



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 2/2005 SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECE LA
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA
PARA EL AÑO 2005**

11 de enero de 2005

ÍNDICE

1	PREÁMBULO	4
2	ANTECEDENTES	5
3	CONSIDERACIONES PREVIAS	8
3.1	Sobre el rango jurídico más apropiado para el desarrollo de la regulación propuesta	8
3.2	Sobre la información justificativa aportada	9
3.3	Sobre la aplicación de la metodología de cálculo establecida en la Orden ECO/31/2004, acerca de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista ..	11
3.4	Sobre los parámetros utilizados para el cálculo de la retribución del año 2004.....	11
3.5	Revisión del IPC e IPH del año 2003	12
3.6	Sobre la conveniencia de evaluar la adecuación del nuevo sistema económico ...	14
4	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE REGASIFICACIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE	15
4.1	Actualización de la retribución fija de transporte como consecuencia de la revisión del IPC e IPRI del año 2003	15
4.2	Sobre la retribución de la regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2005 de las instalaciones con costes acreditados a 31 de diciembre de 2004	16
4.3	Sobre la actualización de los costes variables (RV_{in})	18
4.4	Sobre instalaciones adjudicadas de forma directa que se prevé incluir en el sistema en el año 2005.....	20
4.5	Sobre los valores unitarios de referencia para las inversiones adjudicadas de forma directa	22
4.6	Sobre qué valores unitarios de referencia se deben aplicar a las instalaciones autorizadas de forma directa: año “n” o “n-1”	24
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	25
4.8	Retribución por costes de explotación de ampliaciones en instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento.....	26
4.9	Sobre la remuneración del servicio de transvase de GNL a buques	27
4.10	Sobre la redefinición de las mermas	30
4.11	Sobre el tratamiento de las mermas de transporte para el gas destinado al mercado a tarifa	32
4.12	Sobre los costes unitarios de referencia de los gasoductos secundarios y ERM asociadas	33

4.13	Sobre la retribución de las instalaciones que hayan finalizado su vida útil.....	34
4.14	Sobre el procedimiento de cálculo del coste acreditado para las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural	35
5	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN	36
5.1	Sobre el modelo de retribución de la actividad de distribución	36
5.2	Sobre las mermas de la actividad de distribución	37
5.3	Sobre la actualización de la retribución de la actividad de distribución	38
5.4	Sobre la retribución específica de instalaciones de distribución.....	42
5.5	Sobre la segmentación de los costes de retribución por nivel de presión	47
6	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE LA COMPRA-VENTA DE GAS PARA EL MERCADO A TARIFA	48
7	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO A TARIFA	49
8	CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA	51
9	RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL AÑO 2005	51
10	OTRAS CONSIDERACIONES.....	58
10.1	Sobre la demanda de gas estimada para 2005 para el cálculo de los ingresos.....	58
10.2	Sobre los desvíos de las liquidaciones de 2002, 2003 y 2004.....	60
10.3	Sobre las empresas transportistas que se hallan pendientes de su inclusión en el sistema retributivo.....	61
10.4	Sobre el coste acreditado para el año 2005 de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte (Anexo I)	61
10.5	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.....	61
10.6	Sobre el equilibrio entre los ingresos y los costes por la actividad de regasificación.....	62
11	CONCLUSIONES.....	64
	ANEXO I.....	72

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

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 11 de enero de 2005 ha acordado emitir el presente

INFORME

1 PREÁMBULO

Con fecha 30 de diciembre de 2004 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 tres propuestas 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, 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, con fecha 30 de diciembre de 2004 se remitió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos la Propuesta de Orden objeto de este Informe. El día 10 de enero de 2004 se celebró sesión del Consejo Consultivo de Hidrocarburos en la que se trató la Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2005.

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. A lo largo del contenido de este Informe se han considerado los comentarios recibidos.

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 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 C.N.E. 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 tarifas, 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 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.

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, actualizó 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.

Recientemente, 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 corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos*, modifica los párrafos a y b, del apartado 2, del artículo 29 (peajes de regasificación, y transporte y distribución), del Real Decreto 949/2001.

En la Propuesta de Orden Ministerial sujeta a informe se introducen las siguientes nuevas disposiciones:

- a) Redefinición de las mermas de distribución.
- b) Nueva valoración de las instalaciones de transporte y regasificación.
- c) Definición de la valoración de las Estaciones de Medida y Estaciones de Regulación.
- d) Costes de explotación de las ampliaciones de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento.
- e) Mayor detalle para la retribución específica de instalaciones de distribución.
- f) Establecimiento de la retribución para operaciones comerciales nuevas, tales como el trasvase de GNL a buques.

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, aunque supone un mayor desarrollo de los aspectos ya contemplados anteriormente, junto con la necesaria actualización al año 2005 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. Algunas de estas consideraciones, junto con las mostradas en el epígrafe siguiente, no son derivadas directamente de las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden, sino que corresponden a artículos de la Orden ECO/31/2004 que permanecerían en vigor y que, a juicio de esta Comisión, son susceptibles de ser mejorados.

3.1 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 la Orden ECO/31/2004: 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 generan 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 una vez finalizado, el 31 de diciembre de 2004, el periodo transitorio establecido en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 949/2001, no se ha efectuado en esta Propuesta de Orden 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.

3.2 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 y análisis suficiente que permita valorar adecuadamente los resultados propuestos. Las carencias de información más significativas que se han observado 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 2004, 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 2004 y durante el año 2005, 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 de la Distribución:

- Información que permita justificar y determinar el valor asignado a la retribución específica para el año 2005.

Sobre la Retribución del Gestor Técnico del Sistema:

- Información detallada sobre las necesidades económicas del Gestor Técnico del Sistema en el año 2004 y prevista para el año 2005, que permita emitir una valoración justificada sobre la retribución propuesta para el año 2005.

Sobre la caracterización de la Demanda y de la Operación del Sistema Gasista:

- Supuestos introducidos sobre las previsiones del gas a almacenar por el mercado liberalizado, y las previsiones de ingresos por este concepto.
- Supuestos introducidos sobre la distribución de la demanda de gas en los diferentes escalones de los grupos de peajes y tarifas, y las previsiones de ingresos en cada uno de ellos en el año 2005.

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.

3.3 Sobre la aplicación de la metodología de cálculo establecida en la Orden ECO/31/2004, acerca de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista

El análisis realizado sobre los cálculos e información recogida en la Memoria justificativa de la Propuesta de Orden, indica que éstos se han llevado a cabo de un modo acorde con el procedimiento establecido en la Orden ECO/31/2004, salvo la precisión establecida en los epígrafes 4.1 y 4.2 de este informe. Asimismo, hay que señalar que para el cálculo de la retribución de la distribución para el año 2005, se realiza la corrección de las desviaciones en las previsiones de demanda empleadas para el año 2004 según lo establecido en el apartado 4º del artículo 20 de la Orden ECO/31/2004, sustituyendo las previsiones de demanda por los valores reales del año anterior.

3.4 Sobre los parámetros utilizados para el cálculo de la retribución del año 2004

La Propuesta de Orden especifica los valores de los distintos coeficientes que se han de utilizar para 2005 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 2005

Coeficientes		Año 2005	Año 2004	Año 2003 Real / Empleado		Año 2002
IPC	Índice de Precios al Consumo	2,0%	2,0%	2,6%	2,0%	2,0%
IPRI	Índice de Precios Industriales	3,00%	0,45%	1,07%	0,8%	0,9%
IPH	IPH	2,50%	1,22%	1,84%	1,40%	1,45%
Tr	Tasa de retribución de la inversión (bonos a 10 años + 1,5 puntos)	5,79%	5,64%	6,51%	6,51%	6,77%
I	Coste del dinero Euribor a 3 meses + 0,5 puntos	2,60%	2,98%	3,87%	3,87%	4,50%
CS<4	Coefficiente de suministro a menos de 4 bar	0,002018	0,001953	0,001956	0,001956	0,001933

CS>4	Coeficiente de suministro a más de 4 bar	0,000286	0,000277	0,000277	0,000277	0,000274
Cr<4	Coeficiente de mermas de distribución igual o inferior a 4 bar	1,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Fuente: Memoria Propuesta de O.M.

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 el valor del resto de parámetros que no se modifican respecto a los otros años: el índice de eficiencia, el coeficiente de coste específico de compra-venta, el coeficiente de financiación de existencias de gas en transporte, el coeficiente de necesidades financieras en distribución, los factores de ponderación y eficiencia de captación de consumidores y de la demanda y los porcentajes de mermas de regasificación, almacenamiento, transporte, así como de distribución a más de 4 bar.

3.5 Revisión del IPC e IPH del año 2003

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 2005, se ha de recalcular la retribución del año 2004, de acuerdo con los índices reales habidos en 2003, además de corregir previamente la previsión empleada en el año 2003.

En el cuadro 2 se muestra los valores utilizados para los años 2003 y 2004 y el valor real del año 2003.

Cuadro 2. Actualización de coeficientes para el año 2005

	2003 valor empleado	2004 valor empleado	2003 valor real
IPC	2,00%	2,00%	2,60%
IPRI	0,80%	0,45%	1,07%
IPH	1,40%	1,22%	1,84%
$1+0,85*IPH$	1,0119	1,01037	1,0156
$1+0,75*IPH$	1,0105	1,00915	1,01376

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 calculan 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, 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, 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 definitivos 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 se ha realizado. 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 y la retribución específica para instalaciones de distribución, etc.

Asimismo, y a favor de la conveniencia de evaluar la adecuación del nuevo sistema económico, hay que tener en consideración la existencia durante todos los años de vigencia del nuevo sistema económico, de desviaciones negativas entre los ingresos liquidables y la retribución reconocida, a pesar del aumento de la demanda y los resultados habidos en los balances y en las cuentas de resultados de las empresas integradas en el sistema económico.

Esta Comisión entiende que sería conveniente que durante el año 2005 se realizara la evaluación propuesta, a fin de establecer el primer sistema estable de actualización de las retribuciones de carácter cuatrienal para el periodo 2006-2009.

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. A continuación, se analizan las innovaciones 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 2003

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 2005, se ha de recalcular la retribución del año 2004, de acuerdo con los índices reales habidos en el año 2003, además de corregir previamente la previsión empleada en el año 2003.

En el cuadro 3 se recalcula la retribución del año 2004 de acuerdo con los índices reales del año 2003.

Cuadro 3. Actualización RF 2002 con índices reales del año 2003

COMPAÑÍA (en €)	Retribución	Actualización realizada con valores previstos		Actualización realizada con valor real IPH 2003		Diferencia (2-1)
	2002	2003	2004 (1)	2003	2004 (2)	
Enagas	407.584.000	412.434.250	416.711.193	413.941.291	418.233.863	1.522.670
Gas Natural Transporte SDG,S.A	15.141.000	15.321.178	15.480.059	15.377.162	15.536.623	56.564
Transportista Regional del Gas,S.L.	589.000	596.009	602.190	598.187	604.390	2.200
Sociedad de gas de Euskadi Transporte,S.A	8.096.000	8.192.342	8.277.297	8.222.277	8.307.542	30.245
TOTAL	431.410.000	436.543.779	441.070.739	438.138.917	442.682.418	1.611.679

Fuente: Memoria Propuesta O.M.

La primera columna del cuadro anterior contiene las retribuciones del año 2002, tal como se publicaron en la Orden ECO/301/2002. Las dos columnas siguientes muestran las actualizaciones correspondientes a las Órdenes de Retribuciones de los años 2003 y 2004, en las que se aplicaron unos IPH de 1,40% y 1,22%, respectivamente. La columna cuatro incluye la actualización del 2003 realizada aplicando el IPH real de 1,84%. Sobre dicha actualización se ha aplicado la del 2004, 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 2004 y la que hubiera correspondido si se hubiera aplicado el IPH real del 2003 por un importe de 1.611.679 €.

En la Memoria económica se echa de menos la información correspondiente a la actualización mediante el valor real del IPH de 2003, de las infraestructuras de transporte cuya retribución ha sido reconocida en 2003 y en 2004 para su inclusión en el régimen retributivo.

Este valor, junto con la actualización a 2005 de la retribución reconocida a 2002, mostrada en la penúltima columna del cuadro 3 debería haber dado lugar a la retribución reconocida de partida para 2004 que se analiza en el epígrafe siguiente.

4.2 Sobre la retribución de la regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2005 de las instalaciones con costes acreditados a 31 de diciembre de 2004

La retribución del transporte en el año 2005 para cada empresa “i” se calcula actualizando los costes fijos acreditados de las instalaciones de transporte existentes del año 2002² (RF_{2002in}), deducidos los costes correspondientes a las instalaciones que hayan agotado su vida útil durante el año 2004³; 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 2004 ($RINF_{in}$) y los costes variables para las instalaciones de regasificación durante 2004 (RV_{in}). Además, para el cálculo de la recaudación necesaria para cubrir los costes en el año 2005 se han incluido los costes fijos de las instalaciones con entrada en funcionamiento prevista durante el año 2005.

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

(con n = 2005)

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 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.

Hasta la fecha, sólo están reconocidos los costes acreditados de las inversiones de aquellas instalaciones que entraron en funcionamiento en el año 2002 (RINFDj). La mayor parte de las instalaciones que han entrado en funcionamiento durante los años 2003 y 2004 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.

Además, a lo largo del año 2004 la Dirección General de Política Energética y Minas ha dictado diversas resoluciones de inclusión de instalaciones en el sistema económico. Dichas resoluciones incluían la retribución desde la fecha de puesta en marcha y asignaban una retribución para el año 2004 por un importe global de 7.094.625 €. A partir de dicha cifra se ha calculado su retribución para el año 2005 mediante la actualización con el factor $0,85 \cdot \text{IPH}$ obteniéndose un importe actualizado de 7.245.386 €.

Para el cálculo de estos costes deben deducirse los costes correspondientes a las instalaciones que finalizan su vida útil, que suman un total de 1.025.860 €. Dicha cifra se obtiene de aplicar el artículo 6 de la Orden ECO/31/2004 y el coeficiente de actualización del 2003 y 2004.

Los costes fijos acreditados publicados en la Orden ECO/31/2004 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 ECO/31/2004 y la retribución reconocida para el año 2005 por empresas.

Cuadro 4. Actualización RF 2002 con índices reales del año 2003

COMPañÍA (En €)	RETRIBUCIÓN 2004 (O.M. ECO/31/2004) (1)	CORRECCIÓN IPH AÑO 2003 (2)	BAJAS Y AMPLIACIÓN VIDA ÚTIL (3)	RETRIBUCIÓN ANUAL INSTALACIONES INCLUIDAS EN EL 2004 (4)	COEFICIENTE DE ACTUALIZACIÓN 2005 (5)	RETRIBUCIÓN PROPUESTA BOE [(1)+(2)+(3)+(4)]*(5)
Transportista Regional del Gas, S.L.	1.234.801	2.200			1,021250	1.263.287
Gas de Euskadi Transporte, S.A.U	8.277.297	30.245		1.645.813	1,021250	10.164.864
Gas Natural S.D.G., S.A.	16.117.866	56.564		39.825	1,021250	16.558.808
ENAGAS, S.A.	456.396.267	1.522.670	-1.025.860	5.330.341	1,021250	472.045.666
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L.	608.763				1,021250	621.699
Endesa Gas Transportista, S.L.				78.646	1,021250	80.317
TOTAL	482.634.994	1.611.679	-1.025.860	7.094.625		500.734.641

Fuente: Memoria Propuesta O.M.

Para calcular la retribución reconocida para el año 2005, la Memoria Justificativa de la Orden parte de la cifra de retribución publicada en la Orden ECO/31/2004 (columna 1), a continuación le incorpora la cifra resultante de la revisión del IPH 2003 a la que se resta la cantidad correspondiente a las instalaciones que han terminado su vida útil pero continúan operativas, y se añade la retribución de las instalaciones que fueron reconocidas e incluidas en el sistema a lo largo del 2004. Por último, se realiza la actualización de la cifra resultante de acuerdo al factor $1+0,85*IPH_{2005}$ obteniéndose una retribución reconocida por un importe total 500.734.641 €.

Sin embargo, el cuadro 4 debería haberse calculado no a partir de la retribución establecida en la Orden ECO/31/2004, sino a partir del valor actualizado mediante el IPH real del año 2003 al que se habrían añadido también la actualización de las correspondientes variaciones en las infraestructuras de transporte incorporadas al sistema retributivo en el 2003 y en el 2004, tal y como se indica en el último párrafo del epígrafe previo.

Además, y puesto que en el momento de publicación de la Orden ECO/31/2004 no se conocía el IPH real en 2003 no se pudo proceder según lo indicado. Por otra parte, esta Comisión no ha podido modificar estos cálculos por no disponer de la información necesaria.

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

En el apartado 1º del artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 se indica que la retribución de las actividades de regasificación y almacenamiento estarán constituidas por un término fijo “.....y, en su caso, por un término variable, en función de los kWh regasificados en el año e inyectados y/o extraídos en almacenamientos subterráneos en el año n”.

En el apartado 2º del mismo artículo en el que se desarrolla el término variable de la fórmula de retribución se recoge sólo la retribución variable de regasificación y no la de almacenamiento que, también, debería contemplarse.

Además, en el artículo 14 de la misma Orden se establece que los costes de explotación de los almacenamientos subterráneos constan de una parte fija y otra variable, en función del gas inyectado y/o extraído, pero sin especificar cómo calcular el coste variable de explotación ni establecerse un coste unitario equivalente al de regasificación.

El término variable de regasificación está incluido en el artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 por lo que es de aplicación lo establecido en el apartado 4º de dicho artículo referente al empleo de valores definitivos de los índices IPC e IPRI, con la excepción de los años “n” y “n-1” en los que estos valores no se conocen. Por lo tanto, es obligado aplicar la corrección consecuencia de la desviación de los valores previstos sobre los reales en el año 2003. Por otro lado, se opta por mantener el mismo coeficiente de eficiencia que el del año anterior (0,85).

Para calcular la retribución prevista de los costes variables se actualiza el término establecido para el año 2005 de 0,000255 €/kWh y se multiplica por los kWh previstos a regasificar en el año 2005 (kWh_{rin}), que según la Memoria Justificativa de la Propuesta de Orden se estima en 216.588 GWh, lo que supone un total de 55.229.940 €.

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%

Fuente: Memoria Propuesta de O.M.

Por otro lado, y dada la existencia de instalaciones de almacenamiento subterráneo (Gaviota y Serrablo) en funcionamiento, sería necesario que en la Propuesta de Orden se incluyera el valor de los costes variables de explotación correspondientes a las mencionadas instalaciones.

Con motivo de la introducción de la remuneración del servicio de transvase de GNL a buques es necesario adecuar la definición del coste variable acreditado establecido en los apartados 1 y 2, del artículo 3, de la Orden ECO/31/2004. La propuesta de modificación se expone en el punto 4.9 de este Informe, sobre la remuneración del servicio de transvase de GNL a buques.

4.4 Sobre instalaciones adjudicadas de forma directa que se prevé incluir en el sistema en el año 2005

Para el año 2005 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 y 2004, cuya retribución se encuentra aún pendiente de aprobar y publicar, como las que previsiblemente se pongan en servicio durante 2005 por un importe total de 238.617.226 €.

La retribución fija prevista (reconocida y pendiente de reconocer) para las instalaciones de almacenamiento, transporte y regasificación se eleva a 739.351.868 €. Esta cifra es la suma de la retribución reconocida a publicar en el Boletín Oficial del Estado (500,7 Millones de €) y la estimación de las retribuciones correspondientes al año 2005 (238,6 Millones de €), representando esta última el 32% de la retribución total fija.

Al realizar el cálculo de las tarifas y peajes del año 2004 se reservó una partida para retribuir las instalaciones que se tenían previsto incluir a lo largo de dicho año por un importe total de 51.264.659 €. Si comparamos esta cifra con la prevista para el año 2005 el incremento es de más del 365%.

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 ha podido comprobar su verosimilitud.

En el cuadro 6 se muestra el incremento de retribución por actividades previsto para el año 2005, incluyéndose la retribución prevista para 2005 de la planta de regasificación de BBG.

Cuadro 6. Incremento de la retribución del transporte, almacenamiento y regasificación previsto para el año 2005

(En €)	Instalaciones puestas en servicio en 2004. Retribución 2004	Instalaciones puestas en servicio en 2004. Retribución 2005	Instalaciones puestas en servicio en 2005. Retribución 2005	TOTAL
ALMACENAMIENTO	286.552	1.101.101	362.283	1.749.935
REGASIFICACIÓN	48.927.295	60.292.672	356.691	109.576.659
TRANSPORTE	36.589.180	78.743.199	11.958.253	127.290.631
TOTAL	85.803.026	140.136.972	12.677.227	238.617.226

Fuente: Memoria Propuesta de O.M.

El retraso producido en el reconocimiento de la retribución genera efectos negativos para el sistema gasista:

- La empresa propietaria de la instalación soporta un sobrecoste económico por la demora en el cobro de la retribución.
- Las empresas que operan en el sector y están sujetas al procedimiento de liquidaciones desconocen la retribución pendiente de reconocer hasta su aprobación generándose con ello inseguridad ya que los ingresos percibidos por el procedimiento de liquidaciones no tiene por qué corresponder con la retribución que finalmente corresponda a cada empresa.

- Debido al sistema de liquidaciones, el déficit real que se produzca anualmente entre lo presupuestado y lo recaudado se desconoce hasta que se aprueben la totalidad de las instalaciones.

4.5 Sobre los valores unitarios de referencia para las inversiones adjudicadas de forma directa

El Anexo II de la Propuesta de Orden, establece los valores unitarios de referencia de las nuevas instalaciones de regasificación y transporte adjudicadas de forma directa para el año 2005. Los citados valores unitarios de referencia se han calculado partiendo de los valores unitarios de referencia reales del año 2004, previamente calculados con el IPH real del 2003, actualizándolos al año 2005 con el IPH y el factor de eficiencia empleado para el año 2005.

No obstante, dado el tiempo transcurrido desde su establecimiento en el año 2002, es aconsejable revisar la adecuación con la realidad de los actuales valores unitarios de referencia. A estos efectos, esta Comisión ya informó en la propuesta de la Orden ECO/301/2002 sobre la significativa dispersión entre valores unitarios de referencia y los valores observados en los proyectos reales.

En este sentido, la Propuesta de Orden Ministerial en su Disposición Adicional Única requiere a la Comisión Nacional de Energía, la elaboración de una propuesta de valores unitarios para las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa, en un plazo de nueve meses desde la entrada en vigor de la Orden.

La metodología actual de retribución de las instalaciones autorizadas de forma directa, supone que se emplearán los costes unitarios anuales de inversión para establecer la retribución de una instalación autorizada de forma directa.

Sin embargo, es preciso resaltar la ausencia, hasta la fecha, de autorización de instalaciones mediante procedimiento de concurrencia. Este proceso está regulado en el artículo 73 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. En este sentido, es preciso

recordar que como resultado del mencionado proceso en concurrencia se obtendría la retribución de la infraestructura. En consecuencia, de esta forma se podría conseguir el precio más adecuado para cada una de las instalaciones de transporte.

Esta metodología de retribución de las instalaciones de transporte también existe en la regulación del sistema eléctrico. Así, el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, establece esta posibilidad para la remuneración de las instalaciones de transporte. No obstante, esta metodología tampoco se ha aplicado nunca en este sector.

Por consiguiente, y sin renunciar a una forma de remuneración que parece la más conveniente, a continuación se exponen las consideraciones de esta Comisión a la remuneración mediante los llamados costes de referencia estándares o unitarios.

El coste de una infraestructura de transporte puede variar de forma relevante. Así, existen infraestructuras singulares, como pueden ser las instalaciones portuarias y terrestres de las plantas de regasificación o los almacenamientos subterráneos, que claramente no pueden ser estandarizadas, y, necesariamente tendrán que ser retribuidas mediante costes debidamente auditados. En este sentido, la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, vino a resolver estos problemas de valoración, al incluir unos artículos específicos en los que exige un informe de auditoría en el que conste la inversión desglosada por conceptos de coste, además de una declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos.

Además, incluso los gasoductos, cuya remuneración por coste estándar en €/m/pulgada parece, a priori, más fácil, pueden sufrir variaciones significativas en función de las condiciones geográficas, orográficas, demográficas, urbanísticas, medioambientales, o de cualquier otro tipo, de manera que pueden ser significativamente más altos o más bajos que los costes unitarios establecidos.

A juicio de esta Comisión, reconocer el valor de la inversión para la remuneración como el coste auditado, en el que el coste unitario fuera un valor máximo, parece la metodología más adecuada para la remuneración de cada infraestructura de transporte, si se renuncia a la remuneración resultante del proceso en concurrencia. Y, en definitiva, es la que

debería emplearse en cualquier instalación de transporte que fuera autorizada de forma directa. De esta forma, se tendería a la tasa de retribución reconocida en la regulación y no a tasas mayores.

Por consiguiente, se propone introducir un artículo en este sentido, para las instalaciones autorizadas de forma directa.

Por otro lado, a aquellas instalaciones que por sus características técnicas tuvieran un carácter especial se les aplicaría lo establecido en el artículo 12 de la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, de manera que no fuera activa la restricción del cobro por coste unitario.

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.

Con este criterio, a las instalaciones puestas en servicio en 2004 se les aplicarán los valores unitarios actualizados que se establecen en la correspondiente Orden del año 2005. 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 una relevante inseguridad jurídica. Tal fue el caso de la Orden ECO/31/2004, que introdujo modificaciones importantes en la metodología de cálculo de determinadas instalaciones. Así, se introdujeron modificaciones en los valores unitarios de inversión de los gasoductos de transporte secundario, multiplicándolos por un nuevo coeficiente de 0,52; por lo tanto, reduciendo su retribución a casi la mitad de la prevista en la Orden

previa. También existieron modificaciones en la metodología de cálculo de las inversiones en las plantas de GNL, valorando de manera diferente las inversiones iniciales y las ampliaciones de las plantas; asimismo, se requirió ampliar la documentación a presentar en las solicitudes de inclusión en el régimen retributivo (inversión realizada auditada y desglosada por conceptos de coste, declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos, etc.), documentación que no se disponía en las instalaciones puestas en servicio en 2003.

Sin entrar a valorar la conveniencia de dichas modificaciones, 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 la Propuesta de Orden Ministerial sujeta a informe, en su Anexo III, 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 retribución 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 de Retribución en vigor a la hora de establecer los valores unitarios de inversión y de explotación sólo contempla las Estaciones de Regulación y Medida (ERM). Sin embargo, existen estaciones que no disponen de contador y que actúan solamente como elementos de regulación (ER); así como existen estaciones de medida (EM) que carecen

de regulador y sólo disponen del elemento de medida. Se hace necesario establecer un procedimiento para valorar dichos elementos, ya que en caso contrario los transportistas tenderán a la instalación de las estaciones para las cuales disponen de valores unitarios (las ERM) incluso en los casos en que con una EM/ER es suficiente.

A estos efectos, la Propuesta de Orden 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 Propuesta de Orden opta por valorar dichas instalaciones de acuerdo con la inversión realmente efectuada, previa presentación de auditoría.

Por último, la Propuesta de Orden incluye un listado de las características de las ERM que en su momento se emplearon para calcular los valores unitarios y que han de cumplir todas las instalaciones a las que se les apliquen. Cualquier estación, independientemente del tipo (ERM, EM o ER) que no se ajuste a dichas características será valorada de acuerdo a la inversión realmente efectuada.

4.8 Retribución por costes de explotación de ampliaciones en instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento

En el artículo 4 de la Propuesta de Orden de retribución para el año 2005 se modifica el párrafo final del artículo 13 de la Orden ECO/31/2004 donde se definen los costes unitarios de explotación de las ampliaciones de las instalaciones de transporte, regasificación o almacenamiento y se establece que:

"Los costes anuales de explotación de las ampliaciones se calcularán multiplicando los establecidos en el Anexo IV por 0,50 y por el coeficiente que resulte de dividir la inversión real por la suma de la misma y la que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II a la instalación existente."

Este método supone asignar costes variables diferenciados en función del coste de cada instalación lo que supone distintas remuneraciones a las instalaciones nuevas y a las ampliaciones, aunque dichas inversiones tuvieran las mismas características. Esto se debe a que las nuevas inversiones se retribuyen a costes estándares y las ampliaciones a costes auditados. Este tratamiento diferenciado a la remuneración de los costes de explotación de las instalaciones, dependiendo si es instalación de nueva planta o ampliación, puede tener su justificación por el hecho de que una nueva instalación en un nuevo emplazamiento no tiene los mismos costes de explotación que una ampliación de instalaciones construidas anteriormente, debido a la existencias de economías de escala y costes marginales. En todo caso, sería preciso justificar el valor propuesto, ya que si el valor de la inversión fuera el estándar se vería reducido al 25% del coste de explotación existente.

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

La situación actual del mercado internacional de gas natural ha conducido a la aparición de nuevas operaciones y servicios que originariamente no se habían previsto en las tarifas, peajes y cánones, tales como, el transvase de GNL de planta de regasificación a buque, el transvase de GNL de buque a buque y la puesta en frío de buques.

La Disposición Transitoria Única de Propuesta de Orden introduce un nuevo concepto de retribución al transportista propietario de la planta de regasificación, por los nuevos servicios de transvase de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y la puesta en frío de buques.

Esta retribución así definida se integra en la retribución de la actividad de regasificación⁴, y tiene el carácter de variable, y es acorde con lo previsto en el artículo 16.3, del Real Decreto 949/2001. No obstante, también es posible que estos servicios hubieran podido estar enmarcados en lo previsto en el artículo 16.4, del mismo Real Decreto, por el posible uso de estos servicios para el tránsito internacional del GNL, aunque sería de

⁴ Las operaciones de transvase de GNL o enfriamiento de buques con GNL utilizan las plantas de regasificación

difícil concreción lo dispuesto en el mencionado artículo 16.3, debido a lo aleatorio de la prestación de estos servicios.

Con los valores definidos para el año 2005 para estos servicios, se calcula la retribución variable para el transportista, la contribución unitaria para la retribución fija, la cuota para el GTS y la tasa para la C.N.E. para el año 2005, según el cuadro siguiente:

Cuadro 7. Contribución al Sistema de Liquidación por el Servicio de Transvase de GNL a Buques en 2005

Concepto		€/GWh	Comentarios
Peaje	GNL a Buque	569,0	mínimo de 50000 €
	Buque a Buque	455,2	80% del peaje GNL a Buque
	Enfriamiento	569,0	mínimo de 50000 €
Retribución Variable	GNL a Buque	249,0	término variable reconocido
	Buque a Buque	199,2	80% del término variable reconocido
	Enfriamiento	455,2	80% del peaje por enfriamiento
Margen Unitario Contribución a Retribución Fija	GNL a Buque	316,0	
	Buque a Buque	252,8	
	Enfriamiento	109,8	
Cuota GTS	GNL a Buque	3,0	
	Buque a Buque	2,4	
	Enfriamiento	3,0	
Tasa CNE	GNL a Buque	0,9	
	Buque a Buque	0,8	
	Enfriamiento	0,9	

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

El artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 define el término variable de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento, haciendo referencia en su apartado 1 a que *“el término variable es función de los kWh regasificados en el año e inyectados y/o extraídos en el almacenamiento subterráneo en el año n”*.

En el apartado 2 del mencionado artículo 3 se define el coste variable acreditado a las actividades de regasificación según lo siguiente:

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

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

Siendo:

RV_{2002} : 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".

La introducción, en esta Propuesta de Orden, de la retribución del servicio de transvase de GNL a buques da lugar a que sea necesario adecuar a la nueva situación la actual redacción de los apartados 1 y 2 del artículo 3, de la Orden ECO/31/2004. A tal efecto se propone la introducción de un nuevo artículo en la Propuesta de Orden, que modifique algunos párrafos del artículo 3, de la Orden ECO/31/2004, con la siguiente redacción:

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

1. El Ministerio de ~~Economía~~ Industria, Turismo y Comercio publicará antes del día 31 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 ~~Economía~~ Industria, Turismo y Comercio de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

(...)

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

$$RV_{in} = \left[RV_{2002} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times (kWh_{rin} + 0,8 \times kWh_{trin}) + (0,8 \times P_{pf} \times kWh_{pfin})$$

Siendo:

RV_{2002} : coste variable acreditado a las actividades de regasificación para el año 2002.

kWh_{rin}: kWh regasificados o cargados a buques por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

kWh_{trin}: kWh transvasados a buques por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

P_{pf}: valor del peaje de puesta en frío para el año "n" expresado en €/kWh.

kWh_{pfm}: kWh empleados en la puesta en frío de buques a partir de plantas de regasificación por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

Por otro lado, la redacción del título de la Disposición Transitoria Única de Propuesta de Orden se refiere a: "RETRIBUCIÓN A LA ACTIVIDAD DE TRANSVASE DE GNL A BUQUES", sobre esta redacción conviene destacar que la actividad de transvase de GNL a buques no se encuentra entre las actividades reguladas que vienen definidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por lo que convendría cambiar la redacción del texto de la Disposición Transitoria Única suprimiendo la referencia a la actividad, quedando con el texto siguiente:

"DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA. RETRIBUCIÓN A LA ACTIVIDAD AL SERVICIO DE TRANSVASE DE GNL A BUQUES"

4.10 Sobre la redefinición de las mermas

La Propuesta de Orden, en su artículo 2, introduce modificaciones en los porcentajes de mermas reconocidos sobre los valores establecidos en la Orden ECO/31/2004.

En particular, se reduce el porcentaje de mermas de distribución a presión inferior o igual a 4 bar, que pasa del 2% al 1%, excepto para las suministradas desde plantas satélites de GNL para las que se mantiene el porcentaje del 2%.

Adicionalmente, la Propuesta de Orden introduce lo siguiente:

No se reconocerá merma alguna en gasoductos de transporte (primario y secundario) de longitud inferior a 50 Km, a menos que se justifique su existencia.

En términos generales, esta Comisión manifiesta su conformidad con la propuesta formulada. Sin perjuicio de ello, sobre esta novación en el tratamiento de las mermas, deben señalarse una serie de cuestiones:

- No se especifica desde qué origen o referencia se cuentan los 50 km indicados. A estos efectos, parecería razonable pensar que el origen habría de estar en los puntos de entrada al Sistema de Transporte y Distribución, ya que no tiene sentido, en relación con las mermas, aplicar otros orígenes. La posible justificación de esta interpretación la podríamos encontrar en el hecho de que la mayoría de las estaciones de compresión de transporte se encuentran a más de 50 km de los puntos de entrada al Sistema de Transporte y Distribución; no obstante, también se ha de indicar que puede haber estaciones de regulación y medida, con presión de salida a más de 16 bar, a cualquier distancia de los mencionados puntos de entrada, con los consiguientes autoconsumos, por lo que la distancia de 50 km pierde algo de su sentido.
- Tampoco se especifica a qué mermas se refiere la Propuesta, si son mermas de transporte o de distribución, o de ambas. A este respecto, conviene indicar que las mermas de transporte están definidas como un % sobre el volumen de gas introducido por los diferentes puntos de entrada al Sistema de Transporte y Distribución⁵ para cada comercializador o para el mercado a tarifa, sin distinción de si ese gas va destinado a consumidores que estén a más, o a menos, de 50 km de distancia, por lo que se plantean dificultades prácticas significativas para la aplicación de la Propuesta. A este respecto, es preciso indicar que el control y la medición en los puntos de entrada le corresponde a los distintos transportistas, y el control y la medición en los puntos de salida les corresponde en mayor medida a los distribuidores. La dificultad práctica de la Propuesta estriba en saber diariamente qué menores mermas le corresponden a cada comercializador en cada punto de entrada, en correspondencia con los puntos de consumo que tenga contratados a menos de 50 km, máxime cuando hay un manifiesto deficiente funcionamiento para la elaboración de los balances diarios de gas para cada comercializador en un plazo razonable.

⁵ Artículo 17, de la Orden ECO 31/2004

- En la reducción de mermas propuesta no se indica el tratamiento a dar a efectos de la remuneración de las actividades de compra-venta de gas para el mercado a tarifa y de suministro de gas a tarifa. No obstante, en los apartados correspondientes de este Informe se propone dar traslado a dichas remuneraciones de la reducción de mermas que esta Comisión propone seguidamente.

En consideración con los comentarios expuestos, y siendo partícipes de la consideración de la práctica inexistencia de mermas de distribución en los suministros de gas a consumidores conectados directamente a gasoductos de transporte, ya sean primarios o secundarios, se considera que la redacción propuesta se debería modificar en la Orden que finalmente que se apruebe, en el siguiente sentido:

No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar en gasoductos de transporte (primario y secundario) de longitud inferior a 50 Km, a menos que se justifique su existencia.

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

Se ha de destacar que la retribución a los transportistas por las mermas de transporte para el mercado a tarifa están incluidas en la retribución de la actividad de compra-venta de gas para el mercado a tarifa, de manera que reciben retribución por dichas mermas de transporte aquellos transportistas que introducen gas en el Sistema de Transporte y Distribución para el mercado a tarifa. No obstante, las mermas en transporte se generan principalmente en las estaciones de compresión y en las ERM, por lo que puede haber una incoherencia entre los transportistas que reciben la retribución por las mermas de transporte y los transportistas que tiene las mermas realmente. Este podría ser el caso de un transportista “A” que no tenga entre sus instalaciones, ni ERM, ni estaciones de compresión y que posea las instalaciones de conexión con un punto de entrada de gas al Sistema por donde se introduzca gas para el mercado a tarifa, y el caso de otro transportista “B”, que sí tenga ERM y estaciones de compresión, aunque no introduzca gas para el mercado a tarifa.

Con el actual sistema de retribución de las mermas de transporte el transportista “A” recibiría la citada retribución, mientras el transportista “B” no recibiría nada, siendo que quien tiene realmente las mermas de transporte es el transportista “B”.

A los anteriores efectos, en los Borradores de las Normas de Gestión Técnica de Sistema se incluye en su apartado 4.4.3 Mermas y autoconsumos (en redes de transporte) se prevé el reparto de las mermas de transporte entre aquellos transportistas que posean ERM y estaciones de compresión.

Por tanto, y en coherencia con lo anterior se propone introducir una modificación en el redactado del artículo 17, de la Orden ECO/31/2004, para que finalmente, cuando se aprueben las NGTS, reciban cada transportista la correspondiente remuneración por la mermas de transporte para el mercado a tarifa, según sus mermas reales.

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

$$RMT = [(C_r \times kWh_r) + (C_a \times kWh_a) + (C_t \times kWh_t)] \times C_{mp}$$

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 2004 serán igual a 0,5%, 2,11% y 0,43% respectivamente.

C_{mp} = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en euros/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.

A partir del momento de la entrada en vigor de las NGTS, se considerará como mermas de transporte de cada transportista, los kWh resultado del reparto mensual de mermas de transporte del gas con destino al mercado a tarifa, que en las NGTS se establezcan

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

La Propuesta de Orden mantiene la retribución reducida para las ERM y los gasoductos de transporte secundario establecida en la Orden ECO/31/2004, aplicando unos valores corregidos por los coeficientes 0,75 y un 0,52, respectivamente, a los correspondientes a los del transporte primario. Desde el punto de vista de la eficiencia en relación a la inversión, los gasoductos de transporte secundario son inferiores a sus equivalentes en transporte primario al tener menor capacidad. En consecuencia, esta medida resulta positiva en tanto en cuanto favorece a las instalaciones más eficientes. En todo caso, esta Comisión considera que no debe ser éste el mecanismo más adecuado para evitar el desarrollo de este tipo de instalaciones.

4.13 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.

A los anteriores efectos, y dado que la tasa de retribución es elevada considerando las características del riesgo asumido por los inversores que tienen garantizada su retribución a lo largo de la vida del proyecto, se recomienda se efectúe un análisis comparativo o “benchmarking” de carácter internacional, así como con otros sectores como el eléctrico, de lo razonable de la rentabilidad que obtienen los activos regulados del sector del gas en España, comparado con las rentabilidades que se obtiene en sectores regulados equiparables en países de nuestro entorno.

4.14 Sobre el procedimiento de cálculo del coste acreditado para las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural

En relación con las nuevas instalaciones gasistas de transporte, regasificación y almacenamiento puestas en marcha en 2004, y previstas para el año 2005, se debe señalar que se produce un incremento muy considerable de los gasoductos de transporte (2.086 nuevos kilómetros), así como de la capacidad de almacenamiento de GNL y de emisión de las plantas de regasificación, como se refleja en el aumento en 237 millones de euros de su retribución para los años 2004 y 2005.

En contraste con esa situación, el incremento en la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural en el mismo periodo es únicamente de 1,7 millones de euros, lo que viene a reflejar la parálisis actual en la exploración, desarrollo y acondicionamiento de nuevos almacenamientos subterráneos tan necesarios para afrontar situaciones de emergencia en el sistema gasista.

La reducida capacidad de almacenamiento subterráneo es uno de los problemas del sistema gasista español, ya que el desarrollo de nuevos almacenamientos es una actividad que requiere fuertes inversiones y largos periodos de tiempo de investigación y desarrollo.

El fuerte crecimiento esperado de la demanda de gas requiere ser complementado con un desarrollo equivalente de la capacidad de almacenamiento, crecimiento que no se está produciendo en la actualidad, lo que puede agravar el déficit de capacidad de almacenamiento de nuestro sistema, teniendo en cuenta la dependencia externa de nuestros aprovisionamientos de gas.

Igual de importante resulta la ampliación de la capacidad de inyección y sobre todo de extracción de los almacenamientos subterráneos, que permitan tener disponible el gas natural almacenado para hacer frente a contingencias externas a nuestro sistema gasista.

Por ello, se recomienda que en la próxima revisión de la planificación del sistema se consideren como prioritarios para el sistema gasista todos los proyectos de desarrollo de almacenamientos subterráneos.

5 CONSIDERACIONES SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

La retribución global de la distribución de 2005 asciende a 1.176.758.518 € lo que supone un incremento del 7,8% sobre la retribución acreditada para el año 2004. Además, la Propuesta de Orden incluye 45,4 millones de € para retribuir aquellas instalaciones específicas de distribución.

El sistema de retribución que propone la Orden mantiene en líneas generales el sistema establecido en la Orden ECO/31/2004 excepto en lo que respecta a la retribución específica para instalaciones de conexión que conecten núcleos de población no gasificados.

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

5.1 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 y 2/2004 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.

Además, está pendiente de desarrollar el mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro previsto en el artículo 19 de la Orden ECO/31/2004 por lo que desde esta Comisión se insta a su desarrollo, ya que éste contribuirá a una mejora global para el sistema gasista.

5.2 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”*.

Sin embargo, y al no estar aprobadas dichas normas, desde la publicación de la primera Orden de retribuciones, la ECO/301/2002, se incluyen en éstas las mermas reconocidas en las diferentes instalaciones. En concreto, para la red de distribución se reconocen unas mermas del 2%, cuyo valor se ha mantenido hasta la Orden ECO/31/2004.

La Propuesta de Orden, en su artículo 2, introduce modificaciones en los porcentajes de mermas reconocidos sobre los valores establecidos en la Orden ECO/31/2004.

En particular, se reduce el porcentaje de mermas de distribución a presión inferior o igual a 4 bar, que pasa del 2% al 1%, excepto para las suministradas desde plantas satélites de GNL para las que se mantiene el porcentaje del 2%.

En la Memoria de la Propuesta de Orden se indica que en base a la información existente en el documento de la C.N.E. *“Propuesta de liquidación anual provisional 15/2002 de las actividades reguladas del sector del gas natural”*, que incluye un apartado dedicado a *“Balances de energía en redes de distribución para el mercado a tarifa”* se opta por reducir a la mitad este porcentaje y establecerlo en un 1%. Pero se mantiene el nivel de

mermas original para las distribuciones que se suministren mediante plantas satélites de GNL, justificando esto último en el aporte de energía del proceso de regasificación y de los venteos de cisternas.

Además, en la Memoria se señala que aún reconociendo que un estudio de mermas ha de ser más exhaustivo, resulta evidente que el nivel del 2% establecido para las mermas de distribución es excesivo. Ya que el propio documento de la Comisión Nacional de Energía establece: *“Dado el significativo número de distribuidoras que durante el periodo de liquidación (10 meses) han declarado mayores ventas de gas en tarifa que las compradas al transportista, esta Comisión recomienda se tenga en cuenta estos hechos para la futura definición de las mermas en distribución, tras los oportunos estudios”.*

Esta modificación afecta por una parte a la cantidad de gas que los distribuidores retienen a los comercializadores por este concepto y por otra parte, económicamente supone, según el Ministerio, una reducción aproximada del 6% en la retribución a la actividad de suministro a tarifas que reciben las empresas distribuidoras.

La C.N.E. estima oportuna esta modificación manifestando su conformidad con la misma, aunque se considera adecuado realizar en un futuro un estudio más exhaustivo sobre las mermas de distribución.

Las mermas en gaseoductos primarios y secundarios de menos de 50 km ya han sido analizadas en el apartado 4.10 sobre la redefinición de las mermas de distribución.

5.3 Sobre la actualización 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» (RDn-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».”

En la Propuesta de Orden de Retribución se realiza la corrección de desviaciones en las previsiones de demanda, revisándose tanto las previsiones del número de consumidores como de consumo con los valores reales habidos en el año 2004, lo que supone una novedad frente a las Órdenes de retribución anteriores.

A continuación se especifica el procedimiento de actualización para obtener la retribución correspondiente al año 2005, que se establece en dos etapas. Una primera en la que se corrige el valor de la retribución para cada distribuidora en función de los desvíos que hayan tenido entre sus previsiones de clientes y consumos para el año 2004 y los valores reales alcanzados. En una segunda etapa, se actualiza al año 2005 la retribución de distribución partiendo de la retribución corregida del año 2004.

▪ **Corrección de las desviaciones en la retribución reconocida del año 2004**

En el cuadro 8, se muestran los valores utilizados en la actualización del año 2004 y que dio lugar la retribución correspondiente al año 2004, que ascendió a un total de 1.091.581.489 € y que fue publicada en el Boletín Oficial del Estado.

Cuadro 8. Tasas de incremento y retribución marginal por clientes y ventas según nivel de presión en 2004

	Tasa de incremento	Incrementos de la retribución	Incrementos unitarios
Clientes ≤ 4 bar	7,63%	33.522.447	85,6694 €/cliente
Ventas ≤ 4 bar	6,08%	8.902.152	0,0024 €/kWh
Ventas > 4 bar	6,50%	9.520.228	0,0011 €/kWh
TOTAL		51.944.827	

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

En los cuadros 9 y 10 se estima la corrección de las cifras de clientes correspondientes al año 2004, primero en cuanto a la variación en número de consumidores y segundo en cuanto a variaciones en las cifras de ventas.

Cuadro 9. Desviaciones correspondientes a la variación del número de consumidores conectados a redes a presión de diseño inferior o igual a 4 bar en 2004

Cifras empleadas			Cifras 2004 corregidas		
2003	2004	Valor medio 2004	2003	2004	Valor medio 2004

Total	5.313.138	5.729.744	5.521.441	5.313.138	5.692.940	5.503.039
-------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

Cuadro 10. Desviaciones correspondientes a la variación de las cifras de ventas en 2004

	Cifras 2004		
	Valor empleado	Valor corregido	% Variación
Revisión de las cifras de ventas \leq 4 bar	64.081.985	62.363.294	-2,68%
Revisión de las cifras de ventas 4 bar < P < 60 bar	137.435.968	140.956.829	2,56%

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

A continuación y, una vez eliminado el extracoste que se atribuye a Gesa Gas, S.A., se procede a recalcular la retribución del año 2004, tomando en consideración para ello, los nuevos valores obtenidos tanto para las ventas como para los clientes que se muestran en el cuadro 11.

Cuadro 11. Incrementos corregidos 2004

	Valor 2004 corregido	Valor empleado en la Orden ECO/31/2004	Incrementos brutos de la retribución corregidos (€)	Incrementos unitarios corregidos
Clientes \leq 4 bar	7,27%	7,63%	31.945.960	85,6694 €/cliente
Ventas \leq 4 bar	3,23%	6,08%	4.734.269	0,0024 €/kWh
Ventas > 4 bar	9,23%	6,50%	13.517.153	0,0011 €/kWh
TOTAL			50.197.382	

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

Finalmente, se obtiene como retribución corregida para el 2004 el valor de 1.090.114.956 €, lo que supone que se reduce la retribución acreditada para 2004 en 1.466.532 €.

▪ Actualización de la retribución para el año 2005

La actualización correspondiente al año 2005 se lleva a cabo utilizando los mismos criterios del año 2004. En concreto, se observa el siguiente procedimiento:

1. Actualización con $(1 + f_i \cdot \text{IPH})$ previstos, siendo dichos valores, respectivamente, 0,85 y 2,50%.

2. Cálculo de los incrementos por cada uno de los conceptos de la fórmula de actualización que se aplica a la cantidad corregida a retribuir en el año 2004, que se recogen en el cuadro 12.

Cuadro 12. Incrementos estimados para el periodo 2005/2004 e incrementos resultantes de la retribución asociada

	Tasas de incremento	Incrementos absolutos de la retribución	Incrementos unitarios
Clientes ≤ 4 bar	7,45%	35.053.986	85,5299 €/cliente
Ventas ≤ 4 bar	11,67%	18.306.168	0,0025 €/kWh
Ventas > 4 bar	7,11%	11.160.003	0,0011 €/kWh
TOTAL		64.520.157	

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

3. Aplicación de los incrementos de retribución unitarios al incremento de ventas y clientes de cada compañía.

La aplicación de los incrementos anteriores da como resultado una retribución para todas las compañías que asciende a 1.178.225.051 €. Ello significa un incremento del 8,08% respecto a la retribución corregida correspondiente al año 2004.

Dicho montante corregido con los desvíos derivados de las previsiones del año 2004 por compañía, se muestra en el cuadro 13 con detalle individualizado para cada empresa distribuidora.

Cuadro 13. Retribución total y por empresas para el año 2005

	ACTUALIZACIÓN 2005	DESVÍOS AÑO 2004	CIFRA FINAL A PUBLICAR EN EL BOE
	(1)	(2)	(3) = (1) +(2)
Naturcorp Redes, S.A.	96.843.029	-243.376	96.599.653
Gas Directo, S.A. ⁶	324.702	-89.561	235.141
Distribuidora Regional, S.A.	4.398.539	-352.865	4.045.674
Meridional del Gas, S.A.U.	3.209.029	-337.552	2.871.477
Gas Alicante, S.A.U.	1.316.013	-65.589	1.250.424
DICOGEXSA, S.A.	6.189.234	14.382	6.203.616
Gas Aragón, S.A.	23.012.216	-158.939	22.853.277
Gesa Gas, S.A.	21.867.067	298.337	22.165.404
BilboGas, S.A.	9.135.978	-2.096	9.133.882
Gas Natural de Álava, S.A.	12.443.238	-8.710	12.434.528
Gas Hernani, S.A.	987.715	9.402	997.117
Gas Pasaia, S.A.	550.375	7.447	557.822

⁶ Se observa que la retribución asignada a Gas Directo para el año 2005 (235.141 €) sufre una notable disminución con respecto a la retribución acreditada en el año 2004 (655.528 €), la memoria justificativa no incluye aclaración que lo justifique.

Gas Tolosa, S.A.	1.095.155	-2.795	1.092.360
Gas Natural, S.D.G., S.A.	734.727.605	-2.670.920	732.056.685
Gas Andalucía, S.A.	49.287.939	-139.720	49.148.219
Gas Cantabria, S.A.	15.768.620	324.540	16.093.160
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	21.070.974	-131.447	20.939.527
Gas Castilla y León, S.A.	52.288.069	2.110.649	54.398.718
CEGAS, S.A.	63.105.506	309.006	63.414.512
Gas La Coruña, S.A.	3.371.178	151.381	3.522.559
Gas Galicia, S.A.	18.139.978	-281.180	17.858.798
Gas Murcia, S.A.	9.316.731	-49.961	9.266.770
Gas Navarra, S.A.	19.152.305	-93.747	19.058.558
Gas Rioja, S.A.	9.745.438	-30.780	9.714.658
Gas y Servicios Mérida, S.L.	878.418	-32.438	845.980
TOTAL	1.178.225.051	-1.466.532	1.176.758.518

Fuente: Memoria sobre las propuestas de órdenes para el año 2005

5.4 Sobre la retribución específica de instalaciones de distribución

El artículo 5 de la Propuesta de Orden Ministerial establece los requisitos necesarios en instalaciones de distribución para el reconocimiento, en su caso, de retribución específica adicional al régimen retributivo. La propuesta de regulación analizada tiene su precedente en el artículo 22 de la vigente Orden Ministerial, ECO/31/2004, de 15 de enero.

A continuación se analizan las diferencias existentes entre la nueva Propuesta y la actualmente en vigor.

En ambos casos, la reglamentación considera como instalaciones de distribución susceptibles de percibir una retribución específica, aquellas infraestructuras dirigidas a acometer la gasificación de núcleos de población que, por sus características, son económicamente inviables con la remuneración estándar. La nueva Propuesta incluye, en este sentido, también aquellas instalaciones cuyo desarrollo no es rentable y que puedan conectar zonas ya gasificadas mediante plantas satélites de gas natural. Esto es, incluye los proyectos de sustitución de plantas satélites de gas natural licuado por conexiones con la red de gasoductos.

Para ello, con respecto a la Orden de 2004, se desarrollan unos requisitos más detallados que han de cumplir los proyectos mencionados. Estos son los siguientes:

1. La retribución por la actividad de distribución y suministro a tarifa junto con las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la gasificación del núcleo de población han de ser suficientes para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución.

Esto es, la aportación de fondos públicos más la retribución de distribución convencional y específica han de hacer el proyecto rentable.

2. Que debido a su ubicación, el proyecto por sí mismo sea no rentable.
3. Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año 2005.

A este respecto, se mantiene la obligatoriedad de la empresa distribuidora de mantener un convenio suscrito con la Comunidad Autónoma en la que se ubica el proyecto. Esto es, la redacción propuesta, contempla que sólo aquellas distribuidoras que hayan suscrito convenios con la Comunidad Autónoma correspondiente podrán solicitar la retribución específica de instalaciones de distribución. El otorgamiento de la mencionada retribución específica a una distribuidora no debería limitarse exclusivamente a los casos en los que exista un convenio con una Comunidad Autónoma, ya que se considera que es una restricción innecesaria; dado que, es la Comunidad Autónoma la responsable última de autorizar las infraestructuras de distribución pudiendo, en este caso, ser suficiente disponer de Autorización Administrativa para el municipio correspondiente.

Por otra parte, en opinión de esta Comisión y de determinados miembros del Consejo Consultivo, sería conveniente e incluso necesario concretar lo que se entiende por instalaciones de conexión de nuevos núcleos de población.

Asimismo, se mantiene con respecto a la Orden Ministerial en vigor, el plazo temporal de solicitud de retribución específica, antes del 30 de abril del mes en curso, comprendiendo las instalaciones que vayan a iniciarse en el año correspondiente. A este respecto, parece conveniente ampliar este plazo, permitiendo que la construcción de las instalaciones se inicie en el año en curso o el siguiente, ya que en el año en curso el distribuidor puede desconocer si va a obtener retribución específica por dicho proyecto.

Además, se detalla de manera más precisa la información que han de aportar las empresas distribuidoras en su solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas. Los cambios, respecto a la Orden Ministerial en vigor, son los siguientes:

1. Se especifica un horizonte de 30 años para el estudio del mercado potencial en el que se ha de justificar aquellos casos en los que se prevea un fuerte crecimiento de la población en el núcleo respecto a la población censada.
2. Se ha de analizar la 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.
3. Se ha de analizar la inversión de la gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en la instalación de conexión (horizonte de 30 años). En dicho análisis se deberán incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución.

Por otro lado, se requiere igualmente la información relativa a la descripción técnica de la instalación, el presupuesto de las inversiones desglosando la correspondiente a la retribución específica solicitada, las aportaciones de fondos públicos, la cuantificación de la retribución solicitada y el convenio suscrito con la Comunidad Autónoma.

Asimismo, y tal como se pone de manifiesto en la *“Memoria de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en el año 2004”*, la información aportada por las distribuidoras para el reconocimiento de la retribución específica de las instalaciones del año 2004, ha mostrado un elevado grado de heterogeneidad; en consecuencia, en la Propuesta de Orden Ministerial objeto de este Informe, se establece la obligatoriedad a las empresas distribuidoras que soliciten este tipo de retribución de proporcionar la misma mediante formatos estándares que desarrollará la Dirección General de Política Energética y Minas.

Esta obligación parece adecuada y facilitará la equidad en la asignación de esta retribución.

Asimismo, y puesto que esta Comisión debe emitir informe preceptivo sobre la propuesta emanada de la mencionada Dirección General, sería aconsejable establecer en la norma el envío simultáneo de esta información a la Comisión Nacional de Energía.

La nueva Propuesta de Orden Ministerial establece, asimismo, el contenido de los convenios suscritos entre las empresas distribuidoras y las Comunidades Autónomas. En este sentido, es preciso resaltar que, conforme a la Disposición Transitoria Decimoquinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se ha fijado el 1 de enero de 2005, como la fecha en la que se extinguen todas las concesiones para actividades incluidas en el servicio público de suministro de gases combustibles por canalización existentes a la entrada en vigor de la citada Ley, quedando sustituidas de pleno derecho por autorizaciones administrativas; en consecuencia, no se impide el desarrollo de proyectos de gasificación por diferentes empresas distribuidoras. En este sentido, y con el objeto de fomentar la viabilidad del proyecto más eficiente, nada impide, que se puedan establecer diversos convenios entre una Comunidad Autónoma y diferentes empresas distribuidoras.

Asimismo, la Propuesta de Orden Ministerial detalla los criterios que sirven para la resolución de las solicitudes de retribución específica. La definición de unos criterios claros aporta transparencia y objetividad a la regulación y, en consecuencia, se valora positivamente por esta Comisión.

Los criterios que rigen el otorgamiento de la retribución específica son los siguientes:

1. Las solicitudes se valoran en función directa a la aportación comprometida por la Comunidad Autónoma y/u otros entes de carácter público, y en función inversa a la aportación específica solicitada.

Este criterio ya se encontraba explicitado en la Orden Ministerial vigente y parece adecuado, en la medida en que valora en mayor medida aquellos proyectos menos consumidores del recurso total asignado a la retribución específica, así como aquellos proyectos más valiosos desde el punto de vista de la Comunidad Autónoma, más conocedora de las necesidades de cohesión social dentro de su territorio.

Asimismo, es preciso hacer notar que podría darse el caso, poco probable, de existir proyectos con aportación pública no proveniente de la Comunidad

Autónoma, que correspondieran a distribuidoras que no dispusieran de convenio y que, en consecuencia, no pudieran tener asignación de retribución específica alguna.

En todo caso, no se indica la metodología explícita para el cálculo, que, sin embargo, sí queda detallada en la *“Memoria de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en el año 2004”*.

Con objeto de que esta metodología sea explícita y totalmente transparente, se recomienda su inclusión en un Anexo de la Orden Ministerial.

2. Se primarán aquellos proyectos cuya inversión repercuta en un mayor número de consumidores y se penalizarán aquellos cuya inversión por cliente sea muy elevada.

Este criterio es una nueva aportación de la Propuesta de Orden Ministerial y tiene como objeto maximizar el número de personas beneficiadas por unidad retribuida. Sin embargo, no se hace explícita la metodología por la que se va a valorar este criterio. En este caso, además, no existe la referencia de la memoria citada en el punto anterior.

En consecuencia, de forma análoga al punto anterior, se reitera que la metodología debería hacerse explícita y totalmente transparente; por consiguiente, se recomienda su inclusión en el Anexo de la Orden Ministerial.

3. 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 del sector.

Este principio parece adecuado, en la medida que se impide agotar la totalidad de la retribución específica en un número muy pequeño de proyectos.

En este sentido, se impone asimismo, un máximo en la retribución específica otorgada a cada proyecto. Este límite, es el menor de las dos cantidades siguientes: el máximo necesario para asegurar una rentabilidad equivalente a la utilizada en las instalaciones de transporte, o el 85% del valor resultante de la inversión en conexión del proyecto menos la aportación de fondos públicos.

Por otro lado, la Orden Ministerial ECO/31/2004, actualmente en vigor, establecía una retribución específica de instalaciones de distribución anual máxima para el conjunto del sector como el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$RD_e = RD_n * (1-C) - RTS$$

Siendo RD_e la retribución específica de distribución solicitada para el año “n”, RD_n la retribución total reconocida de distribución para el año “n”, C un coeficiente que para 2004 era de 0,98, y RTS la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año “n-1”.

Sin embargo, en la Propuesta de Orden Ministerial desaparece cualquier formulación. Así, se indica que para determinar la cuantía de la retribución específica, se tendrá en cuenta el incremento debido a la aplicación del sistema general de retribución de las empresas distribuidoras, la aportación de otros organismos y una rentabilidad equivalente a la utilizada en instalaciones de transporte. Esto es, queda sin determinar la cantidad destinada a las futuras retribuciones que con carácter específico puedan destinarse a instalaciones de distribución. Conforme a lo indicado en la memoria económica se ha reservado la cifra de 45.396.133 € para cubrir las retribuciones específicas de distribución de los años 2004 y 2005.

Finalmente, la Propuesta de Orden Ministerial concreta que 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. Esta circunstancia parece adecuada, en tanto en cuanto, un defecto del que adolecía la actual Orden Ministerial en vigor, era la ausencia de control respecto al cumplimiento de los proyectos, tal como se señalaba en el Informe de esta Comisión, que recomendaba que tras la adjudicación de la retribución específica se acreditase el cumplimiento de los supuestos que dieron lugar a la concesión de tal remuneración.

Finalmente, debería de clarificarse si se deroga total o parcialmente lo establecido en el artículo 22 de la Orden ECO/31/2004

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

En la Propuesta de Orden se mantiene el modelo de retribución para la actividad de gestión de compra-venta de gas destinado 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 de la compra-venta de gas para el mercado a tarifa en el año 2005, hay que destacar que todos ellos se mantienen, a excepción del coste del dinero, función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos, que se actualiza al valor de 2,60%.

No obstante, si a pesar de lo indicado en el apartado 4.10 del presente Informe se opta por mantener en el artículo 2 de la Propuesta de Orden la disposición relativa al no reconocimiento de las mermas en gasoductos de transporte primario y secundario de longitud inferior a 50 km, se debería modificar en consecuencia la fórmula de cálculo del coste total de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifa en la Orden ECO/31/2004.

Para el año 2005 se prevé que la retribución para la actividad de compra-venta de gas para el mercado a tarifa alcance un importe de 11.476.019 €, frente al valor de 14.505.672 € que se previó como retribución para esta actividad en 2004, y al de 13.252.900 € que se calculó dentro de la previsión de cierre del año 2004 que la CNE comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas en diciembre de 2004. La reducción del valor previsto para 2005 frente a la previsión que se realizó para 2004 (-20,89%) se debe a la confluencia de la bajada del mercado regulado previsto, de 64.780 a 53.748 GWh, y a la reducción del tipo de interés (del 2,98% al 2,60%), aunque se compensa parcialmente por el aumento del coste previsto de la materia prima, que pasa de 0,011272 a 0,012657 €/kWh.

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

En la Propuesta de Orden se mantiene el sistema de retribución para la actividad del suministro a tarifa que se estableció en la Orden ECO/31/2004.

Como principal modificación para el año 2005, el porcentaje de mermas de distribución en redes de presión inferior o igual a 4 bar ($C_{r<4}$) se reduce a la mitad, pasando del 2% de 2004 al 1% en 2005.

Además, de recogerse finalmente en el artículo 2 de la Propuesta de Orden la modificación propuesta por esta Comisión en el apartado 4.10 de este Informe, consistente en el no reconocimiento de mermas de distribución en gaseoductos a presión

superior a 16 bar, sería necesario adaptar la fórmula de cálculo del coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD), y por tanto modificar la actual redacción del apartado 2 del artículo 24 de la Orden ECO/31/2004. A tal efecto, sería necesario introducir un nuevo artículo en la Propuesta de Orden que modifique la citada fórmula de cálculo del RMD dentro del apartado 2 del artículo 24 de la Orden ECO/31/2004, con la siguiente redacción:

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

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

Siendo:

$C_{r<4}$, $C_{r\geq 4}$ C_{r4-16} = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual, 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 (...).

$kWh_{cn<4}$ = 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.

$kWh_{cn\geq 4}$ 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.

Además de la modificación del coeficiente $C_{r<4}$ anteriormente citada, para el año 2005 se actualiza el coste del dinero, en función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos, tomando el valor de 2,60%, y se modifican los coeficientes de suministro $CS_{n-1<4}$ y $CS_{n-1>4}$, estableciéndose en 0,002018 y 0,000286 €/kWh, respectivamente, valores superiores a los utilizados para el año 2004 (0,001976 y 0,000280 €/kWh). La actualización de ambos coeficientes no se ha realizado a partir del IPH y del factor de eficiencia.

Por último, el coeficiente para las mermas en redes de presión superior a 4 bar y el de necesidades financieras se mantienen en sus valores de 2004.

De acuerdo con las estimaciones de la Propuesta de Orden, para el año 2005 se prevé que la retribución para esta actividad alcance un importe de 81.704.601 €, frente al valor de 102.122.125 € que se previó como retribución para esta actividad en 2004, y al de 106.196.200 € que se calculó dentro de la previsión de cierre del año 2004 que la CNE

comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas en diciembre de 2004. La reducción del valor previsto para el 2005 frente a la previsión que se realizó para 2004 (-19,99%) se debe a la confluencia de la bajada del mercado regulado previsto, de 64.780 a 53.748 GWh, la reducción del tipo de interés (del 2,98% al 2,60%) y la reducción del coeficiente $C_{r<4}$, aunque se compensa parcialmente por el aumento del coste previsto de la materia prima, que pasa de 0,011272 a 0,012657 €/kWh.

8 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 (GTS) de 10.219.000 €, igual que la que se fijó para el año 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.

La actividad del GTS se retribuye a partir de las cuotas sobre tarifas, peajes y cánones, un 0,25% sobre las tarifas y un 0,53% sobre los peajes y cánones para el año 2005.

9 RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL AÑO 2005

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 2005 y se obtiene la cantidad necesaria a ingresar vía tarifas y peajes, a excepción del coste de la materia prima (C_{mp}) pendiente de determinar por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el cuadro 14 se recoge el valor de la retribución prevista para el año 2005 para las actividades liquidables y no liquidables, a excepción del coste de la materia prima (Cmp), por un valor de 2,102,57 millones de €, que supone un incremento sobre el año anterior del 10,90%.

Cuadro 14. Estructura de la retribución en el año 2005

	Año 2005		Ppto. Inicial Año 2004		Variaciones 2005/2004 %
	€	%	€	%	
1.- Retribución Total	2.102.570.288	100,0%	1.895.866.340	100,0%	10,9%
1.1 Actividades liquidables	2.009.389.668	95,6%	1.779.238.543	93,8%	12,9%
Total actividad T&D	1.996.259.469	94,9%	1.766.628.913	93,2%	13,0%
Regasificación	220.522.869	10,5%	158.397.814	8,4%	39,2%
Almacenamiento	67.024.317	3,2%	65.533.802	3,5%	2,3%
Transporte	507.034.622	24,1%	407.061.645	21,5%	24,6%
Distribución(*)	1.222.154.651	58,1%	1.093.764.652	57,7%	11,7%
Desvio estimado 2002	54.669.163	2,6%	41.871.000	2,2%	30,6%
Desvio estimado 2003	31.357.847	1,5%	0	0,0%	
Desvio estimado 2004	-106.504.000	-5,1%	0	0,0%	
Gestor Técnico Sistema	10.219.000	0,5%	10.219.000	0,5%	0,0%
CNE	2.911.199	0,1%	2.390.630	0,1%	21,8%
1.2 Actividades no liquidables (**)	93.180.620	4,4%	116.627.797	6,2%	-20,1%
Gestión de compra-venta	11.476.019	0,5%	14.505.672	0,8%	-20,9%
Suministro a tarifa	81.704.601	3,9%	102.122.125	5,4%	-20,0%

(*) incluye retribución específica

(**) 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 2005, con un crecimiento del 39,22% sobre el año 2004, motivado, de un lado por un mayor volumen de GNL a regasificar, y de otro lado por la puesta en marcha durante el año 2003 de la planta de regasificación de BBG en Bilbao, instalación que no había tenido un reflejo total de sus costes en el año 2004, asimismo, se incluyen los terceros tanques de Huelva y Cartagena y el quinto tanque de Barcelona, con sus ampliaciones en la capacidad de regasificación.

El reparto porcentual del total de la remuneración para el año 2005, entre las actividades liquidables y no liquidables, varía en relación con la estructura contenida en el presupuesto del año 2004, alcanzando las actividades liquidables un total del 95,6% sobre el total presupuestado, con un aumento de 1,8 puntos porcentuales con respecto a la estructura del año 2004, debido al menor volumen de actividad en el suministro a tarifa.

De entre todas las actividades, la distribución es la que tiene el mayor peso, con un 58,1% sobre del total de la retribución para el año 2005, le sigue el transporte con un 24,1% y la regasificación con el 10,5%.

El coste por las actividades no liquidables se prevé tenga un decrecimiento del 20,1%, resultado de unas menores ventas en el mercado a tarifa sobre lo presupuestado para el año 2004.

En el cuadro 15 de la siguiente página se detalla el total de necesidades financieras presupuestadas para las actividades liquidables y no liquidables para el año 2005, en el que se excluye el coste de la materia prima. En el cuadro también se incluyen las necesidades financieras presupuestadas en los años 2002, 2003 y 2004, a efectos comparativos.

El presupuesto de las actividades liquidables y no liquidables para el año 2005, excluida la materia prima, es de 2.102,6 millones de €, lo que supone un incremento con respecto al año 2004 de 203,9 millones de €, con una variación del 10,7%.

Del total presupuestado para el año 2005 para los costes de las actividades liquidables de 2.009,4 millones de €, sólo se van a reconocer inicialmente 1.745,8 millones de €. Esto supone que se han de reconocer por la Dirección General de Política Energética y Minas, a lo largo del año 2005, 263,5 millones de €. Es significativo indicar que las cantidades pendientes de reconocer cada año por la Dirección General de Política Energética y Minas a lo largo de los años 2002, 2003 y 2004 están sufriendo importantes incrementos, con valores crecientes de 1,7; 38,8 y 133,0 millones de € respectivamente para cada año, con los consiguientes perjuicios principalmente para las empresas transportistas.

El incremento en el año 2005, con respecto a 2004, en los costes acreditados para las actividades liquidables está cifrado en 99,6 millones de €; corresponden 14,1 millones de € a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento; 85,2 millones de € a la actividad de distribución, y con variaciones menores para la retribución del GTS y la CNE.

Las actividades no liquidables presentan una disminución en el año 2005 con respecto al 2004, de 26,3 millones de €, motivado por la menor actividad en el suministro a tarifa.

Cuadro 15. Coste de las actividades Liquidables y no liquidables (sin c.m.p.) para el año 2005

CONCEPTO	COSTES DE LAS ACTIVIDADES LIQUIDABLES									COSTES ACTIVIDADES NO LIQUIDABLES (sin c.m.p.)		TOTAL PRESUPUESTO INICIAL (sin c.m.p.) (11)=(8)+(9)+(10)	
	Transporte, regasificación y almacenamiento			Distribución	GTS	CNE	Desvíos Estimados de Años Anteriores	TOTAL COSTES ACREDITADOS (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Diferencia entre el coste acreditado y el Presupuesto inicial (7)=(8)-(6)	PRESUPUESTO INICIAL ACTIVIDADES LIQUIDABLES (8)	Gestión de compra-venta (9)		Suministro a tarifa (10)
	Costes fijos	Costes variable	Total (1)										
AÑO 2002 (desde 19 de febrero)	366.290.796	29.645.182	395.935.978	804.073.176	7.655.031	1.657.636	0	1.209.321.822	1.699.691	1.211.021.513	24.243.639	93.775.654	1.329.040.805
AÑO 2003	485.964.239	40.286.540	526.250.779	1.028.306.232	8.927.181	2.079.587	0	1.565.563.779	38.777.376	1.604.341.155	21.196.690	114.181.875	1.739.719.720
AÑO 2004	489.729.619	52.154.170	541.883.789	1.091.581.489	10.385.010	2.412.490	0	1.646.262.778	132.975.765	1.779.238.543	13.252.900	106.196.200	1.898.687.643
+Bajas	-1.025.860		-1.025.860					-1.025.860					
+Corrección IPH 2003	1.611.680		1.611.680					1.611.680					
+Actualización a 2005	10.419.202		10.419.202	22.123.404				32.542.606					
+Variación de Actividad		3.075.770	3.075.770	64.520.157	-166.010	498.709		67.928.626			-1.776.881	-24.491.599	
+Corrección Retribución Distribución en 2004				-1.466.532				-1.466.532					
AÑO 2005	500.734.641	55.229.940	555.964.581	1.176.758.518	10.219.000	2.911.199		1.745.853.298	263.536.368	2.009.389.666	11.476.019	81.704.601	2.102.570.286
Variación 2005/2004 (€)	11.005.022	3.075.770	14.080.792	85.177.029	-166.010	498.709		99.590.520		230.151.123	-1.776.881	-24.491.599	203.882.643
Variación 2005/2004 (%)	2,2%	5,9%	2,6%	7,8%	-1,6%	20,7%		6,0%		12,9%	-13,4%	-23,1%	10,7%

Fuente: CNE y Memoria propuesta de O.M.

En el cuadro 16 se detallan las necesidades financieras para las actividades liquidables en el año 2005. El cuadro se inicia con los costes acreditados para el año 2005, por valor de 1.745,8 millones de €, y se describe el detalle de las retribuciones pendientes de acreditar para el año 2005 por la Dirección General de Política Energética y Minas, por un valor de 263,5 millones de €, de la suma de las dos cifras anteriores se llega al valor de las necesidades financieras para las actividades liquidables en el año 2005, de 2.009,4 millones de €.

Cuadro 16. Detalle de las actividades liquidables para el año 2005

DETALLE DE LAS NECESIDADES FINANCIERAS PARA ACTIVIDADES LIQUIDABLES DE 2005								
CONCEPTO	Transporte, regasificación y almacenamiento			Distribución	GTS	CNE	Desvíos Estimados de Años Anteriores	TOTAL COSTES ACREDITADOS (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)
	Costes fijos	Costes variable	Total (1)					
COSTE ACREDITADOS 2005 (A)	500.734.641	55.229.940	555.964.581	1.176.758.518	10.219.000	2.911.199	0	1.745.853.298
+ Retribución Pte. Reconocer 2004 con Puesta en Servicio en 2004	85.803.026		85.803.026					85.803.026
+ Retribución Pte. Reconocer 2005 con Puesta en Servicio en 2004	140.136.972		140.136.972					140.136.972
+ Retribución Pte. Reconocer 2005 con Puesta en Servicio en 2005	12.677.227		12.677.227					12.677.227
+ Retribución Especifica Distribución 2004 y 2005				45.396.133				45.396.133
+ Desvío 2002							54.669.163	54.669.163
+ Desvío 2003							31.357.847	31.357.847
+ Desvío 2004							-106.504.000	-106.504.000
TOTAL DERECHOS PENDIENTES DE RECONOCER EN 2005 (B)	238.617.225	0	238.617.225	45.396.133	0	0	-20.476.990	263.536.368
AÑO 2005 - TOTAL NECESIDADES FINANCIERAS (A)+(B)	739.351.866	55.229.940	794.581.806	1.222.154.651	10.219.000	2.911.199	-20.476.990	2.009.389.666

Fuente: Memoria propuesta de O.M.y CNE

La cantidad pendiente de acreditar para el año 2005 se compone de 238,6 millones de € en instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento puestas en servicio en los años 2003, 2004 y 2005; de 45,4 millones de € para la retribución específica de distribución de los años 2004 y 2005 y de menos 20,5 millones de € procedentes de los desvíos estimados de sistema de liquidaciones de los años 2002, 2003 y 2004.

En el cuadro 17 se detalla el presupuesto para el año 2005, con desglose según los mercados liberalizado y a tarifa, con indicación de la variación del nivel de actividad con respecto al presupuesto del año 2004, por volumen de consumo (GWh), por costes unitarios (c€/kWh) y por retribución de las distintas actividades (€).

Cuadro 17. Presupuesto año 2005 según mercados y variación de la actividad

	Presupuesto Año 2005			Presupuesto Año 2004			Variaciones 2005/2004 %		
	€	GWh	c€/kWh	€	GWh (**)	c€/kWh	%€	% GWh	% c€/kWh
1.- Retribución Total	2.102.570.286	377.099	0,5576	1.895.866.340	321.618	0,5895	10,9%	17,3%	-5,4%
1.1 Actividades liquidables	2.009.389.666	377.099	0,5329	1.779.238.543	321.618	0,5532	12,9%	17,3%	-3,7%
Total actividad T&D	1.996.259.467	377.099	0,5294	1.766.628.913	321.618	0,5493	13,0%	17,3%	-3,6%
Gestor Técnico Sistema	10.219.000	377.099	0,0027	10.219.000	321.618	0,0032	0,0%	17,3%	-14,7%
CNE	2.911.199	377.099	0,0008	2.390.630	321.618	0,0007	21,8%	17,3%	3,9%
1.2 Actividades no liquidables (*)	93.180.620	53.748	0,1734	116.627.797	66.401	0,1756	-20,1%	-19,1%	-1,3%
Gestión de compra-venta	11.476.019	53.748	0,0214	14.505.672	66.401	0,0218	-20,9%	-19,1%	-2,3%
Suministro a tarifa	81.704.601	53.748	0,1520	102.122.125	66.401	0,1538	-20,0%	-19,1%	-1,2%
2.- Retribución soportada por Mercado a Tarifa	961.149.077	53.748	1,7883	1.142.588.265	66.401	1,7207	-15,9%	-19,1%	3,9%
2.1 Actividades liquidables	867.968.457	53.748	1,6149	1.025.960.468	66.401	1,5451	-15,4%	-19,1%	4,5%
Total actividad T&D	865.482.675	53.748	1,6103	1.019.250.000	66.401	1,5350	-15,1%	-19,1%	4,9%
Gestor Técnico Sistema	1.998.363	53.748	0,0037	5.568.064	66.401	0,0084	-64,1%	-19,1%	-55,7%
CNE	487.419	53.748	0,0009	1.142.404	66.401	0,0017	-57,3%	-19,1%	-47,3%
2.2 Actividades no liquidables (*)	93.180.620	53.748	0,1734	116.627.797	66.401	0,1756	-20,1%	-19,1%	-1,3%
Gestión de compra-venta	11.476.019	53.748	0,0214	14.505.672	66.401	0,0218	-20,9%	-19,1%	-2,3%
Suministro a tarifa	81.704.601	53.748	0,1520	102.122.125	66.401	0,1538	-20,0%	-19,1%	-1,2%
3.- Retribución soportada por Mercado Liberalizado	1.141.421.209	323.351	0,3530	753.278.075	255.217	0,2952	51,5%	26,7%	19,6%
3.1 Actividades liquidables	1.141.421.209	323.351	0,3530	753.278.075	255.217	0,2952	51,5%	26,7%	19,6%
Total actividad T&D	1.130.776.792	323.351	0,3497	747.378.913	255.217	0,2928	51,3%	26,7%	19,4%
Gestor Técnico Sistema	8.220.637	323.351	0,0025	4.650.936	255.217	0,0018	76,8%	26,7%	39,5%
CNE	2.423.780	323.351	0,0007	1.248.226	255.217	0,0005	94,2%	26,7%	53,3%

(*) Para un Coste de Materia Prima en 2005 estimado de 0,012657 €/kWh

(**) Estimación de cierre 2004

Se observa, que a pesar de, que los costes de las actividades liquidables para el año 2005 se incrementan en un 12,9 % con respecto al año 2004, el coste unitario medio disminuye en un 3,7%, pasando de un valor en el año 2004 de 0,5532 c€/kWh al valor de 0,5329 c€/kWh para el año 2005, ello es debido principalmente al fuerte incremento esperado para la demanda de gas en el año 2005, particularmente la correspondiente al sector eléctrico, se estima que la demanda alcance un volumen total de 377.099 GWh, lo que supone un incremento del 17,3% con respecto a la previsión de cierre en el año 2004, de 321.618 GWh.

Asimismo, se observa que el volumen de gas previsto suministrar en el año 2005 en el mercado a tarifa disminuye en un 19,1 % respecto al volumen estimado para el cierre del año 2004, con un volumen de 53.748 GWh, esto ocasiona que la retribución de las actividades liquidables soportada por el mercado a tarifa sea de 868,0 millones de €, lo que supone una reducción del 15,4% con respecto al año 2004.

Con relación al mercado liberalizado, se espera que su volumen crezca un 26,7% respecto al año 2004, y que su contribución al soporte del coste de las actividades liquidables aumente un 51,5% con respecto al año 2004, alcanzando la cifra de 1.141,4 millones de €.

10 OTRAS CONSIDERACIONES

10.1 Sobre la demanda de gas estimada para 2005 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 18:

Cuadro 18. Demanda de Gas Natural

(en GWh)	2003	2004 (estimada)	2005 (prev)	Incrementos en GWh y en %	
				2004/03	2005/04
Convencional	235.002	254.121	276.227	19.119 8,1%	22.106 8,7%
Sector Electrico	39.489	67.497	100.872	28.008 70,9%	33.375 49,4%
TOTAL	274.491	321.618	377.099	47.127 17,2%	55.481 17,3%

Fuente: Memoria de la O.M.

La demanda de gas para el sector eléctrico depende de diversas circunstancias de dicho sector. En la información recibida en esta Comisión para la elaboración del Informe Marco 2005, en lo sucesivo IM-05, se contienen diversas predicciones de los distintos agentes para la demanda de gas para el año 2005 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 preparan los escenarios de demanda de gas para el sector eléctrico, según el cuadro 19:

Cuadro 19. Demanda de Gas Natural para el Sector Eléctrico en 2005

(en GWh)	Inferior	Central	Superior
Sector Electrico	81.569	87.800	132.950
TOTAL	81.569	87.800	132.950

Nota: demanda estimada cierre 2004 de 67.497 GWh

Fuente: CNE

La demanda de gas para el sector eléctrico utilizada para el cálculo de los ingresos para el sector del gas en el año 2005, de 100.872 GWh, se encuentra sensiblemente por encima de la demanda central esperada.

La demanda central esperada en el IM-05, se corresponde con la demanda más probable estimada por el GTS y por Red Eléctrica, por lo que la demanda de 100.872 GWh pudiera ser algo optimista. El escenario superior del IM-05 se ha calculado como una demanda extrema y sólo para el caso de que todos los ciclos combinados funcionaran más de 5.500 horas al año, hipótesis poco probable.

Por ello, consideramos poco probable que se alcancen los consumos de gas para el sector eléctrico previstos para el año 2005 en la Memoria Justificativa de la Propuesta de Orden, y por tanto, en los ingresos previstos.

Complementariamente, se ha de tener en cuenta que durante los años 2002 y 2003 se han puesto de manifiesto en el sistema de liquidaciones desvíos negativos (déficits), entre los ingresos netos liquidables y los costes acreditados. Para el año 2004, con las estimaciones disponibles de los costes pendientes de acreditar de las instalaciones puestas en servicio en los años 2002, 2003 y 2004, también es esperable que el sistema de liquidaciones arroje déficit. Por ello, y en aras a la prudencia se estima conveniente que se tomen previsiones de ventas e ingresos, en parte conservadoras, al efecto de poder recuperar certeramente los déficits acumulados de años anteriores.

10.2 Sobre los desvíos de las liquidaciones de 2002, 2003 y 2004

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 54,6 y 31,4 millones de € como desvíos negativos provisionales para las liquidaciones de los años 2002 y 2003, respectivamente, estas cantidades están pendientes de determinar definitivamente una vez que se terminen las inspecciones correspondientes. Para el año 2004 se prevé un superávit de 106,5 millones de €, no obstante, y teniendo en cuenta que la Propuesta de Orden indica que hay pendiente de reconocer 85,8 millones de € en costes acreditados de instalaciones puestas en servicio en el año 2004 y que el coste de la distribución específica para dicho año es de 21,8 millones de €, y que dichas cantidades no se contemplaron en el superávit de 106,5 millones de €, se puede adelantar que el superávit para el año 2004 se transformará también en déficit.

La Propuesta de Orden confía en recuperar los déficits de los años 2002, 2003 y 2004 en el año 2005, fundamentalmente basándose en un fuerte crecimiento de los ingresos por

suministros de gas a tarifa y por peajes y cánones, por lo que propone que no varíen para el año 2005 los costes de conducción para el mercado a tarifa, ni los peajes y cánones.

Dada la acumulación de déficits anuales durante varios años seguidos, se considera importante alcanzar el necesario equilibrio entre ingresos y costes acumulados durante el año 2005, lo que pondrá al sector en situación de equilibrio económico.

Finalmente, se considera que a efectos de dotar de una mayor transparencia al sistema, se deberían arbitrar los mecanismos normativos necesarios para publicar el resultado de las liquidaciones, de manera similar a lo que se viene haciendo en el sector eléctrico.

10.3 Sobre las empresas transportistas que se hallan pendientes de su inclusión en el sistema retributivo

Existen compañías transportistas de gas natural que aún no han sido incluidas en el sistema retributivo. En este sentido, es preciso significar que la empresa Bahía Bizkaia Gas, S.L., tiene en la actualidad instalaciones de transporte en servicio, pero todavía no están incorporadas al régimen económico del sector del gas natural.

10.4 Sobre el coste acreditado para el año 2005 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 2002, 2003 y 2004. 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.

10.5 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.

El Anexo V a la Propuesta de Orden, sobre el coste acreditado para la actividad de distribución en el año 2005, posiblemente debiera recoger el proceso en curso de reestructuración del Grupo Gas Natural SDG mediante aportación de rama de actividad de las empresas *Gas Natural Transporte SDG, S.L* y *Gas Natural Distribución SDG, S.A.*, a partir del 1 de enero de 2005 por lo que se debería modificar consecuentemente.

10.6 Sobre el equilibrio entre los ingresos y los costes por la actividad de regasificación

De la comparación para la actividad de regasificación entre los ingresos por peajes y cánones y por tarifas, y los costes acreditados y/o presupuestados para los años 2004 y 2005, se observa que hay un equilibrio negativo en los ingresos con respecto a los costes, tal como se indica en el cuadro 20.

Cuadro 20 Equilibrio entre Ingresos y Costes en la actividad de Regasificación

EQUILIBRIO ENTRE INGRESOS Y COSTES EN REGASIFICACIÓN

Concepto (en €)	Año 2005	Año 2004	Acumulado 2004-2005
Ingresos Previstos	167.966.804	154.513.000	322.479.804
Costes Presupuestados	220.522.869	157.040.000	377.562.869
Saldo	-52.556.065	-2.527.000	-55.083.065
kWh Regasificados (estimación)	233.000.000.000	210.747.800.000	443.747.800.000

Fuente: Memoria Justificativa y Elaboración Propia

Dado que los costes presupuestados cada año no han recogido en su totalidad los costes anuales de cada instalación de regasificación, se ha considerado oportuno analizar el sumatorio de los años 2004 y 2005, donde se elimina el efecto de deslizamiento habido en el año 2004, que no incluía totalmente el coste acreditado para las planta de BBG. Como resultado, se observa que los ingresos no alcanzan a cubrir los costes de la actividad de regasificación, para el conjunto de los años 2004 y 2005, por lo que este déficit se compensa desde el resto de las actividades liquidables. Para alcanzar un equilibrio entre ingresos y costes sería necesario verificar lo adecuado de los actuales peajes de regasificación y cánones de almacenamiento de GNL.

En relación con lo anterior, en el artículo 3, del documento Posición Común Aprobado por el Consejo de la U.E. el pasado 12 de noviembre de 2004, con vistas a la adopción del Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural se indica que:

*“Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que **evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red** y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte.”*

11 CONCLUSIONES

De lo analizado en los epígrafes previos, puede concluirse que, en general, la propuesta de Orden Ministerial supone un paso en la dirección adecuada en el proceso de introducción de competencia en el sector del gas natural:

Asimismo, a juicio de esta Comisión, la mencionada propuesta puede ser mejorada en los siguientes puntos:

Primera: 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.

Segunda: La Memoria Justificativa que acompaña a la Propuesta de Orden no contiene la información y análisis suficientes para valorar adecuadamente los resultados contenidos en la Propuesta de Orden. En el cuerpo del presente Informe se indican los aspectos concretos en los que se detecta la mencionada falta de información.

Tercera: De acuerdo con la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 949/2001, esta Comisión cree conveniente que durante el año 2005 se realice una evaluación global del sistema económico del sector del gas natural, para desarrollar el primer sistema estable de actualización de las retribuciones de carácter cuatrienal, que deberá tener rango normativo de Real Decreto, para el periodo 2006-2009, según lo dispuesto en el artículo 15.2 del R.D. 949/2001; y, en particular, por la existencia de desvíos negativos en el cierre de los años 2002, 2003 y 2004.

Cuarta: El coste acreditado para el año 2005 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 2002, 2003 y 2004, una vez incorporada la corrección del IPH real del año 2003. A estos efectos, la Propuesta de Orden ha estimado que está pendiente de reconocer por la DGPEM 238,6 millones de €; lo que supone que el 30 % de las necesidades financieras de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento previstas para el año 2005 están pendientes de reconocer. Se considera que se ha de agilizar en lo posible el reconocimiento de los costes acreditados, para que sea efectivo en el año de puesta en servicio de la instalación.

Quinta: Para dar cabida a los costes variables de almacenamiento subterráneo y de los servicios de transvase de GNL, se ha de incorporar un nuevo artículo a la Propuesta de Orden que adapte el redactado del artículo 3, de la Orden ECO/31/2004, en sus puntos 1 y 2, tal como, se indica en el epígrafe 4.9 de este Informe.

Sexta: En aplicación de los artículos 3 y 15 de la Orden ECO/31/2004, para la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo de gas, se deberían haber definido los valores de los términos fijos y variables para las instalaciones de almacenamiento subterráneo en servicio para el año 2005, e incorporado dichos valores al Anexo I de la Propuesta de Orden.

Séptima: Se pone de manifiesto la ausencia de instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia en el año 2004 y anteriores, por lo que se recomienda la utilización en el año 2005 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.

Octava: Con objeto de que la tasa de retribución real de la inversión para instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento se corresponda con la tasa calculada (media anual de las obligaciones del Estado a 10 años más 1,5%), se considera que el reconocimiento de los costes acreditados de

las instalaciones autorizadas de forma directa se debería realizar por el valor del coste auditado, con el máximo de los costes unitarios de referencia. Por otro lado, a aquellas instalaciones que por sus características técnicas tuvieran un carácter especial se les aplicaría lo establecido en el artículo 12 de la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, de manera que no fuera activa la restricción del cobro por coste unitario.

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.

Décima: La redacción del título de la Disposición Transitoria Única de Propuesta de Orden se refiere a: “RETRIBUCIÓN A LA ACTIVIDAD DE TRANSVASE DE GNL A BUQUES”, sobre esta redacción conviene destacar que la actividad de transvase de GNL a buques se puede considerar un servicio dentro de la actividad regulada de regasificación que viene definida en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por lo que convendría cambiar la redacción del texto de la Disposición Transitoria Única, sustituyendo actividad por servicio, quedando con el texto siguiente:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA, RETRIBUCIÓN A LA ACTIVIDAD AL SERVICIO DE TRANSVASE DE GNL A BUQUES”

Undécima: En consideración con los comentarios expuestos en el cuerpo de este informe, y siendo partícipes de la consideración de la práctica inexistencia de mermas de distribución en los suministros de gas a consumidores conectados directamente a gasoductos de transporte, ya sean primarios o secundarios, se considera que en la redacción propuesta se debería modificar el último párrafo del artículo 2, de la Orden, que finalmente que se apruebe, en el siguiente sentido:

No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar en gasoductos de transporte (primario y secundario) de longitud inferior a 50 Km, a menos que se justifique su existencia.

Duodécima: Con objeto de retribuir a cada transportista por las mermas de transporte que efectivamente tenga, una vez se aprueben las NGTS, se propone añadir un nuevo párrafo en la definición de coste total de las mermas de gas en redes de transporte (RMT), del artículo 17, de la Orden ECO 31/2004, y su incorporación a la Propuesta de Orden:

A partir del momento de la entrada en vigor de las NGTS, se considerarán como mermas de transporte de cada transportista, los kWh resultado del reparto mensual de mermas de transporte del gas con destino al mercado a tarifa, que en las NGTS se establezcan.

Si, a pesar de lo recomendado por esta Comisión en el apartado 4.10 del presente Informe, se opta por mantener en el artículo 2 de la Propuesta de Orden la disposición relativa al no reconocimiento de las mermas en gasoductos de transporte primario y secundario de longitud inferior a 50 km, se debería modificar en consecuencia la fórmula de cálculo del coste total de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifa (RMT) en el artículo 17 de la Orden ECO/31/2004.

Esta Comisión incide en la recomendación de determinar los porcentajes de mermas de gas en la regasificación, almacenamiento, transporte y distribución sobre la base de mediciones reales, y de revisarlos periódicamente para recoger las mejoras tecnológicas del sector, introduciendo factores que primen a los transportistas y distribuidores más eficientes.

Decimotercera: 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 (véase artículo 6, de la Orden ECO/31/2004).

A este respecto, la tasa de retribución parece elevada, considerando las características del riesgo asumido por los inversores que tienen garantizada su retribución a lo largo de la vida del proyecto. En consecuencia, se recomienda efectuar un análisis comparativo o “benchmarking” de carácter internacional, así como con otros sectores como el eléctrico, de lo razonable

de la rentabilidad que obtienen los activos regulados del sector del gas en España, comparado con las rentabilidades que se obtiene en sectores regulados equiparables en países de nuestro entorno.

Decimocuarta: Se recomienda desarrollar en breve plazo, y de acuerdo con el párrafo tercero del artículo 19, de la Orden ECO/31/2004, los mecanismos necesarios para incentivar, en la actividad de distribución, la mejora en la calidad del suministro y la consecución de reducciones adicionales de pérdidas de gas, respecto a las que sean predeterminadas.

Decimoquinta: En aras a la claridad y transparencia del modelo económico se recomienda que los costes acreditados que correspondan a cada año queden desagregados. En particular, se estima conveniente que los costes acreditados para la actividad de distribución (Anexo V), distingan entre los costes acreditados para el año 2005 y los desvíos habidos del año 2004. En particular, se considera oportuno hacer mención de la significativa disminución del coste acreditado para el año 2005 para la distribuidora Gas Directo, sin que se haya indicado la causa que lo motiva.

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 calculan 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:

(...) se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC y de los índices oficiales de precios industriales 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 definitivos 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.

Decimosexta: Se valora positivamente la mayor transparencia derivada del nuevo modelo establecido para la retribución específica de instalaciones de distribución. No obstante, sería conveniente realizar una ampliación del plazo, en un año, para el inicio de la construcción de las instalaciones a las que se concede la retribución específica.

Decimoséptima: 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.

Décimo octava: Con objeto de retribuir a los distribuidores por las mermas de distribución que efectivamente tengan, se propone adaptar la definición del coste de las mermas de gas en redes de distribución (RMD), del artículo 24, de la Orden ECO/31/2004, y su incorporación a la Propuesta de Orden, según lo siguiente:

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

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

Siendo:

$Cr_{<4}$, ~~$Cr_{>4}$~~ Cr_{4-16} = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual 1 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 (...).

$kWh_{cn<4}$ = 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.

~~$kWh_{cn>4}$~~ $kWh_{cn_{4-16}}$ = 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.

Si, a pesar de lo recomendado por esta Comisión en el apartado 4.10 del presente Informe, se opta por mantener en el artículo 2 de la Propuesta de Orden la disposición relativa al no reconocimiento de las mermas en gasoductos de transporte primario y secundario de longitud inferior a 50 km, se debería modificar en consecuencia la fórmula de cálculo del coste de las mermas de gas en redes de distribución (RMD).

Décimonovena: En el artículo 2 "Cálculo de la retribución para el año 2005" se han detectado posibles erratas de redacción para el factor $F_{CL>4}$ y se debería sustituir por los siguientes párrafos:

$F_{D>4}$ = 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 2005 se fija en el 0,142.

$F_{D<4}$ = 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 2005 se fija en el 0,142.

Vigésima: En el artículo 2 "Cálculo de la retribución para el año 2005" se han detectado posibles erratas de redacción para los coeficientes $CR_{<4}$, $CR_{>4}$ y $CS_{<4}$. Se deberían sustituir por tanto por los siguientes párrafos:

$CR_{<4}$ = Porcentaje de mermas de distribución de gas en redes a presión de diseño inferior o igual a 4 bares. El valor de este factor para el año 2005 se fija en el 1 por 100.

CR_{>4-16} = Porcentaje de mermas de distribución de gas en redes a presión de diseño superior a 4 bares e inferior o igual a 16 bar. El valor de este factor para el año 2005 se fija en el 0,39 por 100.

CS_{<4} = Coeficiente de suministro a presión de diseño inferior o igual a 4 bares para el año 2005 se fija en 0,002018€/Kwh.

Vigésimo primera: Se recomienda la inclusión, en los costes acreditados de esta Propuesta de Orden, de las instalaciones de la planta de regasificación de Bahía Bizkaia Gas, S.L.

Vigésimo segunda: Además, indicar que, la Propuesta de Orden confía en recuperar los déficits de los años 2002, 2003 y 2004 en el año 2005, fundamentalmente basándose en un fuerte crecimiento de los ingresos por suministros de gas a tarifa y por peajes y cánones, por lo que propone que no varíen para el año 2005 los costes de conducción para el mercado a tarifa, ni los peajes y cánones.

Dada la acumulación de déficits anuales durante varios años seguidos, se considera importante alcanzar el necesario equilibrio entre ingresos y costes acumulados durante el año 2005, lo que pondrá al sector en situación de equilibrio económico.

Vigésimo tercera: Finalmente, esta Comisión. estima oportuna la modificación introducida en las mermas de distribución manifestando su conformidad con la misma, aunque se considera adecuado realizar en un futuro un estudio más exhaustivo sobre dichas mermas.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I

ORDEN ITC/ /2005, DE DE ENERO, 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 hacen referencia a que el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del 31 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, el artículo 20 apartado 5 dispone que el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE), 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, el mismo artículo en su apartado 4, y mediante procedimiento similar al del apartado 5 indica que 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.

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.

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.

La Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, actualizó la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2004. Los artículos 2 al 17 definen y especifican la retribución a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte, incluyéndose en el 13 la modificación de instalaciones existentes. Los artículos 18 a 24 definen y especifican la retribución de la actividad de distribución.

La experiencia adquirida en el funcionamiento del sistema ha aconsejado la introducción de nuevas disposiciones, algunas ya trasladadas a la legislación y otras que aquí se indican. Entre las primeras citamos 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, y que modifica los párrafos a y b del apartado 2 del artículo 29 (peajes de regasificación , y transporte y distribución) del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

Entre las nuevas tenemos que hacer mención a : a) redefinición de las mermas de distribución; b) nueva valoración de las instalaciones de transporte y regasificación; c) definición de la valoración de las Estaciones de Medida y Estaciones de Regulación; d) costes de explotación de las ampliaciones de las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento; e) retribución específica de instalaciones de retribución; y f) establecimiento de la valoración de operaciones comerciales nuevas, tales como el trasvase de GNL de las plantas de regasificación o de barco, o la puesta en frío de barcos.

En relación a las mermas de distribución a presión igual o menor a 4 bar se ha reducido con carácter general el coeficiente del 2 al 1%, de acuerdo con los últimos datos disponibles. Se mantiene el valor del 2% en el caso de las distribuciones alimentadas a partir de plantas satélites de GNL. Se suprime toda mermada de ~~transporte en el caso de conducciones de pequeña longitud que no la justifiquen~~ de distribución en gasoductos de presión máxima de diseño superior a 16 bar.

Dado el tiempo transcurrido, es aconsejable revisar los valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa que se incluyen en el anexo II, por lo que se incluye un mandato a la CNE para que revise estos valores.

Respecto a la definición de la valoración de la inversión en Estaciones de Medida y Estaciones de Regulación se establecen las bases de retribución de estos activos, que anteriormente no se habían regulado, pues los valores unitarios establecidos correspondían a Estaciones que tenían conjuntamente Regulación y Medida. La redefinición de los costes de las instalaciones de Regasificación se hace porque la definición dada en el artículo 2 apartado 1.1 de la Orden ECO/31/2004 trasladaba activos de un concepto de los costes unitarios a otro, y por último la introducción de las valoraciones de trasvase de GNL o puesta en frío de buques aconsejan asimismo esta redefinición.

Asimismo se ha ampliado y clarificado la propuesta de retribución específica de instalaciones de distribución.

Finalmente, se establece una retribución para la actividad de trasvase de GNL a buques, equivalente a la retribución variable de regasificación de forma que se cubran los costes en que las plantas incurran al prestar el servicio, de forma semejante a como se trata la actividad de regasificación.

Visto asimismo los informes preceptivos de la Comisión Nacional de Energía y de la Dirección General de Política Económica del Ministerio de Economía y Hacienda, este último, de acuerdo con la distribución de competencias establecida en los Reales Decretos 1552/2004 y 1554/2004, ambos de 25 de junio, y previa deliberación de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del día de enero de 2005

DISPONGO:

Artículo 1. Objeto.

La presente Orden tiene por objeto revisar 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.

Se determina el valor de las retribuciones a las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución correspondientes al año 2005 junto con el valor de los coeficientes y valores unitarios necesarios para el cálculo de la retribución a la actividad de gestión de la compraventa de gas para el mercado a tarifas, la actividad de suministro a tarifas y la retribución variable de la actividad de regasificación correspondientes al año 2005 y se actualizan las tablas de valores unitarios a aplicar para el cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte autorizadas de forma directa.

Artículo 2. Cálculo de la Retribución para el año 2005.

El sistema retributivo establecido en 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, y en la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2004, será de aplicación al año 2005 con los factores y coeficientes siguientes:

- f_j = Índice de eficiencia = 0,85
- Factor IPH = 2,50%.
- Tr = Tasa de retribución de la inversión, para el año 2005 = 5,79%
- i = Coste del dinero, Euribor + 0,5 puntos, para el año 2005 se fija en 2,60
- C_i = Coeficiente de coste específico de compra-venta = 0,005

- Cr = Porcentaje de mermas de regasificación = 0,5 %
- Ca = Porcentaje de mermas de almacenamiento = 2,11 %
- Ct = Porcentaje de mermas de transporte = 0,43 %
- Cx = Coeficiente financiación existencias de gas en transporte = 0,218.
- ~~CS_{<4} = Coeficiente de suministro a presión = 4 bar = 0,002018 €/Kwh.~~
- CS_{<4} = Coeficiente de suministro a presión de diseño inferior o igual a 4 bar, para el año 2005 se fija en 0,002018 €/Kwh.
- ~~CS_{>4} = Coeficiente de suministro a presión de diseño superior a más de 4 bar = 0,000286 €/Kwh.~~
- ~~CR_{<4} = Coeficiente de mermas de distribución a presión = 4 bar = 1 %.~~
- ~~CR_{>4} = Coeficiente de mermas de distribución a más de 4 bar = 0,39 %.~~
- CR_{<4} = Porcentaje de mermas de distribución de gas en redes a presión de diseño inferior o igual a 4 bares. El valor de este factor para el año 2005 se fija en el 1 por 100.
- CR₄₋₁₆ = Porcentaje de mermas de distribución de gas en redes a presión de diseño superior a 4 bares e inferior o igual a 16 bar. El valor de este factor para el año 2005 se fija en el 0,39 por 100.
- Cz = Coeficiente financiación existencias específico por las necesidades financieras en distribución = 0,04.
- 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 2005 se fija en 0,426.
- ~~F_{cl > 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 2005 se fija en 0,142.~~
- 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 2005 se fija en el 0,142.
- 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 2005 se fija en el 0,142.

En el caso de las distribuciones suministradas a partir de plantas satélites de GNL 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 en gasoductos de transporte (primario y secundario) de longitud inferior a 50 Km, a menos que se justifique su existencia.

Artículo 3. Retribución de estaciones de regulación medida.

Los valores unitarios correspondientes a 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 $1,6 \cdot G$ (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 a 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.

Artículo 4. Retribución por costes de explotación de ampliaciones en instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento.

El párrafo final del artículo 13 de la Orden ECO/31/2004 define los costes unitarios de explotación de las ampliaciones de las instalaciones de transporte, regasificación o almacenamiento y queda sustituido por lo siguiente:

"Los costes anuales de explotación de las ampliaciones se calcularán multiplicando los establecidos en el Anexo IV por 0,50 y por el coeficiente que resulte de dividir la inversión real por la suma de la misma y la que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II a la instalación existente."

Artículo 5. 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, 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 gasificación del núcleo de población 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 2005.

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 2005 aquellas instalaciones cuya construcción se vayan a iniciar en ese año, 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 la 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 la 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 los 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 la retribución específica más la aportación de la Comunidad Autónoma u 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.

Artículo 7. Definición del coste total de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifas. [NUEVO]

En el artículo 17 de la Orden ECO/31/2004, la definición del coste total de las mermas de gas destinadas al mercado a tarifas (RMT) quedará definida de la forma siguiente:

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

$$RMT = [(C_r \times kWh_r) + (C_a \times kWh_a) + (C_t \times kWh_t)] \times C_{mp}$$

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 2004 serán igual a 0,5%, 2,11% y 0,43% respectivamente.

C_{mp} = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en euros/kWh.

kWh_{nr} = 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.”

A partir del momento de la entrada en vigor de las NGTS, se considerarán como mermas de transporte de cada transportista los kWh resultado del reparto mensual de mermas de transporte del gas con destino al mercado a tarifa, que en las NGTS se establezcan.”

Artículo 8. Definición del coste de las mermas de gas en las redes de distribución.

[NUEVO]

En el artículo 24 de la Orden ECO/31/2004, la definición del coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD_n) quedará redactada de la siguiente manera:

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

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

Siendo:

$C_{r<4}$, $C_{r\ 4-16}$ = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual, 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 (...).

$kWh_{cn<4}$ = 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.

$kWh_{cn\ 4-16}$ = 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.

C_{mp} = Coste unitario en vigor de la materia prima destinada al mercado a tarifas expresado en €/kWh.”

DISPOSICIÓN ADICIONAL ÚNICA. REVISIÓN NACIONAL DE LOS VALORES UNITARIOS.

Para proceder a la actualización de los valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa incluidos en el Anexo II, la Comisión Nacional de Energía propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas nuevos valores en un plazo máximo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta Orden.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA. RETRIBUCIÓN A LA ACTIVIDAD AL SERVICIO DE TRANSVASE DE GNL A BUQUES.

El servicio de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación recibirá una retribución equivalente a la que se encuentre en vigor como retribución variable de regasificación. Para el trasvase de buque a buque, la retribución será del 80% de dicho valor. La puesta en frío, recibirá una retribución del 80% del peaje que se establezca para dicha operación.

De esta manera, el artículo 3 de la Orden ECO/31/2004 quedará redactado de la siguiente forma:

“1. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará antes del día 31 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:

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

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:

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

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:

$$RV_{in} = \left[RV_{2002} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times (kWh_{rin} + 0,8 \times kWh_{trin}) + (0,8 \times P_{pf} \times kWh_{pfin})$$

Siendo:

RV₂₀₀₂ : coste variable acreditado a las actividades de regasificación para el año 2002.

kWh_{rin}: kWh regasificados o cargados a buques por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

kWh_{trin}: kWh transvasados a buques por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

P_{pf}: valor del peaje de puesta en frío para el año "n" expresado en €/kWh.

kWh_{pfin}: kWh empleados en la puesta en frío de buques a partir de plantas de regasificación por la empresa o agrupación de empresas "i" en el año "n".

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 al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Lo que comunico a V.E. para su conocimiento y efectos.

Madrid, de enero de 2005.

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

José Montilla Aguilera

EXCMO SR. SECRETARIO GENERAL DE ENERGIA

ANEXO I

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

1. Coste fijo acreditado a cada empresa o grupo de empresas en 2005 (RF₂₀₀₅)

TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	1.263.288
G. DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	10.164.864
GAS NATURAL S.D.G., S.A.	16.558.808
ENAGAS, S.A.	472.045.665
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	621.699
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	80.317
TOTAL	500.734.641

2. Coste variable acreditado para el año 2005 (RV₂₀₀₅) = 0,000255 €/kWh regasificado.

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)	544,34
Capacidad nominal de regasificación (€/m ³ /h)	204,27
	€/unidad
Cargaderos de cisternas	1.680.273
Obra civil portuaria y terrestre. Se valorará de forma particular con un valor máximo.	50.408.184

2. Instalaciones de transporte

Gasoducto (P ≥ 60 bar)	
Diámetro (pulgadas)	€/m/pulgada
6	31,29
8	27,37
10	24,89
12	22,40
14	21,35
16	20,30
18	19,49
20	18,25
22	17,34
24	16,58
26	16,76
28	16,76
30	16,60
32	18,50
36	18,85
40	19,35
42	19,62
44	20,60
48	21,29
52	21,14

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.

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	
T. Variable	1.017,85 €/HP instalado
T. Fijo	3.392.859 €/Estación

Estación de Regulación y Medida ($P \geq 60$ bar)	
	€/Unidad
G-65	228.453
G-100	248.034
G-160	274.143
G-250	287.197
G-400	306.779
G-650	326.361
G-1000	391.633
G-1600	443.851
G-2500	502.595
G-4000	633.140
G-6500	763.684

En caso de Estaciones de Regulación y Medida con presión de entrada inferior a 60 bares, 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 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, 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:

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

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.

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 2005, este tipo de interés se fija en el 5,79%.

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 (€):	2.011.095 +16,520663 * V
Donde V = Capacidad del tanque expresada en m ³	
Capacidad nominal de Regasificación (€/m ³ /h)	6,18
Cargaderos de cisternas (€/unidad)	52.199
Obra civil portuaria y terrestre (€/unidad)	1.526.821

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	
T. Variable (€/HP instalado)	56,53
T. Fijo (€/Estación)	188.568

Gasoducto (P ≥ 60 bar)	
€/m/pulgadas	0,6180

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

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

Siendo C_{> 60} el valor anterior para Gasoducto con P = 60 bar de la tabla anterior.

Estación de Regulación y Medida (P ≥ 60 bar)	
	€/Unidad
G-65	7.437
G-100	8.091
G-160	8.942
G-250	9.330
G-400	9.982
G-650	10.635
G-1000	12.723
G-1600	14.419
G-2500	16.312
G-4000	20.553
G-6500	24.794

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.

INDICE 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, 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 a la actividad de distribución a cada empresa en el año 2005 (Euros).

Naturcorp Redes, S.A.	96.599.653
Gas Directo, S.A.	235.141
Distribuidora Regional, S.A.	4.045.674
Meridional del Gas, S.A.U.	2.871.477
Gas Alicante, S.A.U.	1.250.424
Distribuidora y Comercializadora de Gas Extremadura, S.A.	6.203.616
Gas Aragón, S.A.	22.853.277
Gesa Gas, S.A.	22.165.403
BilboGas, S.A.	9.133.882
Gas Natural de Álava, S.A.	12.434.528
Gas Hernani, S.A.	997.117
Gas Pasaia, S.A.	557.822
Gas Tolosa, S.A.	1.092.360
Gas Natural, S.D.G, S.A.	732.056.685
Gas Andalucía, S.A.	49.148.219
Gas Cantabria, S.A.	16.093.160
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	20.939.527
Gas Castilla y León, S.A.	54.398.718
CEGAS, S.A.	63.414.512
Gas La Coruña, S. A.	3.522.559
Gas Galicia, S.A.	17.858.798
Gas Murcia, S.A.	9.266.770
Gas Navarra, S.A.	19.058.558
Gas Rioja, S.A.	9.714.658
Gas y Servicios Mérida, S.L.	845.980
TOTAL	1.176.758.518