

ANEXO II

Crterios generales que han de regir las reglas de aplicacin en las subastas

1. La convocatoria ser pblica y dirigida a cualquier sujeto que cumpla con los requisitos establecidos (comercializadores y consumidores directos en mercado registrados).

2. La Comisin Nacional de Energa supervisar la gestin de las subastas y certificar que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

3. En la informacin que la entidad responsable de la ejecucin de la subasta distribuir a todos los sujetos que muestren inters en la fase inicial, se incluir:

- a) Descripcin del producto de subasta incluyendo las posibles restricciones en el uso del mismo.
- b) Descripcin del procedimiento de subasta.
- c) Requisitos, en su caso, de presentacin de avales para acceder a la subasta.
- d) Fechas y plazos orientativos para cada una de las etapas de la subasta.
- e) Los requisitos para la calificacin en cada una de las fases de la subasta.

4. La subasta podr ser presencial (los agentes deben acudir al lugar indicado por la entidad responsable de la ejecucin de la subasta para participar en ella) o remota (los agentes presentan sus ofertas telemticamente).

5. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalizacin de la subasta, la Comisin Nacional de Energa deber validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma.

6. Una vez validados, los resultados agregados de la subasta (precio de cierre de cada producto y volumen total asignado) sern pblicos. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrn confidenciales.

7. Antes de que transcurran 72 horas desde el momento en que se hagan pblicos los resultados, los transportistas y los comercializadores procederan a la firma de los contratos por las partes que correspondan y al depsito de las fianzas y garantas que en su caso sean requeridas. Las partes remitirn copia a la Comisin Nacional de Energa.

8. Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisin Nacional de Energa elaborar un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar posibles mejoras a considerar en sesiones futuras

22461 *ORDEN ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribucin 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 econmico integrado del sector de gas natural, establece en su artculo 25, que el Ministro de Economa, (en la actualidad, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio), mediante orden ministerial y previo Acuerdo de la Comisin Delegada del Gobierno para Asuntos Econmicos, dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesin de gas natural para los dis-

tribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios bsicos de acceso por terceros.

Ademrs, dicho artculo dispone, para los peajes y cánones, que se estableceran los valores concretos o un sistema de determinacin de los mismos y se modificarn anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que as lo aconsejen.

Por otra parte, los artculos 26.3 y 37 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, establecen como cuotas con destinos especificos, los porcentajes para la retribucin del Gestor Tcnico del Sistema y los recargos con destino a la Comisin Nacional de Energa. Estas cuotas, que se establecen como porcentajes sobre los peajes y cánones asociados al derecho de acceso por terceros a la red, debern ser recaudados por las empresas titulares de instalaciones de regasificacin, transporte, distribucin, y almacenamiento, y puestas a disposicin de los sujetos a los que van destinados como ingresos propios en la forma y plazos establecidos normativamente.

La disposicin adicional duodcima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece en su apartado tercero la tasa aplicable a la prestacin de servicios y realizacin de actividades por la Comisin Nacional de Energa en relacin con el Sector de Hidrocarburos gaseosos.

Ademrs, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, establece, en sus artculos 16 y 17, el procedimiento para la inclusin de nuevas instalaciones de transporte en el rgimen retributivo, determinando que el Ministerio de Economa, previo informe de la Comisin Nacional de Energa establecer los costes fijos a retribuir para cada empresa o grupo de empresas para ese ao, as como los valores concretos de los parmetros para el clculo de la parte variable que les corresponda. En aplicacin de lo anterior, la presente orden publica los correspondientes anexos con las retribuciones reconocidas para el ao 2008 de las empresas que realizan actividades reguladas, junto con los valores de referencia a aplicar en la valoracin de las nuevas inversiones y los valores a utilizar en concepto de costes fijos y variables de explotacin.

Igualmente, mediante esta orden, se realiza la inclusin en el rgimen retributivo de determinadas instalaciones puestas en servicio durante el ao 2002 que se especifican en el anexo VII.

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgnica bsica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su artculo 1, asigna a este Departamento ministerial la elaboracin y ejecucin de la poltica energtica del Gobierno. Por su parte, el artculo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Conforme a lo anterior y en la forma que establece el artculo 25 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, corresponde al Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesin de gas natural para las empresas distribuidoras, y los peajes y cánones de los servicios bsicos de acceso por terceros.

El texto de esta orden ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisin Nacional de Energa. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1552/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgnica bsica del Ministerio de Economa y Hacienda, ha sido informado por la Direccin General de Poltica Econmica. Finalmente el contenido de la orden ha sido acordado por la Comisin Delegada del Gobierno para Asuntos Econmicos en su reunin del da 27 de diciembre de 2007.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisin Delegada del Gobierno para Asuntos Econmicos, dispongo:

Artículo 1. Objeto.

La presente orden tiene por objeto determinar el precio de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008. Asimismo, se establecen determinados aspectos del régimen económico de las actividades reguladas del sector del gas.

Artículo 2. Importe de los peajes y cánones.

Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones correspondientes a los servicios que se definen en el artículo 29 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, son, para el año 2008, los contenidos en el anexo I de esta orden.

1. Dichos precios han sido establecidos de acuerdo con los criterios para la determinación de tarifas, precios y cánones previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y en el artículo 25 del real decreto 949/2001, de 3 de agosto. Asimismo, los precios han sido calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 26 del real decreto citado.

Artículo 3. Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía.

1. La tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía es del 0,166 por 100, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, Ley 24/2002, de 27 de diciembre, como porcentaje de los peajes y cánones a que se hace referencia en el artículo 1 de esta orden, y que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución, y almacenamiento como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones.

2. El importe correspondiente a dicha tasa se ingresará por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento de gas en la forma y plazos establecidos en el artículo 19 de la Ley 29/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

Artículo 4. Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema.

1. La cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema será del 0,39 por 100, como porcentaje de los peajes y cánones a que se hace referencia en el artículo 1 de la presente orden, y que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución, y almacenamiento como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones.

2. Dicha cuota se ingresará por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento de gas, en los plazos y de la forma que se establecen en el procedimiento de liquidaciones regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.

Artículo 5. Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones.

1. Las empresas distribuidoras y transportistas están obligadas a modificar los peajes y cánones aplicados a sus clientes para ajustarlos a la demanda máxima que prevean los mismos, excepto en el caso en el que el consumidor haya modificado voluntariamente el peaje aplicado en un plazo inferior a 12 meses y no se haya produ-

cido ningún cambio en la estructura de peajes que le afecte.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas están obligadas a velar por la correcta asignación de los peajes y cánones al nivel de consumo real. En el caso de nuevos contratos de suministro o de cambio de peajes, y a efectos de cómputo del consumo anual, se considerarán los doce meses siguientes a la fecha de formalización del contrato. En el caso de clientes con más de un año de antigüedad en un peaje determinado el período de cómputo coincidirá con un año natural.

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

4. Cualquier disminución de facturación como consecuencia de la incorrecta aplicación de los peajes y cánones de la presente orden, así como de la no aplicación de los párrafos anteriores del presente artículo, será soportada por la propia compañía distribuidora y transportista. La Comisión Nacional de Energía efectuará el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

Artículo 6. Facturación aplicable a las liquidaciones.

1. A efectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de los peajes y cánones a las cantidades de gas suministradas.

2. Los porcentajes sobre la facturación establecidos en la presente orden, como tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía y cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema, se calcularán, igualmente, sobre el resultado de aplicar los peajes y cánones a las cantidades facturadas.

3. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la Comisión Nacional de Energía podrán inspeccionar las condiciones de facturación de los peajes y cánones. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá a estos efectos establecer planes anuales o semestrales de inspección de las condiciones de facturación de peajes y cánones.

Como resultado de estas la Comisión Nacional de Energía podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

Artículo 7. Información en la facturación.

En la facturación de los peajes y cánones realizada por los titulares de las instalaciones, se indicarán, con la mayor desagregación posible, las variables que sirvieron de base para el cálculo de la cantidad a cobrar. En particular, se desglosarán los porcentajes destinados a la imputación de los costes del Gestor Técnico del Sistema y de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 8. Facturación de periodos con variación de peajes.

La facturación de peajes y cánones correspondientes a periodos en que haya habido variación de los mismos, se calculará repartiendo el consumo total del período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de ellos, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los

que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

Artículo 9. *Contratos anteriores.*

1. A los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual igual o superior a 200.000 kWh/año, les serán de aplicación los peajes del anexo I, apartado quinto, punto 4 (peajes «2.bis»).

2. Dichos peajes convergerán de forma lineal con los correspondientes del Grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015. A partir de esta fecha, a todos estos consumidores se les aplicará el peaje correspondiente a su presión de suministro.

Artículo 10. *Telemedida.*

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

2. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 MWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1.

3. En los casos de consumidores de los grupos acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2.6, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemetria o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses, serán facturados por el peaje 2.4.

4. En los casos de consumidores de los grupos acogidos a los peajes 2.5 bis y 2.6 bis, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemetria o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses, serán facturados por el peaje 2.4 bis.

5. En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4, que no hayan instalado los equipos de telemetria o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje.

6. En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis, que no hayan instalado los equipos de telemetria o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 bis y el término fijo de su respectivo peaje.

7. En los casos de los consumidores acogidos a los peajes 3.4 y 3.5 que, teniendo la obligación de instalar equipos de telemetria, no los hayan instalado o cuando después de instalados se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 3.1 y el término fijo de su respectivo peaje. En el caso de los consumidores acogidos al peaje 3.5, se les aplicará lo establecido en el apartado 8 y no tendrán derecho al descuento por consumo nocturno.

8. En los casos descritos en los apartados 3, 4, 5, 6 y 7, se aplicará el método de facturación correspondiente a los consumidores del peaje 1 establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, con la siguiente particularidad: el caudal máximo diario medido

para el consumidor (Q_m) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución se calculará dividiendo su consumo medido mensual por cinco días o su prorrateo en los casos que corresponda.

9. A efectos de la obligación de instalar la telemetria, el consumo anual se calculará sobre años naturales, salvo en el caso de nuevos contratos o ampliaciones de los mismos, en el que se considerará un consumo anual equivalente a la capacidad diaria contratada multiplicada por 365 y por 0,8 en el caso de consumidores suministrados a presiones superiores a 4 bar o acogidos al peaje 3.5.

En el caso de los consumidores del Grupo 3.4, se considerará el resultado de multiplicar por 12 el consumo medio mensual de los tres primeros meses de vigencia del contrato. Si el contrato se inicia entre los meses de septiembre a febrero, el valor de los meses comprendidos en este periodo se dividirá por dos.

Los consumidores que superen por primera vez el umbral de consumo de 5 GWh en un año deberán instalar la telemetria en el año siguiente.

10. En todos los casos, el distribuidor está obligado a comunicar al consumidor la obligación de contar con los equipos de telemetria, disponiendo este de un plazo de tres meses para instalarla, a contar desde el 1 de enero del año, en el caso de contratos de más de un año de antigüedad. En el caso de nuevos contratos, el plazo para instalar la telemetria se calculará a partir de la firma del contrato y será de seis meses para los clientes suministrados a presión igual o inferior a 4 bar y de tres meses para los clientes suministrados a presiones superiores.

Artículo 11. *Peajes aplicables a contratos de duración inferior a un año.*

1. Los peajes de duración inferior al año únicamente serán de aplicación a puntos de suministro a presión superior a 4 bar, y se tendrá en cuenta:

a) El consumo anual a considerar para elegir el escalón de peaje aplicable se corresponderá con el consumo del año natural anterior, con la posibilidad de realizar refacturaciones en el caso de que el consumo real sea incompatible con el escalón de facturación elegido. En el caso de nuevos consumidores se elegirá el escalón de consumo más bajo dentro del grupo de peajes que corresponda.

b) Si después de haber contratado un peaje a corto plazo se opta por pasar a un contrato de duración superior a un año, no se podrá substituir por uno de duración inferior antes de que venza dicho año.

c) A la contratación de este peaje en un punto de suministro donde ya se tenía un contrato anterior no le serán de aplicación derechos de alta, ni tampoco en el caso de la contratación de un servicio a largo plazo después de haber contratado un peaje a corto. La citada inaplicación de los derechos de alta será efectiva siempre y cuando no se lleve a cabo una ampliación del suministro existente, de conformidad con el artículo 29 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

2. Para facturar estos contratos se seguirá el siguiente procedimiento:

Se multiplicará el término de reserva de capacidad (Trc), el término fijo del peaje de regasificación (Trf) el término fijo del peaje de carga de cisternas (Tfc) y el término fijo del peaje de conducción (Tfi) por los siguientes coeficientes:

a) Contratos de duración inferior a 30 días: Se aplicará el resultado de multiplicar el número de días de duración del contrato por los coeficientes de la columna (1) del

anexo I, apartado décimo, correspondiente a cada mes en que el contrato está en vigor.

b) Contratos que coincidan con uno o varios meses naturales: Cada mes se aplicará el coeficiente correspondiente que se incluye en la columna (2) del anexo I, apartado décimo.

c) Contratos de duración superior a 30 días que no coincidan con meses naturales: Para los meses completos se aplicará lo establecido en el párrafo b) y para el resto de días lo establecido en el párrafo a).

d) Contratos estacionales. Se aplicarán exclusivamente a los contratos de la siguiente duración:

1. Del 1 de noviembre al 31 de marzo: Coeficiente: 1,7457.

2. Del 1 de abril al 31 de julio: Coeficiente: 1,0263.

3. Del 1 de agosto al 31 de agosto: Coeficiente: 0,9009.

4. Del 1 de septiembre al 31 de octubre: Coeficiente: 1,0945.

3. La Comisión Nacional de Energía podrá elaborar un formato normalizado para este tipo de contratos. Además la Comisión Nacional de Energía propondrá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un procedimiento de contratación, incluyendo plazos y operativa, para este tipo de contratos.

4. Los coeficientes de corto plazo del anexo I, apartado décimo, no serán de aplicación a los cánones de almacenamiento subterráneo. En los casos de contratos de acceso de estas instalaciones con una duración inferior a un mes, se multiplicará la capacidad de almacenamiento contratada por el número de días del contrato por el término fijo del anexo I, apartado sexto, de la presente orden y dividida por veinte. Si el contrato tiene duración de meses completos, se aplicará el término fijo establecido en el anexo I, apartado sexto, de esta orden.

Artículo 12. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

1. Bajo esta modalidad de contrato el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema en las condiciones que se establecen en el presente artículo.

2. Para contratar esta modalidad de servicio de acceso, será necesaria la firma de un convenio entre el consumidor, el comercializador en su caso y el Gestor Técnico del Sistema Gasista. En el caso de que el consumidor sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico. El Gestor Técnico del Sistema Gasista remitirá copia del Convenio a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la correspondiente empresa distribuidora.

La duración mínima de este contrato será de 12 meses y máxima de 48 meses prorrogables en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales.

3. Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

a) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.

b) Presión de suministro superior a 4 bar.

c) Telemedida operativa.

d) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Operador del Sistema Eléctrico.

El Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, publicará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona

expresado en MWh/día. La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará dicho Plan.

4. Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad:

a) Período de preaviso de 24 horas.

b) Duración total máxima de las interrupciones en un año:

Contrato de interrupción tipo «A»: 5 días.

Contrato de interrupción tipo «B»: 10 días.

Las interrupciones anteriores se contabilizarán en un año natural. En el caso de contratos firmados con posterioridad al uno de enero de cada año, el número de días de interrupción al año se prorrateará en función de la duración del contrato en el año natural.

5. Causas de interrupción: El cliente acogido a este peaje solamente podrá ser interrumpido por los siguientes motivos:

a) Indisponibilidad o congestión de instalaciones de transporte, almacenamiento, distribución y regasificación del sistema gasista español que tengan como consecuencia una reducción significativa de la capacidad disponible.

b) Indisponibilidad de gasoductos o conexiones internacionales que tengan como consecuencia reducciones significativas de su capacidad de transporte.

c) Cierre de terminales de regasificación o terminales de licuefacción origen debidos a inclemencias meteorológicas o causas de fuerza mayor.

Si después de aplicada la interrupción se concluyera que el motivo es imputable a un comercializador, éste abonará al Gestor Técnico del Sistema una cantidad, que tendrá la consideración de ingreso liquidable, equivalente al volumen del gas interrumpido multiplicado por el 5 por ciento del precio de referencia establecido en el apartado 9.6 del Capítulo «Operación Normal del Sistema», de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, aprobadas por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

El pago anterior se realizará sin perjuicio de las responsabilidades a que de lugar la citada interrupción.

6. Criterios para la ejecución de las interrupciones: La solicitud de interrupción solamente podrá realizarse por parte del Gestor Técnico del Sistema como consecuencia de alguna de las condiciones anteriores y requerirá comunicación previa al Secretario General de Energía. Dicha solicitud implicará la solicitud de declaración de Situación de Operación Excepcional Nivel 1.

El Gestor Técnico del Sistema repartirá el volumen necesario de interrupción entre los diferentes clientes interrumpibles, de acuerdo a los siguientes criterios:

a) Criterios geográficos.

b) Máxima operatividad.

c) Mínimo impacto.

Siempre que la situación lo permita, los clientes que hayan sido interrumpidos en una ocasión serán interrumpidos en último lugar en la siguiente.

7. Comunicación: El Gestor Técnico del Sistema comunicará al consumidor, al comercializador, y al titular de las instalaciones a las que se encuentre conectado el consumidor, la solicitud de realizar la interrupción con el plazo de preaviso prefijado.

El incumplimiento de las instrucciones de interrupción impartidas por parte del Gestor Técnico del Sistema por parte de un consumidor acogido a esta modalidad de acceso conllevará la aplicación automática a este cliente del peaje firme correspondiente a sus características de presión de suministro y volumen de consumo incrementado en un 50 por ciento en todos los términos del peaje, durante los 12 meses siguientes a aquél en el que se incumplió la solicitud de interrupción. Asimismo, el

incumplimiento supondrá la cancelación automática del convenio.

8. Peajes aplicables: A partir del 1 de octubre de 2008 los peajes aplicables en esta modalidad de servicio de acceso a las instalaciones de transporte y distribución son los que se indican en el anexo I, apartado noveno de la presente orden. Hasta dicha fecha serán de aplicación los peajes establecidos en la Orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Los consumidores situados en gasoductos declarados por el Gestor Técnico como saturados podrán solicitar estos peajes siempre que voluntariamente acepten las condiciones de interrupción que establezca el Gestor Técnico del Sistema y cumplan las condiciones establecidas en el presente artículo. Si la interrupción acumulada anual superase los 10 días el peaje a pagar será siempre el correspondiente a la interrupción tipo «B».

Artículo 13. *Peaje de tránsito internacional.*

1. Este peaje será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional y con origen en otra conexión internacional, una conexión con un yacimiento o una planta de regasificación. El contrato de acceso deberá indicar expresamente el punto de entrada, el de salida y el caudal contratado. En la utilización de este peaje los usuarios deberán programar caudales diarios de entrada y salida dentro del margen permitido por el almacenamiento operativo establecido por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el peaje de transporte y distribución.

2. Las condiciones de ejecución del contrato de tránsito habrán de ser compatibles con la operación del sistema gasista.

3. Este peaje incluye el almacenamiento operativo necesario para realizar la operación de transporte de gas natural, y no incluye servicios diferentes al transporte de gas natural, como la regasificación.

4. En el caso de contratos de duración inferior a un año se aplicará lo establecido en el artículo 11 de la presente orden.

Artículo 14. *Término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicable a usuarios suministrados mediante planta satélite de gas natural licuado.*

En el caso de suministro de gas natural mediante redes de distribución suministradas desde una planta satélite de gas natural licuado, se procederá a multiplicar tanto el término fijo como el variable del término de conducción establecido en el anexo I que correspondan a cada usuario por el factor 0,8.

Disposición adicional primera. *Adquisición de gas talón y gas de operación.*

1. Los transportistas adquirirán anualmente el gas natural necesario para su autoconsumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos, (gas talón) de la red de transporte y de las plantas de regasificación.

2. Antes del 1 de febrero de cada año, los transportistas comunicarán al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para los doce meses siguientes al mes de julio de cada año. En el caso de que el consumo se produzca en instalaciones dotadas de cogeneración eléctrica que viertan a la red, dicho consumo se reducirá en la parte imputable a la producción eléctrica ofertada. Antes del 15 de febrero, el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Dirección General de

Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, el programa mensual de compras de gas de cada transportista. Tanto el Gestor Técnico del Sistema como la Comisión Nacional de Energía publicarán en su página web dicha información.

3. Para la adquisición de dicho gas se organizará una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por Resolución de la Secretaría General de Energía.

4. El gas destinado a nivel mínimo de llenado se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte. El gas destinado a autoconsumo se valorará al precio resultante de la subasta y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.

Disposición adicional segunda. *Régimen económico de las actividades reguladas.*

1. A la retribución de las actividades reguladas les será de aplicación lo establecido en la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, lo establecido en la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación y lo establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, salvo en lo que resulten modificadas por lo dispuesto en la presente Orden.

2. En aplicación de las citadas órdenes se incluyen en la presente disposición los siguientes anexos en los que se especifican determinados aspectos relativos al régimen económico de las actividades reguladas del sector de gas natural:

a) Anexo II «Retribución actividades de distribución, transporte, y regasificación para el año 2008».

b) Anexo III «Valores unitarios de inversión y explotación a emplear en el cálculo de la retribución para el año 2008 de instalaciones de transporte con acta de puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008».

c) Anexo IV «Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida».

d) Anexo V «Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar».

e) Anexo VI «Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de plantas de regasificación para el 2008».

f) Anexo VII «Valores unitarios de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos para el 2008».

g) Anexo VIII «Parámetros para el cálculo de la retribución a la actividad de suministro a tarifa y a la gestión de la compra-venta de gas con destino al mercado a tarifa».

h) Anexo IX «Inclusión definitiva en el régimen retributivo de determinadas instalaciones con puestas en marcha en el año 2002».

i) Anexo X «Modificación de la fecha de puesta en servicio y de los valores netos de determinadas instalaciones incluidas en el anexo V de la orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación».

Disposición adicional tercera. *Plan de acción [2008-2012].*

1. La cuantía con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas destinada a la financiación del Plan de acción [2008-2012], aprobado por el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 20 de julio de 2007 y por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España

2004-2012», aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, no excederá, para el año 2008, de 57.000.000 €. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo de acuerdo con el citado plan y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

2. A estos efectos, se considerará el importe incluido en el párrafo anterior como una retribución regulada a incluir en el sistema de liquidaciones. Los pagos que resulten de la aplicación de lo dispuesto en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, se ingresarán en la cuenta en régimen de depósito, que la Comisión Nacional de Energía designe al efecto.

3. Se faculta a la Comisión Nacional de Energía para modificar los coeficientes de reparto al objeto de recaudar exactamente la cantidad establecida. Los posibles intereses que pueda generar dicha cuenta se tendrán en consideración para el mismo fin para el año siguiente.

Disposición adicional cuarta. *Reconocimiento de inversiones singulares.*

1. El reconocimiento de inversiones afectas a almacenamientos de gas natural incluidos en la red básica a que hace referencia la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, se realizará por orden ministerial, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Asimismo, la determinación de la retribución definitiva correspondiente a inversiones reconocidas a 31 de diciembre de 2006, a que hace referencia la disposición adicional tercera de la citada Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, se realizará por orden ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar la información que estimen necesaria a los titulares de las inversiones afectas a la actividad de almacenamiento subterráneo.

Disposición adicional quinta. *Gas de maniobra y mermas en la Red Básica.*

1. Se entenderá por Gas de Maniobra el gas propiedad del Gestor Técnico del Sistema, necesario para posibilitar la operación del sistema gasista. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinarán las condiciones específicas a aplicar en cuanto al tratamiento de este gas, así como otras funciones a las que pueda destinarse.

2. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, se descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes estándar que se indican a continuación:

Cr = 0,15 % del gas descargado en las plantas de regasificación.

Ca = 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.

Ct = 0,20 % de las entradas de gas al sistema de transporte por gasoducto (por conexiones internacionales, por yacimientos, desde plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, en función de las mermas reales observadas en cada una de las instalaciones.

3. Todo el gas retenido en concepto de mermas se considerará gas de maniobra. En caso de que la cantidad

total de gas descontado en un mes por concepto de mermas exceda de las mermas reales observadas en el conjunto de instalaciones de la red básica de transporte, la diferencia permanecerá bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra. En caso de que la cantidad retenida en un mes fuera inferior a las mermas reales, la diferencia será aportada por el Gestor Técnico del Sistema con cargo al citado gas de maniobra.

4. Se podrán incluir cantidades de gas a adquirir por el Gestor Técnico del Sistema por concepto de gas de maniobra en el procedimiento de compra de gas mínimo de llenado y autoconsumos establecido en la disposición adicional 4 de la presente orden.

Disposición transitoria primera. *Desviaciones en la recaudación de los años 2002-2006.*

Las desviaciones entre las retribuciones reconocidas y los ingresos netos liquidables correspondientes a los años 2002-2006 serán comunicadas por parte de la Comisión Nacional de Energía a cada una de las empresas afectadas y a la Dirección General de Política Energética y Minas. A la cifra acumulada de dichos desvíos le será de aplicación lo establecido en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Disposición transitoria segunda. *Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima (PA).*

Con carácter extraordinario y hasta el 1 de enero de 2010 los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrán acogerse al siguiente peaje, que engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación:

Término fijo: 0,2413 cent/kWh/día/mes.

Término variable: 0,0038 cent/kWh.

Este peaje será facturado por la empresa titular del punto de salida.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Asimismo quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.*

Se modifica el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, mediante la adición de los siguientes párrafos a continuación de los ya existentes:

«El déficit o superávit de retribución resultante en la liquidación 14 de cada ejercicio para cada una de las empresas que realizan actividades reguladas será comunicado por parte de la Comisión Nacional de Energía a cada una de ellas y a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dichas cantidades se adicionarán o sustraerán a la retribución reconocida para cada empresa en el ejercicio siguiente.

Una vez resuelta la liquidación definitiva se aplicará el mismo procedimiento a la diferencia entre el desvío definitivo y el desvío reconocido en la liquidación 14.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre.*

1. Se modifica el artículo 10.2 del la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, que queda redactado en los siguientes términos:

«2. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares, cuyo valor presupuestado supere en un 20 por ciento al valor resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia del anexo II. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por orden del Ministro de Industria Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y deberá hacerse teniendo en cuenta la rentabilidad de la cartera de los activos incluidos en la cartera del solicitante. El carácter singular será declarado y justificado en dicha orden ministerial.»

2. Se modifica el artículo 20 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, quedando redactado en los siguientes términos:

«1. Las empresas distribuidoras que hayan suscrito convenios con alguna comunidad autónoma para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural, podrán solicitar una retribución específica a la Dirección General de Política Energética y Minas para las instalaciones de conexión. Igualmente, se podrá solicitar dicha retribución para reemplazar plantas satélite existentes de gas natural licuado (GNL) por una conexión con la red de gasoductos.

Para solicitar dicha retribución se deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Que exista convenio o acuerdo, suscrito con la comunidad autónoma o con el organismo que tenga las competencias en la materia, y que el mismo cumpla con los requisitos establecidos en el apartado tres de esta disposición.

b) Que la retribución por la actividad de distribución, teniendo en cuenta las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la construcción de las instalaciones de distribución, sea suficiente para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución sin considerar la instalación de conexión.

c) Que la situación del núcleo requiera inversiones en la instalación de conexión con la red gasista existente que hagan económicamente inviable el proyecto. En el caso de plantas de G.N.L., se deberán considerar factores tales como el coste de sustitución de la planta satélite por una conexión con la red de gasoductos, la mejora de la seguridad de suministro, el riesgo asociado a la existencia de la planta satélite y los aspectos medioambientales.

d) Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año de la convocatoria o en el año siguiente.

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

a) Descripción técnica de la instalación.

b) Presupuesto de inversiones, desglosando la correspondiente a la retribución específica solicitada.

c) Puntos de consumo y demanda prevista para cada nivel de presión en un horizonte de treinta años, justifi-

cando aquellos casos en que se prevea un fuerte crecimiento de la población en el núcleo respecto a la población censada en la actualidad.

d) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población sin la instalación de conexión (horizonte de treinta años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución.

e) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en la instalación de conexión (horizonte de treinta años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución y de conexión.

f) Aportaciones de fondos públicos.

g) Cuantificación de la retribución solicitada.

h) Convenio o acuerdo con la comunidad autónoma o con el organismo que tenga las competencias en la materia.

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

3. Los convenios o acuerdos suscritos entre la empresa distribuidora y la comunidad autónoma, o el organismo que tenga las competencias en la materia, deberán recoger de forma individualizada los núcleos de población a gasificar, las instalaciones necesarias; en su caso, las aportaciones de la comunidad autónoma (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.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá conjuntamente las solicitudes recibidas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. La retribución específica se asignará hasta agotar, en su caso, la cantidad disponible en cada año de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Se asignarán entre 0 y 100 puntos en función del porcentaje de cofinanciación con fondos públicos de las instalaciones de conexión. Este porcentaje se ponderará por el complementario a 100 del índice de gasificación de cada comunidad autónoma. A estos efectos se publicará el índice de gasificación de las Comunidades Autónomas en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

b) Se asignarán entre 0 y 100 puntos en función de la retribución específica solicitada en relación al número de puntos de suministro previstos.

En el caso de sustitución de plantas satélite de GNL existentes se tomará el número de puntos de suministro del año anterior al de la solicitud. En el caso de nuevas zonas a gasificar se tomará el número de puntos de suministro previstos a los tres años desde la puesta en marcha.

Para la asignación de las puntuaciones de valoración, se podrá ignorar el efecto de aquellos proyectos que presenten valores extremos.

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

a) La retribución específica para un proyecto no podrá exceder en ningún caso del 10 por ciento de la cantidad disponible de retribución específica anual para el conjunto de sector.

b) La retribución específica necesaria para asegurar una rentabilidad suficiente. Se considerará como rentabi-

lidad suficiente el coste de capital medio ponderado de referencia.

c) La retribución específica necesaria de forma que esta más la aportación de la comunidad autónoma y de otros fondos públicos para la inversión en conexión no supere el 85 por ciento de la inversión en conexión.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá mediante resolución los requisitos necesarios para hacer efectivas las cantidades asignadas, incluyendo el plazo dentro del cual deberán ponerse en marcha las instalaciones.

La Comisión Nacional de Energía integrará la retribución específica otorgada en la retribución reconocida de cada empresa distribuidora una vez se haya acreditado ante dicha comisión el cumplimiento de las condiciones establecidas por la mencionada resolución.

Para el año 2008, la retribución específica anual para el conjunto del sector incluyendo la cantidad designada en el apartado cinco, no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

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

RDn: Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2008.

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

7. De la totalidad de la cantidad designada en el apartado cuatro, se reservará un máximo de 5.000.0000 € para las instalaciones de distribución de combustibles gaseosos por canalización a construir en el ámbito territorial del archipiélago canario.

Dicha retribución podrá designarse, además de a las instalaciones de conexión y distribución de gas natural, a las instalaciones necesarias para la distribución de gases manufacturados cuya autorización esté condicionada a la transformación de las mismas para su funcionamiento con gas natural cuando este combustible esté disponible.

Por resolución de la Secretaría General de la Energía, se podrán establecer condiciones específicas para la asignación de la retribución específica en este ámbito territorial.

En caso de que la retribución específica obtenida por los proyectos presentados en este ámbito territorial no alcance la retribución máxima reservada, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá utilizar el monto remanente para otorgar retribución específica a los proyectos presentados en el resto del territorio nacional que cumplan los requisitos establecidos en la presente orden ministerial.»

3. Se modifica el artículo 18 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, añadiendo el punto 8 con el siguiente texto:

«8. Para el cálculo de la retribución devengada a partir del 1 de enero de 2008, como término IPH del año «n» se utilizarán valores provisionales del IPC e IPRI. En ejercicios posteriores y cuando se conozcan valores definitivos de dichos índices, se procederá a recalcular dicha retribución de acuerdo a los nuevos valores.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre.*

Se modifica el artículo 4.4 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, que queda redactado del modo siguiente:

«4. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.»

Disposición final cuarta. *Aplicación de la orden.*

Por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2008.

Madrid, 28 de diciembre de 2007.–El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Joan Clos i Matheu.

ANEXO I
Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. Peaje de regasificación.

El peaje del servicio de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional vigésima quinta de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Los precios de los términos fijo (T_{fr}) y variable (T_{vr}) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación que se regulan en el artículo 30 del real decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, serán los siguientes:

Tfr: Término fijo del peaje regasificación: 1,4348 cent/(kWh/día)/mes.

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0085 cent/kWh.

Segundo. Peaje de descarga de buques.

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.

Plantas de Barcelona, Huelva, Cartagena y Sagunto:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 21.200 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0042 cent/kWh.

Planta de Mugaridos:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 10.000 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0020 cent/kWh.

Planta de Bilbao:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 0 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0 cent/kWh.

Tercero. Peaje de carga de cisternas.

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna, de GNL depositado en una planta de regasificación.

Tfc: Término fijo del peaje carga de GNL en cisternas: 1,8650 cent/kWh/día/mes.

Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0110 cent/kWh.

A efectos de la facturación del Término fijo (T_{fc}), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30.

Cuarto. Peaje de trasvase de GNL a buques.

A los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 167.386 €/operación.

Término variable: 0,0812 cent/kWh.

Para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80 por ciento del valor anterior. Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, como asimismo la entrega del gas necesario para la operación.

Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

Quinto. Peaje de transporte y distribución firme.

1. El peaje del servicio de transporte y distribución incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, así como la utilización de un almacenamiento operativo de acuerdo a lo establecido en el real decreto 949/2001, de 3 de agosto. Este peaje será, asimismo, aplicable al suministro de consumidores cualificados conectados a redes de distribución locales alimentadas mediante plantas satélites.

El peaje correspondiente por el uso del sistema de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción, éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$$P_{TD} = T_{rc} + T_c$$

Donde:

P_{TD} : Peaje de Transporte y Distribución.

T_{rc} : Término de reserva de capacidad.

T_c : Término de conducción.

2. El precio del término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución (T_{fe}) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del real decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

T_{fe} : Término fijo de reserva de capacidad T_{rc} : 0,7023 cent/(kWh/día)/mes.

3. Los precios de los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del real decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	Término fijo Tfij cent/kwh/día/mes	Término variable Tvij cent/kwh
Peaje 1 (P>60 bar)		
1.1	2,2378	0,0548
1.2	1,9992	0,0442
1.3	1,8556	0,0398
	Término fijo Tfij cent/kwh/día/mes	Término variable Tvij cent/kWh
Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar)		
2.1	16,3853	0,1252
2.2	4,4473	0,0999
2.3	2,9119	0,0809
2.4	2,6684	0,0726
2.5	2,4531	0,0636
2.6	2,2565	0,0552
	Término fijo Tfij €/mes	Término variable Tvij cent/kWh
Peaje 3 (P <= 4 bar)		
3.1	2,26	2,6465
3.2	5,07	1,9820
3.3	39,30	1,1332
3.4	58,66	0,9083
	Término fijo Tfij cent/kwh/día/mes	Término variable Tvij cent/kWh
3.5	4,2928	0,1112

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 10 GWh/año.

A efectos de facturar el término fijo (T_{fij}) del peaje 3.5 se aplicará lo establecido en el artículo 31 del real decreto 949/2001, de 3 de agosto para el término fijo del peaje del Grupo 1º, restándose del caudal máximo medido (Q_{mj}) la siguiente cantidad

$$(\text{Consumo nocturno/Consumo total}) * 0,50 * Q_{mj}$$

Se considerará como consumo nocturno el total del consumo realizado en el mes entre las 23:00 y las 07:00. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

4. Términos del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el 10º de la presente orden.

Peaje 2 bis (P<= 4 bar)	Término fijo	Término variable
	T _{fij}	T _{vij}
	cent/kwh/día/mes	cent/kwh
2.1 bis	17,7318	0,1354
2.2 bis	6,7099	0,1508
2.3 bis	5,3114	0,1477
2.4 bis	4,1291	0,1123
2.5 bis	4,6542	0,1206
2.6 bis	4,4147	0,1080

Sexto. Precio del canon de almacenamiento subterráneo.

Los precios de los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del real decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0241 cent/kWh/mes.

Tv: Término variable del canon de almacenamiento: 0,0184 cent/kWh.

Séptimo. Precio del canon de almacenamiento de GNL.

El precio del término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL regulado en el artículo 33 del real decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

T_v: Término variable del canon de almacenamiento: 2,0980 cent/MWh /día.

Octavo. Precio del peaje de tránsito internacional.

Se aplicará el peaje de transporte y distribución correspondiente a la presión y volumen de consumo, multiplicando los términos fijo y variable, incluyendo el de reserva de capacidad, por el coeficiente de la tabla siguiente que corresponda en función del punto de entrada y el de salida.

		PUNTO DE SALIDA				
		PORTUGAL-EXTREMADURA	PORTUGAL-GALICIA	LARRAU	IRÚN	TARIFA
PUNTO DE ENTRADA	CARTAGENA	1,000	1,000	1,000	1,000	0,567
	HUELVA	0,682	1,000	1,000	1,000	0,385
	SAGUNTO	1,000	1,000	0,916	1,000	0,567
	BILBAO	1,000	1,000	0,567	0,385	1,000
	BARCELONA	1,000	1,000	0,850	1,000	1,000
	MUGARDOS	0,567	0,385	1,000	1,000	1,000
	TARIFA	0,788	1,000	1,000	1,000	
	PORTUGAL-EXTREMADURA			1,000	1,000	0,567
	PORTUGAL-GALICIA			1,000	1,000	1,000
	LARRAU	1,000	1,000			1,000
	IRÚN	1,000	1,000			1,000

Noveno. Precio del peaje de transporte y distribución interrumpible.

T_{fe} : Término fijo de reserva de capacidad T_{rc} : 0,7023 cent/(kWh/día)/mes.

Término de conducción:

Término fijo T_{fij} = 0 €/kWh/mes.

Término variable T_{vij} :

Peaje	Termino variable T_{vij}	
	Interum p. A	Interum p. B
	T_{vij}	T_{vij}
	cent/kWh	cent/kWh
Peaje 1 Int (P>60 bar)		
4.1 Consumo inferior o igual a 200 GWh/año	0,091936	0,063404
4.2 Consumo superior a 200 GWh/año e igual o inferior a 1000 GWh/año	0,074040	0,051062
4.3 Consumo superior a 1000 GWh/año	0,066671	0,045980
Peaje 2 Int (4 bar < P<= 60 bar)		
4.4 Consumo superior a 5 GWh/año e igual o inferior a 30 GWh/año	0,135623	0,093533
4.5 Consumo superior a 30 GWh/año e igual o inferior a 100 GWh/año	0,121587	0,083853
4.6 Consumo superior a 100 GWh/año e igual o inferior a 500 GWh/año	0,106498	0,073447
4.7 Consumo superior a 500 GWh/año	0,092462	0,063767

Décimo. Precio del peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a 12 meses.

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente orden son los siguientes:

	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)
enero	0,087	1,746
febrero	0,087	1,746
marzo	0,087	1,746
abril	0,057	1,132
mayo	0,050	0,999
junio	0,049	0,988
julio	0,049	0,988
agosto	0,045	0,901
septiembre	0,049	0,987
octubre	0,056	1,115
noviembre	0,087	1,746
diciembre	0,087	1,746

El término variable (T_{vij}) a aplicar es el del peaje correspondiente.

ANEXO II

Retribución actividades de distribución, transporte, y regasificación para el año 2008

Primero. Retribución a la actividad de distribución (€).

	Actualización 2008	Desvíos 2007	Desvíos acumulados 2004-2006	CIFRA FINAL
	€	€	€	€
Naturgas Energía Distribución, S.A.	129.096.480	5.991.216	-10.919.122	124.168.574
Gas Directo, S.A.	1.452.943	258.497	-673.210	1.038.230
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	6.061.103	-699.967	-257.549	5.103.587
Meridional del Gas, S.A.U.	4.559.454	-319.528	-391.518	3.848.408
Gas Alicante, S.A.U.	1.712.964	212.049	-327.264	1.597.749
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	9.042.759	-100.818	-138.828	8.803.113
Gas Aragón, S.A.	30.223.725	-278.486	-1.669.480	28.275.759
Gesa Gas, S.A.U.	26.732.395	-7.941.459	-409.959	18.380.977
Tolosa Gasa, S.A.	1.229.461	-20.312	704	1.209.853
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	807.843.036	4.613.068	-43.901.222	768.554.882
Gas Natural Andalucía, S.A.	57.057.688	-1.095.558	-2.352.842	53.609.288
Gas Natural Cantabria, S.A.	19.473.682	181.692	-773.451	18.881.923
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	28.268.863	-1.154.907	-255.005	26.858.951
Gas Natural Castilla y León, S.A.	61.761.271	2.703.309	-4.446.909	60.017.671
CEGAS, S.A.	76.744.981	543.824	-3.331.211	73.957.594
Gas Natural La Coruña, S.A.	3.970.500	481.054	-366.144	4.085.410
Gas Galicia SDG, S.A.	22.628.808	-338.593	-990.952	21.299.263
Gas Natural Murcia SDG, S.A.	11.401.798	79.792	-435.040	11.046.550
Gas Navarra, S.A.	22.371.667	23.860	-1.341.565	21.053.962
Gas Natural Rioja, S.A.	11.432.857	178.388	-756.777	10.854.468
Gas y Servicios Mérida, S.L.	1.060.758	-39.816	-33.663	987.279
TOTAL	1.334.127.193	3.277.305	-73.771.007	1.263.633.491

Segundo. Retribución a la actividad de transporte (€).

TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.A.	2.572.606
NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE, S.A.U.	11.976.648
GAS NATURAL TRANSPORTE S.D.G, S.L..	20.972.591
ENAGAS, S.A.	483.191.561
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	691.342
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.U.	2.325.238
SEPTENTRIONAL DEL GAS, S.A.	3.878.966
PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO, S.A. (gas talón)	119.583
REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.	4.153.670
GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA, S.A.	1.561.400
GAS ARAGON, S.A.	3.452.436
GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA, S.L.	1.959.630
TOTAL	536.855.671

Tercero. Retribución fija a la actividad de regasificación (€).

ENAGAS, S.A.	213.902.944
BAHÍA DE BIZKAÍA GAS, S.L.	54.795.551
REGASIFICADORA DE SAGUNTO, S.A.	55.049.532
REGASIFICADORA DE MUGARDOS, S.A.	40.101.418
TOTAL	363.849.445

ANEXO III

Valores unitarios de inversión y explotación a emplear en el cálculo de la retribución para el año 2008 de instalaciones de transporte con acta de puesta en marcha anterior al 1 de enero de 2008

Primero. Valores unitarios de inversión de instalaciones de transporte

Estación de compresión de potencia hasta 37.284 kW	
T. Variable. €/kW instalado	1.089,47
T. Fijo. €/estación	7.782.660,07
Estación de compresión de potencia hasta 37.284 kW	
T. Variable. €/kW instalado	566,61
T. Fijo. €/estación	27.276.776,06
Gasoductos	
DIAMETRO	
pulgadas	€/m/pulgada
6	35,22
8	30,81
10	28,01
12	25,22
14	24,03
16	22,84
18	21,93
20	20,54
22	19,52
24	18,66
26	18,87
28	18,87
30	18,68
32	20,82
36	21,21
40	21,78
42	22,09
44	23,18
48	23,97
52	23,79
ERM	
CAPACIDAD	
	€/UNIDAD
G-65	245.345
G-100	248.401
G-160	253.726
G-250	261.916
G-400	276.108
G-650	301.267
G-1000	339.653
G-1600	414.044
G-2500	536.571
G-4000	675.941
G-6500	815.309

Segundo. Valores unitarios de explotación de instalaciones de transporte.

Estaciones de compresión		
T.Variable		84,48 €/kW instalado
T. Fijo		210.148 €/estación
Gasoductos		
		0,6900 €/m/pulgada
ERM		
G-65	8.287	€/unidad
G-100	9.017	€/unidad
G-160	9.966	€/unidad
G-250	10.398	€/unidad
G-400	11.125	€/unidad
G-650	11.851	€/unidad
G-1000	14.179	€/unidad
G-1600	16.069	€/unidad
G-2500	18.179	€/unidad
G-4000	22.905	€/unidad
G-6500	27.632	€/unidad

ANEXO IV**Tarifa de alquiler de contadores y equipos de teled medida**

Los precios sin impuestos de alquiler de contadores y equipos de teled medida, a los usuarios o abonados por parte de las empresas o entidades suministradoras de los mismos serán los siguientes:

II.1.- Tarifa de alquiler de contadores.

Caudal del contador	Tarifas del alquiler
Hasta 3 m ³ /hora	0,62 €/mes.
Hasta 6 m ³ /hora	1,13 €/mes
Superior a 6 m ³ /hora	12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes

Caudal del contador ----- m³/hora	Valor medio ----- Euros
Hasta 10	190,85
Hasta 25	351,27
Hasta 40	681,25
Hasta 65	1.391,67
Hasta 100	1.884,04
Hasta 160	2.955,16
Hasta 250	6.254,16

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

II.2. Alquiler de equipos de teled medida para la transmisión de la información hasta un Centro de Control remoto.

Equipo para una sola línea	72,94 €/mes.
Equipo para línea adicional	13,99 €/mes.

ANEXO V**Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar**

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

$$\text{Importe (euros)} = 95,31 * (L-6)$$

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

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

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

Grupo de Tarifa o Peaje	Consumo anual en Kwh/año	Euros por contratante 2007
1	Menor o igual a 5.000	96,17
2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	96,17
2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	221,06
3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.00	442,14
4 / 5	Mayor de 100.000	442,14

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

ANEXO VI**Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de plantas de regasificación para el 2008****Primero. Parámetros a utilizar**

Índice de precios al consumo IPC, valor de octubre de 2007:	3,60%
Índice de precios industriales IPRI, clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo, valor de octubre de 2007:	3,16%
Índice representativo del coste de la electricidad (ICE) para el año 2008:	3,62%

Segundo. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones de regasificación

Tanques de almacenamiento (€)	1.578.901 + 12,970292*V (Donde V = Capacidad del tanque expresada en m ³)
Instalaciones de Regasificación (€/ m ³ /h capacidad de emisión)	4,85
Cargaderos de cisternas de GNL (€/ unidad)	40.981
Obra civil portuaria y terrestre (€/ planta)	1.198.700

Tercero. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables de las instalaciones de regasificación

Coste por kWh regasificado (€/kWh)	0,000150
Coste variable por kWh cargado en cisternas (€/kWh)	0,000180
Coste por trasvases /puestas en frío (€/kWh)	0,000180

Cuarto. Valores unitarios de referencia de inversión para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa

Tanques de almacenamiento (€/m ³)	687,19
Instalaciones de regasificación (€/m ³ /h capacidad de emisión)	135,96
Cargaderos de cisternas (€/unidad)	3.080.111
Obra civil y portuaria (€/planta) (valor de la inversión realizada hasta el máximo de)	51.925.638

ANEXO VII

Valores unitarios de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos para el 2008

Los valores anuales para el término fijo (COMF) y valores unitarios para el término variable de los costes de inyección (CVI) y extracción (CVE) para los almacenamientos subterráneos de gas natural en operación a la fecha de entrada en vigor de la presente orden son los siguientes:

Almacenamiento Subterráneo	COMF (euros/año)	CVI (euros/kWh de gas inyectado en el año n)	CVE (euros/kWh de gas extraído en el año n)
Serrablo	1.760.980	0,000498	0,000091
Gaviota	15.254.381	0,000043	0,001099

El valor COMF del almacenamiento Gaviota incluye 7.033.096 €, no consolidables en ejercicios futuros, en concepto de pagos atrasados de los años 2005 y 2006 por el incremento de coste consecuencia del aumento de capacidad de dicho almacenamiento.

ANEXO VIII

Parámetros para el cálculo de la retribución a la actividad de suministro a tarifa y a la gestión de la compra-venta de gas con destino al mercado a tarifa

Factor IPH ₂₀₀₈ :	2,31 %
Obligaciones del Estado +1,5% :	5,74 %
Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos ("i") :	4,59 %

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

Ci	0,00005
Cx:	0,218
Cr	0,15 %
Ca	0 %
Ct	0,20%

Retribución de la actividad de suministro a tarifas.

CSn-1<4*(1+IPH ₂₀₀₈)	0,002143
CSn-1>4*(1+IPH ₂₀₀₈)	0,000304
Cz	0,04
Cr<4 (distribuciones conectada a redes de transporte) 1%	
Cr<4 (distribuciones conectadas a plantas satélites) 2%	
Cr>4	0,39%

Donde los coeficientes utilizados son los definidos en la orden ITC/3993/2006, de 30 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

ANEXO IX**Inclusión definitiva en el régimen retributivo de determinadas instalaciones puestas en marcha en el año 2002**

Quedan incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo desde su fecha de puesta en marcha las siguientes instalaciones:

ERM G-2500 Colmenar-Villalba (Colmenar)
ERM G-1600 en posición D07-06 Camargo-Gajano (Igollo -Camargo)
EM G-250 en posición 15-10 Ramal a Chilches (Chilches)
ERM G-650 en posición 15-10.1 Ramal a Chilches (Alfara de Algimia)
ERM G-160 en posición L-12 Granada-Motril (Motril)
ERM G-65 en posición B-10 Aranda-Almazán (Aranda)
ERM G-400 en posición L-11 Granada-Motril (Salobreña)
ERM G-100 en posición R02 Aranda-Almazán (San Esteban de Gormaz)
ERM G-100 en posición R03 Aranda-Almazán (Burgo de Osma)
ERM G-400 en posición R5.1 Aranda-Almazán (Almazán)
ERM G-1000 en posición R06 Aranda-Almazán (Soria)
EM G-65 en posición R06 Aranda-Almazán (TABLEROS LOSÁN)
ERM G-650 en posición D-07.03 Polígono de Requejada (Polanco)
EM G-100 en Mengibar gasoducto Córdoba-Jaén-Granada en posición L.02.2
ERM G-1000 en Castropodame
ERM G-1000 EN S. Cristóbal de la Polantera
ERM G-400 en Loeches
ERM G-650 en Arganda
ERM G-2500 en Alcalá
ERM G-2500 Colmenar-Villalba (Alpedrete)
ERM G-100 en posición D-07.09 Gajano-Treto (Rubayo Solares-Pedreña)
ERM G-250 en posición D-07.12 Gajano-Treto (Castillo-Arnuero)
ERM G-400 en posición D-07.14 Gajano-Treto (Bárcena de Cicero)
ERM G-100 en posición D-07.10 Gajano-Treto (Ribamontán al Mar)
ERM G-250 en posición D-07.11 Gajano-Treto (Meruelo. Ajo)
ERM G-160 en posición D-07.13 Gajano-Treto (Escalante)
EM G-160 en Perales del Río para suministro a ERARSUR
ERM G-100 en la Pola de Gordón
ERM G-65 en PE GAS ASTURIAS en posición D-13 (Arriondas)
ERM G-250 en posición 0-19 (Plasencia) del gasoducto Almendralejo-Salamanca
ERM G-160 80/16 en modificación posición I-022.3 Carballino
EM G-2500 en posición 28X. Conexión a ELEREBRO (Castejón)
EM G-650 en MODIFICACIÓN en posición F-28 Y (Pinto) PAPELERA PENINSULAR
ERM G-250 en nueva posición R-01-A (Langa de Duero)
ERM G-250 en PE GAS ASTURIAS en posición D-14 (Villarriba, TM Piloña)
ERM G-250 en modificación posición I-003 (Cudillero)
ERM G-250 en posición I-06 (Navia)
ERM G-100 en posición D-10-A (Pancar-LLanes)
ERM G-1000 en posición 15.31.A2 (Fuente Álamo)
ERM-G-250 en nueva posición A-5-A (Gurrea de Gállego)
ERM G-250 en nueva posición D-13-A (Piloña)
EM G-2500 en posición 12 (Reus) para suministro a CCC IBERDROLA-ENDESA (Tarragona)
ERM G-160 en posición U-02 Villamañan-Ponferrada (San Justo de la Vega)
ERM G-650 en posición D-07.08 Camargo-Gajano (Medio Cudeyo)
ERM G-400 en posición S-01 Puente Genil-Málaga (Herrera)
ERM G-250 en posición S-02 Puente Genil-Málaga (Roda)
ERM G-400 en posición S-04 Puente Genil-Málaga (Antequera)
EM G-2500 en posición K-29 salida Puente Genil-Málaga (Santaella)
EM G-650 en posición 15.31-A1 Cartagena-Lorca para suministro a ENERGY WORKS
ERM G-250 en posición L-04 Alcalá la real(Jaén)
ERM G-1600 en posición S-08 Puente Genil-Málaga (Málaga)
EM G-250 en posición 15.32 (Escombreras) ECOCARBURANTES
Ramal a Cheste y Red Cheste - Turis entre las posiciones 15.15 y 15.15.01
Ramal a Saica II entre las posiciones 23 y 23.01.X
Ramal a Ford entre las posiciones 15.16A y derivación a Industria Laisa
Ramal a Mengibar, entre nodo N0 y nodo N2
Ramal a La Línea entre nodos N6 y N8
Ramal a Vilches APB + ERM G-400. Pos.L-02-4-1
Semianillo Algete-Colmenar-Villalba (tramo 2)
Gasoducto Puente Genil-Málaga (prov. Córdoba)
Gasoducto Puente Genil-Málaga (prov. Sevilla)
Gasoducto Puente Genil-Málaga (1)
Gasoducto Puente Genil-Málaga (2)
Gasoducto Puente Genil-Málaga (3)

Gasoducto Cartagena-Lorca. Fase I
 Desdoblamiento Derivación de Manóteras (I)
 Desdoblamiento Derivación de Manóteras (I) (parte de 2003)
 Gasoducto Málaga-Estepona. Tramo I (Alhaurin el Grande-Mijas)
 EC de Paterna
 Tanque 2º Cartagena
 Barcelona actuaciones inmediatas Fase II
 Cartagena: tercer vaporizador

ANEXO X

Modificación de la fecha de puesta en servicio y de los valores netos de determinadas instalaciones incluidas en el anexo V de la orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación

		FECHA PUESTA EN MARCHA	VALOR RECONOCIDO DE LA INVERSIÓN (Vi)	VALOR NETO DE INVERSIÓN (2007)
Barcelona	Vaporización (300.000 m ³ /h)	19-11-02	59.417.400	34.950.454
Cartagena	Tanque 2 (105.000 m ³)	28-03-02	55.416.275	42.215.055
Cartagena	Vaporización 3 (150.000 m ³ /h)	02-11-00	20.708.700	7.943.993