.- La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá conjuntamente las solicitudes recibidas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y de acuerdo con los siguientes criterios:

- Las solicitudes se valorarán en función directa a la aportación comprometida por la Comunidad Autónoma y/u otros entes de carácter público, para cada una de ellas, y en función inversa a la aportación específica solicitada.
- Se primarán aquellos proyectos cuya inversión repercuta en un mayor número de consumidores y se penalizarán aquellos cuya inversión por cliente sea muy elevada.
- La retribución específica para un proyecto no podrá exceder en ningún caso del 10% de la cantidad disponible para la retribución específica anual para el conjunto de sector.

Para determinar la cuantía de la retribución específica, se tendrá en cuenta el incremento debido a la aplicación del sistema general desarrollado en la presente Orden Ministerial para la retribución de las empresas distribuidoras, la aportación de otros Organismos y una rentabilidad equivalente a la utilizada en instalaciones de transporte.

La retribución específica otorgada para cada Proyecto no podrá sobrepasar en ningún caso la menor de las siguientes cantidades:

- Retribución específica necesaria para asegurar una rentabilidad del proyecto equivalente a la utilizada para las instalaciones de transporte.
- Retribución específica necesaria de forma que esta más la aportación de la Comunidad Autónoma y de otros fondos públicos para la inversión en conexión supere el 85% de la inversión en conexión.

La retribución específica se otorgará en un único pago, una vez que se acredite la puesta en servicio de la instalación y la aportación de la Comunidad Autónoma, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y se integrará en la retribución acreditada en vigor de la empresa distribuidora, una vez que esta acredite el cumplimiento de los requisitos que se establezcan en la citada Resolución, incluyendo la correspondiente acta de puesta en marcha de las instalaciones.

La retribución específica anual para el conjunto del sector no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

$$RD_n = 23.000.000 \text{ €} - \text{RTS}$$

RD_n : Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2006.

RTS: Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-1, más la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en los años n-2 y n-3 que no se hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años n-1 y n-2.

Artículo 25. Municipios con retribución específica acreditada

De acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Orden Ministerial ECO/31/2004 por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, con fecha de 1 de febrero de 2005, el Director General de Política Energética y Minas dictó Resolución estableciendo los municipios con derecho a recibir dicha retribución específica para las instalaciones de conexión, iniciados en el año 2004.

Las empresas distribuidoras que durante el año 2005 han enviado al Ministerio el acta de puesta en servicio de las instalaciones de conexión de los municipios, junto con la retribución acreditada por este concepto, se enumeran a continuación.

	Retribución específica (€)
Meridional de Gas, SAU	
Los Barrios	173.205
Medina Sidonia	223.500
El Puerto de Santa María	378.900
Torredonjimeno	191.910
Torre del Campo	200.550
Distribuidora Regional del Gas, SA	
Iscar	134.400
Mojados	121.500
Pedrajas de San Esteban	238.500
Gas Natural SDG, SA	
Alhaurín de la Torre	3.077.900
Lorca	1.723.250
Alhama de Murcia	374.320
Torres de la Alameda	132.760
Sant Pere de Vilamayor	92.450
Gas Galicia SDG, SA	
Bayona	385.660
Gondomar	447.550
Vilanova de Arousa	398.870
TOTAL	8.295.225

De acuerdo con el citado artículo 22 de la Orden ECO/31/2004, la retribución específica se incluirá en el régimen económico en el año siguiente al de su puesta en servicio. Dicha retribución ha sido incluida en la cifra de retribución total que se incluye en el Anexo V de la presente Orden.

En el caso de aquellas instalaciones de conexión que tengan asignada retribución específica por la Resolución de 1 de febrero de 2005 y cuya puesta en servicio se lleve a cabo durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las correspondientes Resoluciones de inclusión en el sistema de liquidaciones del año en curso, una vez se acrediten los requisitos establecidos.

Durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones correspondientes, reconociendo la retribución asociada a las instalaciones que se pongan en servicio y que cumplan los requisitos del artículo anterior, para su inclusión en el sistema de liquidaciones.

Artículo 26. Actividad de suministro a tarifas.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente Orden quedan incluidos como costes de la actividad de suministro de gas natural a tarifa los costes en que incurren los distribuidores necesarios para atender a los clientes a tarifa.
2. Estos costes comprenderán los costes propios de suministro, las mermas de gas en las redes de distribución para atender estos suministros y el coste

del capital circulante derivado de la financiación entre el pago y el cobro de la materia prima.

3. No están incluidos los costes correspondientes a los equipos de medida, a las acometidas, a las inspecciones y cualquier otro no estrictamente necesario para el suministro a tarifa. Estos costes serán cobrados directamente por los distribuidores a los clientes y no están sujetos al procedimiento de liquidaciones.

Artículo 27. Retribución de la actividad de suministro a tarifas

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del día 1 de enero de cada año, la retribución que corresponda percibir a las empresas distribuidoras por la actividad de suministro de gas a tarifa.
2. La retribución de la actividad de suministro a tarifas de gas se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RS_n = RAS_n + RMD_n + RCI_n$$

Siendo:

RAS_n : coste específico por la actividad de atención a los clientes a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RAS_n = (CS_{n-1<4} \times kWh_{cn<4} + CS_{n-1>4} \times kWh_{cn>4}) \times [1 + IPH_n \times 0,85]$$

Siendo:

- $CS_{n-1<4}$ = coeficiente de suministro a presión de diseño igual o inferior a 4 bar expresado en €/kWh. Para 2006 este coeficiente será igual a 0,002061 €/kWh.
- $kWh_{cn<4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas para consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.
- $CS_{n-1>4}$ = coeficiente de suministro a presión de diseño superior a 4 bar expresado en €/kWh. Para 2006 este coeficiente será igual a 0,000292 €/kWh.
- $kWh_{cn>4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas para consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea superior a 4 bar.
- IPH_n tiene el significado ya definido en los puntos anteriores de la presente Orden.

RMD_n : coste de las mermas de gas en las redes de distribución que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RMD_n = [C_{r<4} \times kWh_{cn<4} + C_{rPSP<4} \times kWh_{cnPSP<4} + C_{r>4} \times kWh_{cn>4} \frac{C_{r4-16}}{16} \times kWh_{cn4-16}] \times Cmp$$

Siendo:

- $C_{r<4}$, $C_{rPSP<4}$, $C_{r>4}$, C_{r4-16} = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual a 4 bar, a presión inferior o igual a 4 bar suministradas a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano, y superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar, respectivamente, que serán los fijados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para 2006 serán igual a 1%, 2% y 0,39% respectivamente.
- $kWh_{cn<4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.
- $kWh_{cnPSP<4}$ = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar, a partir de plantas satélite de GNL o mediante gas manufacturado a partir de propano.
- $kWh_{cn>4}$ kWh_{cn4-16} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos, cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar.
- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinada al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

En el cálculo del RMD_n se podrán reconocer excepcionalmente mermas de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, en caso de que se justifique su existencia.

RCI_n : coste específico por las necesidades financieras derivadas de la diferencia entre el pago de la materia prima y el cobro al cliente a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCI_n = C_z \times i \times Cmp \times kWh_{cn}$$

Siendo:

- C_z = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,004.
- i = coste del dinero que se fijará cada año en función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos. Para el año 2006 se establece en el 2,66%
- Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.
- kWh_{cn} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas.

3. A efectos de liquidaciones, se deberán utilizar los términos recogidos en el Anexo II de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas natural.

Artículo 28. Retribución de la actividad del Gestor Técnico del Sistema.

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará antes del 1 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al Gestor Técnico del Sistema, por el ejercicio de esta actividad. Este coste se incluirá como un coste a retribuir de las actividades reguladas y estará sometido al procedimiento de liquidación.
2. A estos efectos el Gestor Técnico del Sistema, comunicará, antes del 1 de diciembre de cada año, al Ministerio de Economía, los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes que, a su criterio, estime necesarios para el desarrollo de su actividad, en los términos del artículo 24.3 del Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto.

Artículo 29. Retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.

A efectos del reconocimiento de la retribución por este concepto y de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 949/2001 y con la información remitida por la empresa se establece que para el año 2006 el coste diferencial unitario provisional correspondiente a la actividad de distribución de gases manufacturados diferentes al gas natural licuado en territorios extrapeninsulares se establece en 0,019097 €/KWh.

Anualmente la empresa presentará una Memoria auditada con los costes reales de compra de materia prima en que se ha incurrido durante el ejercicio y se analizará la diferencia entre el precio mensual de adquisición del propano declarado por el beneficiario y el valor del coste de la materia prima empleado para la elaboración del precio máximo mensual del GLP canalizado.

Para realizarlo se comparará la media de los meses disponibles del año con el valor medio de los últimos treinta y seis meses, pudiéndose reconocer un coste diferencial unitario definitivo inferior en el caso de que se observe una divergencia superior al 10%

Artículo 30. Obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y gestión del sistema.

1. A fin de determinar los costes reconocidos a cada instalación y la retribución correspondiente, las empresas transportistas comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, antes de 1 de noviembre de cada año, los datos técnicos y económicos referentes a nuevas instalaciones puestas en servicio, ampliaciones, modificaciones, transmisiones y cierres correspondientes a los últimos doce meses. Con objeto de determinar las tarifas y peajes, deberán asimismo enviar una relación de las instalaciones cuya puesta en servicio esté prevista en los doce meses siguientes indicando los datos anteriores y la fecha prevista de la entrada en servicio.
2. Con objeto de determinar las tarifas, peajes y cánones de cada año, todas las empresas o agrupaciones de empresas sometidas al proceso de liquidaciones deberán remitir al Gestor Técnico de Sistema antes del día 15 de octubre de cada año, los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente, especificando, entre otros, el consumo y número de clientes suministrados, la capacidad contratada, las ventas y clientes incorporados, todo ello por nivel de presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregados para el mercado regulado y para el mercado liberalizado.

El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 1 de noviembre de cada año, los datos de demanda recibidos de las empresas debidamente integrados para el conjunto del sector.

3. Las empresas transportistas y distribuidoras de gas deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía debidamente auditadas, antes del 30 de junio de cada año los estados financieros, las cuentas anuales y el informe de gestión referidos al ejercicio anterior, así como la desagregación de las cuentas anuales por actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compra-venta de gas, distribución y suministro a tarifa, indicando los criterios utilizados.
4. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.

Artículo 31. Facturación y cobro de la retribución.

La facturación y cobro de la retribución de las actividades reguladas en la presente Orden se realizará de conformidad con el procedimiento de liquidaciones establecido en el Capítulo V del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y desarrollado por la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la

que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Artículo 32. Instalaciones de seguridad anteriores a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

El tratamiento recogido en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para las instalaciones destinadas a dotar de la adecuada seguridad al sistema que hubieran sido objeto de concesión, está incluido en el cálculo de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento desarrollado en la presente Orden.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA PRIMERA. Coste del almacenamiento buques durante el Plan Invernal de gas natural licuado con destino al mercado regulado

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar Resolución de reconocimiento de retribución al Gestor Técnico del Sistema para cubrir los costes de almacenamiento de gas natural licuado en buques, destinado al mercado regulado tal como se detalla en el Plan Invernal, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de noviembre de 2005.

Para dictar la anterior Resolución, el Gestor Técnico del Sistema deberá enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas la información suficiente para acreditar los costes reales incurridos.

A efectos de imputación de costes al mercado regulado, para el cálculo de las tarifas reguladas, se han previsto 8.500.000 € en este concepto.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA SEGUNDA. Compra del gas natural con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de la red de transporte.

Durante el año 2006, Enagás ~~las empresas transportistas~~ adquirirán el gas natural necesario correspondiente al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación.

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar una resolución reconociendo el coste acreditado por la retribución financiera correspondiente a la inversión realizada (que en ningún caso podrá ser superior al precio del Coste de la Materia Prima en vigor en el momento de realizar la compra) valorada al tipo referencia de "Obligaciones del Estado más 3%"

~~Enagás~~ Las empresas transportistas adquirirán dicho gas durante el período comprendido entre el 1 de junio al 30 de septiembre de 2006, ~~al precio del Coste de la Materia Prima en vigor en el momento de realizar la compra.~~

DISPOSICIÓN TRANSITORIA TERCERA. Telemedida

La empresa distribuidora o transportista "i" que el 1 de marzo de 2006 tenga ~~clientes~~ consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año sin equipos de telemetria en funcionamiento, verá reducida su retribución fija acreditada para el período de liquidación "t" (RF_{it} , definida en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación), en la siguiente cantidad :

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^* = Consumo en el período "t" de los clientes consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año del distribuidor o transportista "i" que no estén siendo telemetrados. El Gestor Técnico del Sistema enviará mensualmente a la CNE por cada distribuidor o transportista, mediante el SIFCO, el volumen de gas natural suministrado y no telemetrado para los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año.

R_i = Retribución anual del distribuidor o transportista "i" establecida en el los Anexos I y V de la presente Orden.

D_i = Demanda total prevista para el año 2006 del distribuidor o transportista "i" (mercado regulado y liberalizado), ~~considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar.~~ Se tomará la cifra publicada en la ~~Memoria que acompaña a~~ el Anexo VI de la presente Orden.

j = año en curso

Este importe será calculado mensualmente por la Comisión Nacional de Energía y las cantidades detruidas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA CUARTA. Retribución por los consumos industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2

A efectos de realizar las liquidaciones mensuales, la Comisión Nacional de Energía reducirá la retribución fija acreditada para el período "t" (RF_{it} , definida en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación), de las empresas distribuidoras con clientes

industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2, en la siguiente cantidad:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^* = Cantidad de gas natural (consumido en el período de liquidación “t” por parte de los clientes industriales del distribuidor “i” suministrados a presiones menores o iguales a 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2.

R_i = Retribución anual del distribuidor “i” establecida en el Anexo V de la presente Orden

D_i = Demanda total del distribuidor “i” (mercado regulado y liberalizado), estimada para el año 2006, considerando a estos efectos los suministros a presiones inferiores o iguales a 60 bar. Se tomará la cifra publicada en la ~~Memoria que acompaña a~~ el Anexo VI de la presente Orden.

j = año en curso

Las cantidades detraídas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA UNICA. DEROGACIÓN NORMATIVA

A la entrada en vigor de la presente Orden, queda derogada cualquier disposición de igual o inferior rango, en cuanto se oponga a lo establecido en la presente Orden.

DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA. HABILITACION PARA LA APLICACIÓN DE LA ORDEN.

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la presente Orden.

DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA. ENTRADA EN VIGOR.

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

Madrid, de diciembre de 2005.

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

José Montilla Aguilera

ANEXO I

Coste acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. Coste fijo acreditado a cada empresa o grupo de empresas en 2006 (RF_{2004i}) en euros:

TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	1.320.562
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	10.790.415
GAS NATURAL S.D.G., S.A.	18.457.048
ENAGAS, S.A.	521.547.270
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	649.913
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	134.600
BAHÍA BIZKAIA GAS, S.L.	42.350.957
TOTAL	595.250.765

2. Coste variable acreditado para el año 2006 (RV₂₀₀₆) = 0,000267 €/kWh regasificado.
3. Coste variable acreditado para el año 2006 para los servicios de trasvase de GNL a buques (RV_{T2006})= 0,000301 €/kWh trasvasado.

ANEXO II

Valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Plantas de regasificación

Plantas de regasificación	
Tanques (€/m ³)	566,11
Capacidad nominal de regasificación (€/m ³ /h)	212,44
	€unidad
Cargaderos de cisternas	1.747.473
Obra civil portuaria y terrestre. Se valorará de forma particular con un valor máximo de:	52.424.188

2. Instalaciones de transporte

Gasoducto ($P \geq 60$ bar)	
Díámetro (pulgada)	€/m/pulgada
6	32,54
8	28,46
10	25,89
12	23,30
14	22,20
16	21,11
18	20,27
20	18,98
22	18,03
24	17,24
26	17,43
28	17,43
30	17,26
32	19,24
36	19,60
40	20,12
42	20,40
44	21,42
48	22,14
52	21,99

En caso de gasoductos con presión de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar, cuya autorización se haya publicado en el Boletín Regional con posterioridad al 15 de enero de 2004 los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,52 * C_{> 60 \text{ bar}}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	
T. Variable	1.058,56 €/HP instalado
T. Fijo	3.528.552 €/Estación

Estación de Regulación y Medida (P_≥ 60 bar)	
	€/Unidad
G-65	237.590
G-100	257.953
G-160	285.107
G-250	298.683
G-400	319.049
G-650	339.413
G-1000	407.296
G-1600	461.602
G-2500	522.695
G-4000	658.461
G-6500	794.226

En caso de Estaciones de Regulación y Medida con presión de entrada inferior a 60 bar, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,75 * C_{> 60}$$

Siendo C_{> 60} los valores de la tabla anterior.

Índice de actualización

El índice de actualización para el año «n» de los valores unitarios de inversión en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,75 el IPH, en cuyo cálculo se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y de la estimación del IPRI.

ANEXO III

Cálculo de la retribución de las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Los costes anuales de inversión de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada de forma directa ~~para el año «n»~~, puesta en servicio el año ~~«n-1»~~ “n” se calculará como:

$$\text{CIT (n)} = \text{A (n)} + \text{R (n)}$$

Siendo:

- **A (n)**: coste anual de amortización, que se calculará de la siguiente forma:

$$A (n) = \text{VAI}(n)/\text{VU}$$

Donde:

- **VAI(n)**: valor de la inversión en el año «n», que se calculará aplicando los valores Unitarios del Anexo II a las unidades físicas de la nueva instalación, descontando las ayudas públicas recibidas.
- **VU**: vida útil de las instalaciones. La vida útil será la siguiente:

	AÑOS
PLANTAS DE REGASIFICACION:	
Obra civil portuaria y terrestre	50
Tanques de almacenamiento	20
Instalaciones de regasificación	10
Cargaderos de cisternas	20
GASODUCTOS:	
Gasoductos	30
Estaciones de compresión	20
Instalaciones de regulación y medida	30

— **R (n)**: coste anual de retribución de la inversión, que se calculará como:

$$R(n) = VAI (n) * Tr_n$$

Siendo:

Tr_n : la tasa de retribución de la inversión del año «n».

2. Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características singulares, la Dirección General de Política Energética y Minas fijará una valoración específica, así como su vida útil.
3. La tasa de retribución de la inversión anual (Tr_n) a aplicar será la media anual de las obligaciones del Estado a diez años o tipo de interés que lo sustituya, más el 1,5 por 100. Para el año 2006, este tipo de interés se fija en el 5,01 %.

ANEXO IV

Valores unitarios de referencia de los costes de explotación de las nuevas instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte de adjudicación directa.

Plantas de regasificación	
Tanques (€) :	$2.102.308 + 17,269953 * V$
Donde V = Capacidad del tanque expresada en m ³	
Capacidad nominal de Regasificación (€/m ³ /h)	6,46
Cargaderos de cisternas (€/unidad)	54.566
Obra civil portuaria y terrestre (€/unidad)	1.596.070

ESTACIONES DE COMPRESION	
T. Variable (€/HP instalado)	59,09
T. Fijo (€/Estación)	197.120

Gasoducto (P_≥ 60 bar)	
€/m/pulgadas	0,6460

En caso de gasoductos con presión de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,52 * C_{> 60 \text{ bar}}$$

Siendo C_{> 60} los valores de la tabla anterior.

Estación de Regulación y Medida P >= 60 bar	
	€/unidad
G-65	7.774
G-100	8.458
G-160	9.348
G-250	9.753
G-400	10.435
G-650	11.117
G-1000	13.300
G-1600	15.073
G-2500	17.052
G-4000	21.485
G-6500	25.919

En caso de Estaciones de Regulación y Medida con presión de entrada inferior a 60 bar, cuya autorización se haya publicado en el Boletín Regional con posterioridad al 15 de enero de 2004, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,75 * C_{> 60}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

INDICE DE ACTUALIZACIÓN

El índice de actualización para el año «n» de los valores unitarios de explotación en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,85 el IPH, en cuyo cálculo se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales IPRI. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y de la estimación del IPRI.

ANEXO V

Coste acreditado para la actividad de distribución en el año 2006 (Euros)

(Este cuadro sustituye al que estaba incluido en la Propuesta de Orden recibida, que contenía algunos valores erróneos)

	ACTUALIZACION 2006	DESVIOS	RETRIBUCION ESPECÍFICA	RETRIBUCION TOTAL RECONOCIDA 2006
Naturcorp Redes, S.A.	99.940.410	-125.415	-	99.814.995
Gas Directo, S.A.	1.255.130	-90.167	-	1.164.963
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	5.324.162	60.775	494.400	5.879.337
Meridional del Gas, S.A.U.	3.632.374	-14.396	1.168.065	4.786.043
Gas Alicante, S.A.U.	1.691.941	75.724	-	1.767.665
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	7.320.519	225.251	-	7.545.770
Gas Aragón, S.A.	26.339.275	1.289.398	-	27.628.673
Gesa Gas, S.A.U.	25.474.131	1.528.092	-	27.002.222
Bilbogas, S.A.	9.965.986	258.243	-	10.224.229
Gas Natural de Alava, S.A.	13.148.456	-19.104	-	13.129.352
Gas Hernani, S.A.	1.067.168	45.563	-	1.112.731
Gas Pasaia, S.A.	611.376	12.643	-	624.019
Gas Tolosa, S.A.	1.170.036	31.448	-	1.201.484
Gas Natural SDG, S.A.	777.693.729	-4.333.491	5.400.680	778.760.918
Gas Andalucía, S.A.	53.875.896	-304.943	-	53.570.953
Gas Cantabria, S.A.	17.918.586	295.254	-	18.213.840
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	24.461.734	717.674	-	25.179.408
Gas Castilla y León, S.A.	57.712.524	135.222	-	57.847.746
CEGAS, S.A.	71.986.062	1.493.830	-	73.479.892
Gas La Coruña, S.A.	3.988.985	13.326	-	4.002.311
Gas Galicia, S.A.	21.363.641	660.685	1.232.080	23.256.406
Gas Murcia, S.A.	10.664.193	93.078	-	10.757.271
Gas Navarra, S.A.	20.925.111	54.787	-	20.979.898
Gas Rioja, S.A.	10.717.830	100.892	-	10.818.722
Gas y Servicios Mérida, S.L.	978.023	8.962	-	986.985
TOTAL	1.269.227.278	2.213.331	8.295.225	1.279.735.833

ANEXO VI

Demanda total prevista para el año 2006 de las empresas distribuidoras y transportistas (mercado regulado y liberalizado)

EMPRESA	Demanda total prevista para el año 2006 (mercado regulado y liberalizado) Di (Disposición Transitoria Tercera)	Demanda total prevista para el año 2006 a presiones inferiores o iguales a 60 bar (mercado regulado y liberalizado) Di (Disposición Transitoria Cuarta)
EMPRESAS TRANSPORTISTAS:		
Transportista Regional del Gas,S.L. Sociedad de Gas de Euskadi Transporte,S.A. Gas Natural Transporte S.D.G., S.L. ENAGAS, S.A. BBG Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L. Endesa Gas Transportista, S.L.		
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS::		
Naturcorp Redes, S.A. Gas Directo, S.A. Distribuidora Regional del Gas, S.A. Meridional del Gas, S.A.U. Gas Alicante, S.A.U. Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A. Gas Aragón, S.A. Gesa Gas, S.A.U. Bilbogas, S.A. Gas Natural de Alava, S.A. Gas Hernani, S.A. Gas Pasaia, S.A. Gas Tolosa, S.A. Gas Natural SDG, S.A. Gas Andalucía, S.A. Gas Cantabria, S.A. Gas Castilla-La Mancha, S.A. Gas Castilla y León, S.A. CEGAS, S.A. Gas La Coruña, S.A. Gas Galicia, S.A. Gas Murcia, S.A. Gas Navarra, S.A. Gas Rioja, S.A. Gas y Servicios Mérida, S.L.		